

Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 2012

ISSN-0866-854X

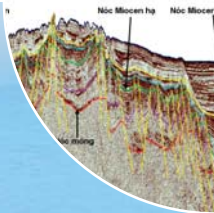
Khai thác thùng dầu đầu tiên từ dự án

JUNIN 2 - VENEZUELA





HÀ NỘI THÁNG 5/2013



HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

KỶ NIỆM 35 NĂM NGÀY THÀNH LẬP VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

“TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM - HỘI NHẬP VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG”



Tìm kiếm thăm dò dầu khí



Khoan khai thác và công trình dầu khí



Hoá chế biến dầu khí



An toàn môi trường dầu khí



Kinh tế quản lý dầu khí



Ban Tổ chức Hội nghị

Địa chỉ: 173 Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội * Điện thoại: (84-4) 37843061 * Fax: (84-4) 37844156
E-mail: vpi35@vpi.pvn.vn * Website: www.petrovietnam-conference.vn

Đăng ký tham dự, gửi bài viết cho Hội nghị (Download mẫu Phiếu đăng ký tại địa chỉ <http://www.petrovietnam-conference.vn>) và gửi về Ban tổ chức Hội nghị trước ngày 30/10/2012.

Xuất bản hàng tháng
Số 9 - 2012

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Văn Minh

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

CN. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

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

Tel: (+84-04) 37727108. Fax: (+84-04) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Niềm vui của Đại sứ Việt Nam tại Venezuela Ngô Tiến Dũng và các cán bộ, kỹ sư Liên doanh Petromacareo, Petrovietnam/PVEP khi chứng kiến sự kiện thủng dầu đầu tiên được khai thác từ giếng khoan PM-24 trên nền khoan cụm đầu giếng C-102, Lô Junin 2. Ảnh: PVEP



TIÊU ĐIỂM

ĐƯA HỢP TÁC DẦU KHÍ giữa Việt Nam - Kazakhstan lên tầm cao mới

Trong chuyến thăm chính thức của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tới Cộng hòa Kazakhstan từ ngày 10 - 11/9/2012, lãnh đạo cấp cao hai nước đã hội đàm nhiều vấn đề quan trọng nhằm đẩy mạnh hợp tác sâu rộng và toàn diện, trong đó dành nhiều thời gian cho vấn đề tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang khẳng định, việc đẩy mạnh hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Kazakhstan (Kazakhmunaigas) giữ vị trí trọng tâm trong hợp tác kinh tế thương mại, có ý nghĩa quan trọng góp phần thắt chặt và thúc đẩy quan hệ đối tác giữa hai nước Việt Nam - Kazakhstan.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tham dự làm việc với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Kazakhstan (Kazakhmunaigas). Ảnh: PVN

Tại Thủ đô Astana, trong các cuộc hội đàm, lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định quyết tâm tiếp tục thúc đẩy hợp tác toàn diện nhằm đưa quan hệ Việt Nam - Kazakhstan phát triển sâu rộng và toàn diện, trong đó lĩnh vực dầu khí giữ vị trí quan trọng trong hợp tác song phương. Trong cuộc hội đàm với Tổng thống Kazakhstan Nursultan Nazarbayev ngày 10/9, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh Việt Nam coi trọng thúc đẩy hợp tác với Kazakhstan trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng, đồng thời khẳng định Việt Nam sẽ tiếp tục kiên trì thuận lợi cho các doanh nghiệp dầu khí Kazakhstan tham dự khai thác dầu khí tại Việt Nam. Tổng thống N. Nazarbayev hoan nghênh và ủng hộ những đề xuất của phía Việt Nam về hợp tác năng lượng, bao gồm cả thăm dò khai

thức dầu khí tại Kazakhstan và Việt Nam, kể cả trên lãnh thổ của nước chủ ba. Ngày 11/9/2012, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang công đoàn công tác trong đó có TS. Đỗ Văn Hào - Tổng giám đốc Petrovietnam đã đến thăm Kazakhmunaigas. Tại buổi làm việc, ông Kimov Izzatbek Kanabayevich - Chủ tịch Kazakhmunaigas đã báo cáo Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác về tình hình hoạt động, kinh doanh của Tập đoàn trong thời gian qua, cũng như những triển vọng hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian tới. Hiện Kazakhmunaigas là doanh nghiệp năng lượng dầu khí hàng đầu của Kazakhstan, có sản lượng khai thác dầu khí hàng năm đạt gần 100 triệu tấn dầu quy đổi.

ĐẦU KHÍ SỐ 90012 3

Viện Dầu khí Việt Nam:

Phát triển trên nền tảng ba trụ cột NGHIÊN CỨU - ỨNG DỤNG - ĐÀO TẠO

Ngày 27/8/2012, tại Hà Nội, Phó Chủ tịch nước GS.TS. Nguyễn Thị Duca đã trao tặng danh hiệu Anh hùng Lao động cho Viện Dầu khí Việt Nam do "Đã có thành tích đặc biệt xuất sắc trong lao động, sáng tạo từ năm 2007 đến năm 2011, góp phần vào sự nghiệp xây dựng CNXH và bảo vệ Tổ quốc". Phát biểu tại buổi lễ, Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Duca nhấn mạnh "Trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước hiện nay và đặc biệt trong kỷ nguyên kinh tế tri thức, để xây dựng thành công ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng như dầu khí, khoa học và công nghệ (KHCN) phải nắm vai trò là nền tảng, là động lực cho sự phát triển bền vững".



Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Duca gặp gỡ Anh hùng Lao động tin cậy có truyền thống của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: CTV

Cung cấp tư vấn giải trí và tiến năng dầu khí của đất nước

Qua gần 35 năm xây dựng và phát triển, Viện Dầu khí Việt Nam đã trở thành tổ chức KHCN hàng đầu của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam, với một số lĩnh vực ngang tầm khu vực, có khả năng tiến khai nghiên cứu phát triển và cung cấp tư vấn khoa học - kỹ thuật cho toàn bộ chuỗi công nghiệp dầu khí. Các kết quả nghiên cứu khoa học (KHCN), điều tra cơ bản của Viện Dầu khí Việt Nam phục vụ hiệu quả cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí được các cơ quan quản lý Nhà nước sử dụng làm luận cứ khoa học, định hướng phát triển, hoạch định chính sách, chiến lược, phát triển công nghiệp dầu khí và các ngành công nghiệp liên quan.

Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã cung cấp nhiều tư vấn cơ sở lý luận cho các lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong hoạch định chính sách, xây dựng chiến lược phát triển, quy hoạch các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Ngành Dầu khí Việt Nam có tầm nhìn xa và theo hướng phát triển bền vững, cũng như các kế

hoạch cụ thể để nâng cao hiệu quả, công nghệ gia tăng chất lượng tăng trưởng.

Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã có những tư vấn giá trị về tiến năng dầu khí của đất nước, về định hướng chiến lược, quy hoạch, đầu tư phát triển của Ngành. Viện đóng vai trò quan trọng trong tư vấn đầu tư, kiến giải các công ty nước ngoài vào Việt Nam, cung cấp dữ liệu các loại hình dịch vụ, tư vấn giúp các công ty điều hành có hiệu quả hoạt động sản xuất của mình. Có thể nói trong môi trường cạnh tranh của Tập đoàn dầu khí đầu tiên của Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam, đầu tiên của Ngành Khoa học kỹ thuật của nhiều thế hệ và là nền tảng chung của KHCN Dầu khí Việt Nam.

Đặc biệt giai đoạn 2001 - 2011 đánh dấu bước phát triển mạnh mẽ và toàn diện của Viện Dầu khí Việt Nam trên nhiều lĩnh vực, trong đó phải kể đến việc mạnh dạn đổi mới tư duy, chuyển đổi thành công sang cơ chế đầu tư, cạnh tranh nghiêm túc, tập trung để phát triển và chuyên nghiệp và chuyên sâu. Sau khi chuyển đổi theo Nghị định

ĐẦU KHÍ SỐ 90012 5

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 16 ♦ Phát hiện thân dầu đặc biệt hiếm có trong đá móng mỏ Bạch Hổ và phương pháp luận trong nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong đá móng nứt nẻ và hang hốc
- 21 ♦ Đặc điểm đá chứa cát kết tại giếng khoan ở bốn trăm tích phía Bắc nước Đức
- 26 ♦ Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm mới trên cơ sở HEDP và NH_4HF_2 thay thế hệ hóa phẩm truyền thống trên cơ sở HCl/HF trong xử lý acid vùng cận đáy giếng
- 33 ♦ Nghiên cứu sử dụng chất ức chế mới dạng phenol trong quá trình polymer hóa các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon
- 38 ♦ Mô phỏng và nghiên cứu công nghệ sản xuất EDC và VCM từ ethylene
- 45 ♦ Nghiên cứu sử dụng tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện than của Petrovietnam để sản xuất vật liệu xây dựng
- 51 ♦ Công nghệ bọc chống ăn mòn cho các đường ống dầu khí tại Nhà máy bọc ống - PVID: Hiện trạng và các cải tiến, hợp lý hóa dây chuyền công nghệ
- 57 ♦ Cần hiểu và vận dụng đúng bản chất loại hợp đồng EPC
- 65 ♦ Các nguồn thay thế nhiên liệu truyền thống
- 68 ♦ Bolivia - Việt Nam đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí
- 72 ♦ Dự kiến khai thác mỏ Lan Đỏ vào Quý IV/2012
- 73 ♦ IEA dự báo nhu cầu dầu mỏ sẽ ổn định
- 74 ♦ Tanzania sẽ trở thành quốc gia xuất khẩu khí đốt hàng đầu thế giới?
- 78 ♦ Cải tiến kết cấu "van cắt - POP" trong bộ thiết bị lòng giếng để an toàn khi thực hiện công việc hoàn thiện giếng khoan

NĂNG LƯỢNG MỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

ĐƯA HỢP TÁC DẦU KHÍ giữa Việt Nam - Kazakhstan lên tầm cao mới

Trong chuyến thăm chính thức của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tới Cộng hòa Kazakhstan từ ngày 10 - 11/9/2012, lãnh đạo cấp cao hai nước đã hội đàm nhiều vấn đề quan trọng nhằm đẩy mạnh hợp tác sâu rộng và toàn diện, trong đó dành nhiều thời gian cho vấn đề tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang khẳng định, việc đẩy mạnh hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Kazakhstan (KazMunaiGaz) giữ vị trí trọng tâm trong hợp tác kinh tế thương mại, có ý nghĩa quan trọng góp phần thắt chặt và thúc đẩy quan hệ đối tác giữa hai nước Việt Nam - Kazakhstan.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Kazakhstan (KazMunaiGaz). Ảnh: PVN

Tại Thủ đô Astana, trong các cuộc hội đàm, lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định quyết tâm tiếp tục thúc đẩy hợp tác hơn nữa nhằm đưa quan hệ Việt Nam - Kazakhstan phát triển sâu rộng và toàn diện, trong đó lĩnh vực dầu khí giữ vị trí quan trọng trong hợp tác song phương. Trong cuộc hội đàm với Tổng thống Kazakhstan Nursultan Nazarbayev ngày 10/9, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh Việt Nam coi trọng thúc đẩy hợp tác với Kazakhstan trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng; đồng thời khẳng định Việt Nam sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp dầu khí Kazakhstan thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam. Tổng thống N.Nazarbayev hoan nghênh và ủng hộ những đề xuất của phía Việt Nam về hợp tác năng lượng, bao gồm cả thăm dò khai

thác dầu khí tại Kazakhstan và Việt Nam, kể cả trên lãnh thổ của nước thứ ba.

Ngày 11/9/2012, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang cùng đoàn công tác (trong đó có TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Petrovietnam) đã đến thăm KazMunaiGaz. Tại buổi làm việc, ông Kiinov Liazzat Katebayevich - Chủ tịch KazMunaiGaz đã báo cáo Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác về tình hình hoạt động, kinh doanh của Tập đoàn trong thời gian qua, cũng như những triển vọng hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian tới. Hiện KazMunaiGaz là doanh nghiệp năng lượng dầu khí hàng đầu của Kazakhstan, có sản lượng khai thác dầu khí hàng năm đạt gần 100 triệu tấn dầu quy đổi.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chứng kiến Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn KazMunaiGaz. Ảnh: PVN

Phát biểu tại buổi làm việc, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh, Việt Nam - Kazakhstan là các đối tác chiến lược và ngành công nghiệp dầu khí có ý nghĩa đặc biệt quan trọng đối với cả hai nước. Việc thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực dầu khí thông qua hai tập đoàn dầu khí quốc gia Petrovietnam và KazMunaiGaz có ý nghĩa to lớn trong việc góp phần thắt chặt và thúc đẩy quan hệ đối tác giữa hai nước, giữ vị trí trọng tâm trong hợp tác kinh tế thương mại giữa Việt Nam và Kazakhstan.

Trong thời gian qua, Petrovietnam và KazMunaiGaz đã và đang duy trì mối quan hệ đối tác chặt chẽ, bước đầu đạt được dự án hợp tác cụ thể thông qua Thỏa thuận nghiên cứu chung tại khu vực Usturt và đang xem xét một số dự án dầu khí tại Kazakhstan do các đối tác độc lập giới thiệu. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đề nghị hai Tập đoàn khẩn trương thực hiện thỏa thuận đã ký, cũng như tiếp tục nỗ lực tìm kiếm các dự án hợp tác mới có tính khả thi tại các khu vực mà KazMunaiGaz đã và đang giới thiệu. Chủ tịch nước cũng bày tỏ mong muốn KazMunaiGaz và các đối tác Kazakhstan xem xét và tham gia hợp tác trong các dự án tại Việt Nam, cũng như cùng Petrovietnam hợp tác ở các nước thứ ba. Chủ tịch nước khẳng định, Nhà nước và Chính phủ Việt Nam luôn sẵn sàng tạo các điều kiện thuận lợi nhất cho Petrovietnam trong việc triển khai các dự án hợp tác với KazMunaiGaz.

Trước đó, vào tháng 7/2012, Petrovietnam/PVEP và KazMunaiGaz đã ký Thỏa thuận nghiên cứu chung tại vùng Usturt, Cộng hòa Kazakhstan. Đây là thỏa thuận hợp tác cụ thể đầu tiên mà Petrovietnam/PVEP có được tại địa bàn giàu tiềm năng này. Đây có thể được xem là bước khởi đầu quan trọng, tạo điều kiện để Petrovietnam tiếp tục tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới. Trước mắt, trong thời gian tới, Petrovietnam/PVEP sẽ làm việc cụ thể với KazMunaiGaz về khả năng cùng tham gia trong một lô diện tích cụ thể bên cạnh diện tích nghiên cứu chung theo giới thiệu của lãnh đạo KazMunaiGaz.

Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước và đại diện lãnh đạo Chính phủ Kazakhstan, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Chủ tịch Tập đoàn KazMunaiGaz đã ký Biên bản ghi nhớ (MOU). Theo đó, hai bên sẽ khẩn trương tiến hành đàm phán để tiến tới ký kết hợp đồng dầu khí tại khu vực mà hai bên đang thực hiện công tác nghiên cứu chung trong thời gian sớm nhất.

Cũng trong thời gian ở Kazakhstan, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu đã có buổi làm việc với lãnh đạo Bộ Dầu khí Kazakhstan cũng như các đối tác của Petrovietnam để thúc đẩy các dự án hợp tác, đồng thời tìm kiếm các cơ hội mới.

Phạm Xuân

Viện Dầu khí Việt Nam:

Phát triển trên nền tảng ba trụ cột

NGHIÊN CỨU - ỨNG DỤNG - ĐÀO TẠO

Ngày 27/8/2012, tại Hà Nội, Phó Chủ tịch nước GS.TS. Nguyễn Thị Doan đã trao tặng danh hiệu Anh hùng Lao động cho Viện Dầu khí Việt Nam do "đã có thành tích đặc biệt xuất sắc trong lao động, sáng tạo từ năm 2001 đến năm 2011, góp phần vào sự nghiệp xây dựng CNXH và bảo vệ Tổ quốc". Phát biểu tại buổi lễ, Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan nhấn mạnh "trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước hiện nay và đặc biệt trong kỷ nguyên kinh tế tri thức, để xây dựng thành công ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng như dầu khí, khoa học và công nghệ (KHCN) phải làm tốt vai trò là nền tảng, là động lực cho sự phát triển bền vững".



Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan gắn Huy hiệu Anh hùng Lao động lên lá cờ truyền thống của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Mạnh Thắng

Cung cấp tư vấn giá trị về tiềm năng dầu khí của đất nước

Qua gần 35 năm xây dựng và phát triển, Viện Dầu khí Việt Nam đã trở thành tổ chức KHCN hàng đầu của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam, với một số lĩnh vực ngang tầm khu vực, có khả năng triển khai nghiên cứu phát triển và cung cấp dịch vụ khoa học - kỹ thuật cho toàn bộ chuỗi công nghiệp dầu khí. Các kết quả nghiên cứu khoa học (NCKH), điều tra cơ bản của Viện Dầu khí Việt Nam phục vụ hiệu quả cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; được các cơ quan quản lý Nhà nước sử dụng làm luận cứ khoa học, định hướng phát triển, hoạch định chính sách, chiến lược phát triển công nghiệp dầu khí và các ngành công nghiệp liên quan.

Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã cung cấp nhiều tư vấn có cơ sở khoa học cho lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong hoạch định chính sách, xây dựng chiến lược phát triển, quy hoạch các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Ngành Dầu khí Việt Nam có tầm nhìn xa và theo hướng phát triển bền vững, cũng như các kế

hoạch cụ thể để nâng cao hiệu quả, cũng như gia tăng chất lượng tăng trưởng.

Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã có những tư vấn giá trị về tiềm năng dầu khí của đất nước, về định hướng, chiến lược, quy hoạch, đầu tư phát triển của Ngành. Viện đóng vai trò quan trọng trong tư vấn đầu tư, kêu gọi các công ty nước ngoài vào Việt Nam, cung cấp đa dạng các loại hình dịch vụ, tư vấn giúp các công ty điều hành có hiệu quả hoạt động sản xuất của mình. Có thể nói trong mỗi thành tích của Tập đoàn đều có dấu ấn của Viện Dầu khí Việt Nam, dấu ấn của lao động khoa học say mê, bền bỉ của nhiều thế hệ và là niềm tự hào chung của KHCN Dầu khí Việt Nam.

Đặc biệt, giai đoạn 2001 - 2011 đánh dấu bước phát triển mạnh mẽ và toàn diện của Viện Dầu khí Việt Nam trên nhiều lĩnh vực, trong đó phải kể đến việc mạnh dạn đổi mới tư duy, chuyển đổi thành công sang cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm, tạo đột phá để phát triển cả chiều rộng và chiều sâu. Sau khi chuyển đổi theo Nghị định

115/NĐ-CP, đời sống của người lao động được cải thiện, thu hút được nguồn nhân lực có trình độ cao và quan trọng nhất là tư duy các nhà khoa học trở nên năng động hơn, chất lượng nghiên cứu được nâng cao, gắn chặt với thực tế và đóng góp nhiều hơn cho hoạt động sản xuất kinh doanh của Ngành.

TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam cho biết, các thành tựu KHCN và dịch vụ mà Viện Dầu khí Việt Nam đạt được không thể tách rời sự hợp tác quốc tế đa dạng và có hiệu quả ngay từ những ngày đầu mới thành lập. Hợp tác với các đối tác truyền thống, các nước có nền công nghiệp dầu khí phát triển (Liên bang Nga, Pháp, Mỹ, Anh, Nhật Bản, Na Uy, Đan Mạch...) hiện vẫn đang được triển khai có hiệu quả, góp phần gắn kết Viện Dầu khí Việt Nam với cộng đồng khoa học dầu khí thế giới, nâng cao năng lực nghiên cứu, xây dựng đội ngũ cán bộ nghiên cứu trình độ cao cho Ngành Dầu khí Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam đã tiên phong và chủ động trong hội nhập quốc tế, tiếp thu kinh nghiệm thế giới, nhận chuyển giao và áp dụng công nghệ mới, xây dựng và nâng cao năng lực nghiên cứu cho đội ngũ cán bộ của mình.

Xây dựng những phòng nghiên cứu đủ mạnh, đạt tầm quốc tế

Phát biểu chỉ đạo tại buổi lễ, Phó Chủ tịch nước GS.TS. Nguyễn Thị Doan biểu dương những thành tựu quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam đã đạt được trong thời gian qua. Phó Chủ tịch nước nhấn mạnh, “trong mỗi thành công của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có sự đóng góp quan trọng, đáng kể của Viện Dầu khí Việt Nam với vai trò là bộ não tham mưu, là cơ quan nghiên cứu đầu ngành, là cơ quan tư vấn khoa học - công nghệ trình độ cao, cung cấp những dịch vụ dầu khí có chất lượng, hiệu quả cho toàn bộ chuỗi giá trị của Ngành Dầu khí Việt Nam”.

Phó Chủ tịch nước cho rằng, nền tảng quan trọng tạo nên thành công của Viện Dầu khí Việt Nam là ý chí, bản lĩnh, tập thể cán bộ lãnh đạo và công chức viên chức đoàn kết, tập hợp lại thành sức mạnh trong NCKH, huy động được trí tuệ, chất xám KHCN của các nhà khoa học trong và ngoài nước. Cơ cấu nhân lực của Viện đã và đang phát huy hiệu quả đối với hoạt động NCKH, đảm bảo cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam chuyển đổi thành công theo mô hình tự chủ tự chịu trách nhiệm mà không phải nhiều đơn vị khoa học, viện nghiên cứu làm được. Với những kết quả này,

“Trải qua gần 35 năm xây dựng và trưởng thành, tập thể CBCNV Viện Dầu khí Việt Nam đã không ngừng phấn đấu, vượt qua mọi khó khăn, xây dựng Viện trở thành một tổ chức khoa học - công nghệ hàng đầu ở Việt Nam, một địa chỉ tư vấn và cung cấp dịch vụ khoa học có uy tín trong cộng đồng dầu khí trong khu vực, đóng góp to lớn cho thành tích chung của Ngành và cho sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam”.

(TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam)



Một góc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PV Pro). Ảnh: CTV

Phó Chủ tịch nước hoan nghênh sự chỉ đạo đúng đắn, sát sao của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với công tác NCKH, triển khai hiệu quả Nghị quyết Trung ương 2 (Khóa VIII) về phát triển KHCN cùng với giáo dục đào tạo là quốc sách hàng đầu.

Trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước và đặc biệt trong kỷ nguyên kinh tế tri thức, Phó Chủ tịch nước khẳng định để xây dựng thành công ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng như dầu khí, KHCN phải làm tốt vai trò là nền tảng, động lực cho sự phát triển bền vững. Nghị quyết Đại hội toàn quốc lần thứ XI đã đưa ra ba đột phá chiến lược: phải phát triển cơ sở hạ tầng, phải cải cách hành chính, phải phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao. Phó Chủ tịch nước cho rằng, để phát triển bền vững trong giai đoạn mới, Viện Dầu khí Việt Nam phải tiếp tục là nơi hội tụ chất xám của Ngành, gắn kết chặt chẽ công tác NCKH với ứng dụng công nghệ, giải quyết các vấn đề thực tiễn sản xuất kinh doanh đặt ra và đặc biệt phải gắn với Chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam cần đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ nghiên cứu khoa học mạnh, chuẩn mực, am hiểu về chuyên môn, am hiểu về khoa học kỹ thuật...

Phó Chủ tịch nước đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh đầu tư cho



Danh hiệu Anh hùng Lao động là kết quả của quá trình bền bỉ phấn đấu, nỗ lực vượt khó, cống hiến tâm sức và trí tuệ cho công tác nghiên cứu khoa học của nhiều thế hệ các nhà khoa học và quản lý Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Mạnh Thắng

công tác NCKH, cần tạo “thể chân kiềng” trong nghiên cứu - ứng dụng - đào tạo, phát triển đội ngũ, cơ sở vật chất kỹ thuật, và phải có những phòng nghiên cứu đủ mạnh, đạt tầm quốc tế...

Phát huy hơn nữa “Trí tuệ Dầu khí Việt Nam Anh hùng”

Nhiệm vụ của KHCN Dầu khí trong giai đoạn phát triển mới là phải tăng cường hội nhập, tăng tốc phát triển, nâng cao chất lượng tăng trưởng, bảo đảm Tập đoàn giữ vững vai trò đầu tàu kinh tế, góp phần xứng đáng vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước; xây dựng thương hiệu Dầu khí Việt Nam, gắn liền với hình ảnh dân tộc Việt Nam Anh hùng trong chiến đấu, năng động trong sản xuất, kinh doanh, sáng tạo trong nghiên cứu và hội nhập kinh tế quốc tế. Trên con đường xây dựng Viện Dầu khí Việt Nam mãi xứng đáng là biểu tượng của Trí tuệ Dầu khí Việt Nam, những người làm công tác KHCN Dầu khí đang đứng trước nhiều cơ hội lớn nhưng cũng phải đối mặt với không ít khó khăn thách thức.

Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam khẳng định “KHCN là nền tảng, động lực cho sự nghiệp phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam” và cũng chỉ rõ đây là một trong ba nhóm giải pháp đột phá. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh, Viện Dầu khí Việt Nam là đơn vị đóng vai trò trung tâm trong thực hiện các giải pháp này. “Trong thăm dò, khai thác cần tìm thêm nhiều mỏ mới, nhanh chóng xây dựng cơ sở hạ tầng, đưa vào phát triển, khai thác các mỏ hiện có một cách an toàn, hiệu quả, đạt hệ số

thu hồi cao; trong các lĩnh vực khác, làm chủ công nghệ và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, hiệu quả đầu tư luôn là vấn đề nóng bỏng” - TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định.

Lãnh đạo Tập đoàn mong rằng Viện Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung hơn nữa sức lực và trí tuệ, kinh nghiệm và tri thức, bám sát thực tiễn của Ngành, giải quyết các nhiệm vụ đặt ra trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn là thăm dò khai thác, lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao, trong đó thăm dò khai thác dầu khí là hoạt động cốt lõi. Tập đoàn sẽ tiếp tục đầu tư xây dựng cơ sở vật chất, trang thiết bị hiện đại và ưu tiên đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho Viện Dầu khí Việt Nam, hỗ trợ mọi mặt để Viện thực hiện tốt chức năng nhiệm vụ được giao, có những công trình nghiên cứu và giải pháp KHCN thực sự tạo động lực cho sự phát triển nhanh và bền vững của toàn Ngành.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng tập thể CBCNV Viện Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục phát huy “Trí tuệ Dầu khí Việt Nam Anh hùng”, làm sâu sắc hơn nữa giá trị, văn hóa và phong cách làm việc của đội ngũ cán bộ nghiên cứu khoa học là “Đạo đức - Chuyên nghiệp - Trí tuệ”, nỗ lực tận dụng các thế mạnh hiện có, các cơ hội để tạo sự đột phá, phát triển mạnh mẽ hơn, nâng cao năng lực nghiên cứu, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao, góp phần quan trọng vào việc thực hiện thắng lợi Chiến lược tăng tốc và sự phát triển bền vững của Tập đoàn trong thời kỳ mới.

Ngọc Linh



ĐẢM BẢO KHAI THÁC

an toàn, hiệu quả, tối ưu

Tại kỳ họp lần thứ IV Tiểu ban Thăm dò Khai thác, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn cho rằng, để đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác dầu khí, các đơn vị liên quan cần đề ra giải pháp cụ thể đối với các mỏ đang khai thác, mỏ nhỏ, mỏ cận biên; đồng thời cần phải kiểm soát tốt tiến độ các dự án để đảm bảo sản lượng, khai thác an toàn, hiệu quả, khai thác tối ưu.

Mục tiêu trọng tâm là gia tăng trữ lượng

Ngày 14/9/2012, tại Tp. Đà Nẵng, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí nhiệm kỳ 2011 - 2013 đã tổ chức kỳ họp thứ IV dưới sự chủ trì của PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín - Trưởng Tiểu ban cùng 3 Phó Trưởng Tiểu ban: TS. Phan Tiến Viễn, TS. Hoàng Ngọc Đang và ông Nguyễn Văn Toàn. Tại kỳ họp, các đại biểu đã nghe và tập trung thảo luận về các giải pháp gia tăng trữ lượng trong nước của PVEP; cập nhật kết quả thử nghiệm bơm ép khí hydrocarbon/nước tại mỏ Rạng Đông nhằm tăng thu hồi dầu; tình hình tìm kiếm dự án mới ở nước ngoài của PVEP trong năm 2012 và phương hướng tiếp theo; thực trạng khai thác của Vietsovpetro trong năm 2012, các giải pháp và kết quả đạt

được. Bên cạnh đó, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cũng dành nhiều thời gian nghiên cứu một số vấn đề liên quan đến việc sửa đổi, hiệu chỉnh "Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và thành lập báo cáo trữ lượng dầu khí"; Chương trình nghiên cứu khoa học thuộc lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí năm 2013...

Thảo luận về kế hoạch và giải pháp gia tăng trữ lượng trong nước của PVEP, Tiểu ban cho rằng PVEP mới tập trung nhiều vào đối tượng móng, mà chưa tập trung nhiều đến các đối tượng trầm tích tập E, D ở bể Cửu Long. Do đó, PVEP cần xem xét, đánh giá để thay đổi đối tượng là mục tiêu thăm dò ở bể Cửu Long và cả bể Sông Hồng. Khi có một phát hiện dầu khí, PVEP tập trung vào

khoan thăm lường ngay để sớm phát triển. Trong khi quỹ giếng khoan hạn chế nên khoan thăm dò ở các cấu tạo mới khá ít, hoặc phải lùi kế hoạch khoan. Do vậy, cần đảm bảo tỷ lệ hợp lý giữa số giếng khoan thăm dò và khoan thăm lường.

Đồng thời, PVEP cần tập trung nghiên cứu, minh giải chi tiết để phát hiện các cấu tạo mới, đặc biệt là ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn. Nghiên cứu, đánh giá kỹ môi trường trầm tích Oligocen dưới, xác định sự phân bố của các thân cát, đặc biệt là ở phía Đông bể Cửu Long. Khi tiến hành tìm kiếm thăm dò đối tượng móng ở bể Cửu Long, PVEP cần tập trung ở các vùng có đứt gãy muộn về sau; đối tượng trầm tích Miocen có độ rỗng, độ thấm tốt, lại nằm nông (thực tế khai thác ở một số mỏ đã nhiều hơn trữ lượng phê duyệt) nên cần nghiên cứu kỹ hơn bẫy thạch học - địa tầng, điều kiện cổ địa lý - tướng đá trong Miocen tại các giếng khoan. PVEP cần xem xét, rà soát kỹ để có kế hoạch gia tăng trữ lượng thích hợp ở bể Nam Côn Sơn - trọng điểm đầu tư của PVEP, cũng như ở bể Mã Lai - Thổ Chu; đánh giá hiệu quả của phương án khoan thêm giếng ở mỏ Đại Hùng trên các khía cạnh gia tăng trữ lượng và hiệu quả kinh tế của dự án đầu tư.

Qua báo cáo về thực trạng khai thác của Vietsovpetro trong năm 2012, các giải pháp và kết quả đạt được, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí khẳng định đối tượng khai thác chính của Vietsovpetro vẫn là móng. Hiện Vietsovpetro có khoảng 400 giếng khoan vừa khai thác, vừa bơm ép, trong đó khoảng 1/4 số giếng không có sản lượng hoặc sản lượng rất ít. Để đảm bảo kế hoạch về sản lượng khai thác, Tiểu ban cho rằng, Vietsovpetro cần nghiên cứu, đánh giá kỹ nguyên nhân gây ra hiện tượng ngập nước của mỏ; xây dựng chiến lược bơm ép nước thận trọng để đảm bảo khai thác lâu dài; thử nghiệm và đánh giá khai thác dưới áp suất bão hòa. Vietsovpetro cần sớm đưa các phát hiện mới vào khai thác (Mèo Trắng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng...) nhằm gia tăng sản lượng; đồng thời xem xét tiến hành nghiên cứu nâng cao thu hồi dầu bằng bơm ép khí.

Về vấn đề thử nghiệm bơm ép khí hydrocarbon/nước ở mỏ Rạng Đông nhằm gia tăng thu hồi dầu, theo ý kiến của các đồng chí trong Tiểu ban thì gia tăng sản lượng cũng như hiệu quả kinh tế do bơm ép khí hydrocarbon/nước đã thấy được qua theo dõi thực tế ở mỏ Rạng Đông. Trên cơ sở đó, JVPC cần tiếp tục theo dõi để hiểu rõ hơn về cơ chế nâng cao thu hồi dầu (EOR), xây dựng chương trình EOR cho toàn mỏ; các đơn vị/công ty

cần sớm nghiên cứu, xây dựng kế hoạch thực hiện EOR cho các mỏ.

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban Thăm dò Khai thác đã nghe báo cáo đề xuất sửa đổi, hiệu chỉnh “Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và thành lập báo cáo trữ lượng dầu khí”. Tiểu ban cho rằng, cần nghiên cứu, đánh giá, phân loại mức độ phức tạp của cấu trúc địa chất, mạng lưới thăm dò ở các mỏ, từ đó xác định tiêu chí cụ thể để đưa vào Quy định hiệu chỉnh. Quy định chiều sâu, bán kính để xác định cấp trữ lượng P1 cho đối tượng móng phụ thuộc rất lớn vào dòng sản phẩm, vì vậy cần nghiên cứu, đánh giá để phân loại dòng sản phẩm cho phù hợp. Bổ sung quy định bắt buộc các nhà thầu lấy mẫu lõi trong quá trình thăm dò, khai thác các mỏ. Tiểu ban đề nghị Hội Dầu khí Việt Nam tiếp tục tổ chức hội thảo lấy ý kiến góp ý làm cơ sở sửa đổi và hoàn chỉnh Quy định này.

Kiểm soát tốt tiến độ các dự án

Phát biểu tại kỳ họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn đánh giá cao công tác chuẩn bị nội dung, hoạt động trao đổi, thảo luận tại kỳ họp lần IV của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí và nhấn mạnh Tiểu ban cần tiếp tục phát huy tại các kỳ họp tiếp theo. TS. Nguyễn Quốc Thập yêu cầu, các đơn vị nghiên cứu khoa học cần tham gia theo dõi, cập nhật, dự báo các vấn đề liên quan đến thăm dò khai thác, trực tiếp phục vụ công tác E&P của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Các Ban chuyên môn của Tập đoàn cần hỗ trợ, thúc đẩy để rút ngắn quá trình phê duyệt dự án, hỗ trợ các đơn vị trong quá trình triển khai thực hiện các dự án, giải quyết kịp thời các khó khăn, vướng mắc phát sinh.

Theo kế hoạch, kỳ họp thứ V của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí dự kiến sẽ được tổ chức vào tháng 11/2012 nhằm thảo luận các nội dung: kết quả tìm kiếm thăm dò năm 2012; kết quả nghiên cứu mới ở vùng trũng An Châu; hiện trạng và kết quả khai thác dầu khí của các Liên doanh dầu khí của Petrovietnam ở Cộng hòa Liên bang Nga; tình trạng xuất hiện cát trong quá trình khai thác; tình hình các dự án thăm dò dầu khí của Petrovietnam ở khu vực Trung Á; kết quả khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro; kết quả khai thác ở các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh...

Việt Hà

Kỳ họp thứ IV của Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí dành nhiều thời gian phân tích các giải pháp về kỹ thuật, công nghệ, phương án nâng cấp mở rộng để nâng cao hiệu quả hoạt động của Nhà máy Lọc dầu (NMLD) Dung Quất. Tiểu ban cho rằng, giai đoạn đầu tiến hành nâng cấp NMLD để nâng cao hiệu quả hoạt động và mở rộng dải nguyên liệu có thể chế biến. Việc nâng cấp quy mô lớn sau này nên dựa trên nguồn nguyên liệu cơ sở là dầu chua, nhẹ phổ biến trên thế giới nhằm đảm bảo nguồn cung cấp lâu dài, ổn định cho Nhà máy cũng như nên định hướng tích hợp hóa dầu từ khí để tận dụng lợi thế NMLD Dung Quất nằm gần mỏ khí Cá Voi Xanh có trữ lượng lớn.



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Thị Bình phát biểu tại kỳ họp IV Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí. Ảnh: Lê Khoa

NÂNG CAO HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Ổn định chất lượng nguyên liệu cung cấp cho NMLD Dung Quất

Ngày 27 - 28/9/2012, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần IV trong nhiệm kỳ 2011 - 2013 với chủ đề "Giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy sản xuất cồn nhiên liệu có phần vốn góp của Tập đoàn và NMLD Dung Quất" dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Anh Đức - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Trưởng Tiểu ban. Tại kỳ họp, các đại biểu đã nghe và tập trung thảo luận về một số giải pháp đa dạng hóa nguồn nguyên liệu và sản xuất các sản phẩm khác từ ethanol; hiện trạng hoạt động và các giải pháp kỹ thuật/công nghệ và cơ chế chính sách để nâng cao hiệu quả hoạt động NMLD Dung Quất; tình hình và định hướng cung ứng nguyên liệu cho NMLD Dung Quất, dự thảo định hướng chiến lược phát triển sản xuất kinh doanh đến năm 2025 của Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR); phương án nâng cấp mở rộng để nâng cao hiệu quả hoạt động NMLD...

Báo cáo tại kỳ họp, ông Đinh Văn Ngọc - Phó Tổng Giám đốc BSR cho biết, nguồn dầu thô cung cấp cho Nhà máy chưa ổn định, được nhập từ nhiều nguồn khác nhau

với tính chất thay đổi liên tục. Đặc biệt, tần suất thay đổi bể/hỗn hợp dầu trong quá trình chế biến lớn và không theo quy luật, gây khó khăn trong việc thiết lập các điều kiện vận hành tối ưu cho từng phương án dầu thô; giảm tính ổn định vận hành của thiết bị/hệ thống/phân xưởng; chất lượng và hiệu suất sản phẩm khó được điều chỉnh ở điều kiện tối ưu.

BSR đã đưa ra các giải pháp về kỹ thuật/công nghệ nhằm nâng cao khả năng vận hành Nhà máy an toàn, ổn định, tối ưu kể cả khi chế biến dầu thô có chất lượng xấu hơn. Kiểm soát sớm, chặt chẽ chất lượng dầu thô để lập kế hoạch, điều chỉnh chế độ vận hành cho phù hợp; nâng cao hiệu quả thiết bị để tăng hiệu quả tách muối, kim loại có trong hợp chất hữu cơ; tối ưu hóa, thay thế các loại hóa phẩm, phụ gia phù hợp hơn; tăng cường công tác kiểm tra, giám sát, phân tích số liệu đặc biệt là giám sát ăn mòn thiết bị...

Đối với nguồn dầu trong nước, cần giảm thiểu tỷ lệ dầu có tính chất không phù hợp; giám sát chặt chẽ quá trình xử lý dầu trên tàu, tính chất từng lô dầu ngay tại mỏ; giảm giá mua theo tính chất dầu (API, CCR,...). Đối với

nguồn dầu nhập khẩu, cần xác định nguồn dầu chủ lực và mua dầu theo hợp đồng dài hạn, tiếp tục tìm kiếm nguồn dầu thay thế phù hợp, hạn chế việc thay đổi nhiều nguồn dầu khi Nhà máy chưa có đủ điều kiện pha trộn theo yêu cầu chế biến. Nghiên cứu nâng cấp, tối ưu hóa pha trộn dầu thô tại NMLD đảm bảo tính chất dầu ổn định cho chế biến.

Trên cơ sở đó, Tiểu ban đề nghị Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí/Viện Dầu khí Việt Nam (PVPro/VPI) phối hợp với BSR, Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) và Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) tìm các giải pháp nhằm ổn định chất lượng nguyên liệu cung cấp cho NMLD Dung Quất (loại nước, tạp chất, xác định các loại dầu chủ lực có tính chất phù hợp). Tiểu ban cũng đề xuất Tập đoàn giao nhiệm vụ đột xuất cho PVPro (VPI) nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng và bản chất hợp chất chứa Fe, Ca và Si đến quá trình tạo cốc trong sản phẩm và thiết bị của phân xưởng RFCC trong NMLD Dung Quất từ đó để xuất tiêu chí lựa chọn loại xúc tác phù hợp để giảm thiểu lượng xúc tác bổ sung và giúp phân xưởng RFCC vận hành ổn định.

Về chiến lược của BSR do Viện Dầu khí Việt Nam trình bày, theo Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí, giai đoạn đầu nên tiến hành nâng cấp NMLD để nâng cao hiệu quả hoạt động và mở rộng dải nguyên liệu có thể chế biến. Sau đó, tùy tình hình nguồn cung cấp khí từ mỏ Cá Voi Xanh sẽ tiến hành tích hợp hóa dầu từ khí để đảm bảo hiệu quả hoạt động của BSR tương đương mức trung bình trong khu vực. Việc nâng cấp quy mô lớn nên dựa trên nguồn nguyên liệu cơ sở là dầu chua, nhẹ phổ biến trên thế giới nhằm đảm bảo nguồn cung cấp lâu dài, ổn định cho Nhà máy. Tiểu ban và VPI tiếp tục thực hiện các chương trình nghiên cứu ngắn/dài hạn để tư vấn cho BSR về chế độ vận hành phù hợp, giải pháp cung cấp nguyên liệu có chất lượng ổn định, tối ưu năng lượng, giải pháp nâng cấp, phát triển đa dạng hóa nguyên liệu/sản phẩm theo định hướng hóa dầu và tích hợp hóa dầu từ khí.



Đoàn công tác của Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí tham quan Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất. Ảnh: Lê Khoa

Đa dạng hóa nguồn nguyên liệu và sản xuất sản phẩm khác từ ethanol

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban còn tập trung thảo luận vấn đề liên quan đến giải pháp đa dạng hóa nguồn nguyên liệu và sản xuất các sản phẩm khác từ ethanol do PVPro/VPI trình bày. Trong đó, bên cạnh nguyên liệu sản xuất khô, PVPro/VPI đề xuất hướng sử dụng nguồn nguyên liệu sản xuất tươi bởi không tốn thời gian cất lút, phơi khô; giảm chi phí hóa chất, kho bãi cho việc tồn trữ; tránh mất mát hàm lượng tinh bột trong sản phẩm, tận dụng được triệt để nguồn nguyên liệu; lượng cát, tạp chất và lượng vi sinh có trong sản phẩm ít. Theo tính toán của PVPro/VPI, giá thành sản xuất 1 lít ethanol từ sản phẩm tươi sẽ nhỏ hơn sản phẩm từ sản phẩm khô khoảng 2500 đồng. PVPro/VPI cũng đã sơ lược đề xuất giải pháp cải tạo và tích hợp thêm thiết bị mới vào dây chuyền công nghệ hiện có. Bên cạnh đó, PVPro/VPI cũng so sánh các phương án sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ ethanol (gồm: DEE, Acetic acid, Butadiene, MEG, ETBE, EA) để nâng cao giá trị ethanol thành phẩm, giảm thiệt hại do phải xuất khẩu. Kết quả tính toán ban đầu cho thấy việc sử dụng ethanol để sản xuất EA và đặc biệt là ETBE có tính khả thi về mặt công nghệ và kinh tế.

Tiểu ban đã đề nghị PVPro/VPI kết hợp với Hội Dầu khí Việt Nam xây dựng Đề án nâng cao hiệu quả các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học gồm các giải pháp kinh tế, kỹ thuật (đa dạng hóa nguồn nguyên liệu, giảm giá thành sản phẩm, sản xuất các sản phẩm từ cồn) để báo cáo lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, quyết định. Tiểu ban đề nghị PVPro/VPI làm việc trực tiếp với BSR-BF để thống nhất đề cương đề án bổ sung sử dụng sản phẩm tươi/dịch bột sản phẩm làm nguyên liệu cho nhà máy. Đề xuất Tập đoàn giao nhiệm vụ đột xuất cho PVPro/VPI thực hiện để kịp áp dụng kết quả cho mùa sản năm 2013.

Phát biểu tại kỳ họp, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Thị Bình nhấn mạnh, các đơn vị cần chủ động đẩy nhanh nghiên cứu các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy, không chờ cơ chế bắt buộc áp dụng nhiên liệu sinh học của Chính phủ. Các nghiên cứu phải thực tế gắn với sản xuất như đa dạng hóa, giảm thiểu giá thành nguyên liệu (sản phẩm tươi), tối ưu hóa quy trình sản xuất, đa dạng sản phẩm, đồng thời áp dụng các giải pháp kỹ thuật để nâng cao hiệu quả...TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị lập thành Đề án nâng cao hiệu quả các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học bao gồm cả các giải pháp kinh tế, kỹ thuật, có khả năng áp dụng vào thực tiễn.

Lê Khoa



TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Trưởng Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí chủ trì kỳ họp. Ảnh: EMC

GIẢI PHÁP VỀ KINH TẾ, QUẢN LÝ

góp phần nâng cao hiệu quả đầu tư trong lĩnh vực cốt lõi

Trong bối cảnh nền kinh tế trong và ngoài nước còn nhiều khó khăn, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã tập trung thảo luận về các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Đặc biệt, Tiểu ban cho rằng cần tập trung mọi nguồn lực để ưu tiên thực hiện các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; đồng thời dành thời gian phân tích các giải pháp về kinh tế, quản lý để hỗ trợ và thúc đẩy hoạt động cốt lõi phát triển.

Hỗ trợ và thúc đẩy hoạt động đầu tư trong lĩnh vực E&P

Ngày 13/9/2012, tại Tp. Đà Nẵng, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí - Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức kỳ họp thứ IV trong nhiệm kỳ 2011 - 2013 dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Trưởng Tiểu ban.

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban đã tập trung thảo luận 3 chuyên đề gồm: Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch đầu tư giai đoạn 2011 - 2015 của Tập đoàn và hiệu quả đầu tư tài chính năm 2011 của Công ty Mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Giải pháp đẩy mạnh đầu tư trong

lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong và ngoài nước của Tập đoàn (giải pháp về kinh tế, quản lý để hỗ trợ và thúc đẩy hoạt động E&P); Giải pháp đảm bảo nguồn nguyên liệu sẵn có cho 3 nhà máy nhiên liệu sinh học...

Thực hiện kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung chỉ đạo điều hành, kịp thời tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc cho các đơn vị trong quá trình thực hiện. Các đơn vị trong toàn Tập đoàn đã chủ động xây dựng kế hoạch đầu tư 5 năm bám sát theo kế hoạch 5 năm đã được Thủ tướng Chính phủ giao, Chiến lược tăng tốc phát triển, Quy hoạch phát triển Ngành và định hướng đầu tư của Tập đoàn.

Kết quả thực hiện công tác đầu tư trong lĩnh vực E&P năm 2011 và 6 tháng đầu năm 2012

Công tác đầu tư trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí được tích cực triển khai trong và ngoài nước, ở cả khu vực các hợp đồng dầu khí với nước ngoài lẫn tự đầu tư. Việc kêu gọi đầu tư nước ngoài vào những lô còn mở ở trong nước, đặc biệt tại những vùng nước sâu, xa bờ được đẩy mạnh. Đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài được thực hiện linh hoạt theo hình thức góp vốn thành lập công ty liên doanh để mua mỏ. Tính đến tháng 6/2012, Tập đoàn tham gia/thực hiện 64 dự án (45 dự án trong nước, 19 dự án nước ngoài).

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần thực hiện các giải pháp đột phá để tháo gỡ những khó khăn, vướng mắc trong bối cảnh đầu tư không thuận lợi: kiến nghị Chính phủ xem xét, điều chỉnh mục tiêu, định hướng đầu tư trong Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn phù hợp với khả năng phát triển thực tế; điều chỉnh kế hoạch đầu tư 5 năm 2011 - 2015 của Tập đoàn theo hướng tập trung mọi nguồn lực để ưu tiên thực hiện các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực E&P.

Tiểu ban cho rằng, Tập đoàn cần mạnh dạn dừng thực hiện các dự án E&P trong và ngoài nước hoạt động không hiệu quả để tập trung thực hiện các dự án E&P trọng điểm của Ngành, đảm bảo kiểm soát chi phí và duy trì hiệu quả đầu tư của dự án. Đẩy mạnh hoạt động thăm dò khai thác trong nước (khu vực xa bờ, các lô mở); xây dựng Chương trình thăm dò khai thác trình Chính phủ phê duyệt, trong đó, phân định rõ lĩnh vực/lô dầu khí ưu tiên đầu tư, chính sách đầu tư các lô dầu khí (vốn đầu tư, cơ chế đầu tư, sự hỗ trợ của Nhà nước...).

Bên cạnh đó, Tiểu ban đề nghị Tập đoàn rà soát lại danh mục các dự án đầu tư của Tập đoàn, sắp xếp danh

mục các dự án ưu tiên đầu tư; các dự án cần dừng/giãn tiến độ thực hiện. Nâng cao chất lượng công tác lập báo cáo đầu tư, thẩm định dự án đầu tư; đánh giá trách nhiệm cán bộ trong công tác lập, thẩm định, phê duyệt dự án đầu tư và tính chính xác, minh bạch của báo cáo đầu tư so với thực tế triển khai dự án. Đồng thời, rà soát các quy định về tiêu chí thẩm định dự án E&P và ngoài E&P để điều chỉnh các tiêu chí đánh giá, thẩm định dự án cho phù hợp, đảm bảo nâng cao hiệu quả đầu tư các dự án, đảm bảo lợi ích tối đa cho Tập đoàn.

Đảm bảo nguồn nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học

Đối với vấn đề nguồn nguyên liệu sẵn lát cung cấp cho 3 nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng phương án tự trồng sẵn không hiệu quả, có nhiều rủi ro, đề nghị Tập đoàn kiên quyết không thực hiện phương án tự tổ chức trồng sẵn để đảm bảo nguồn cung nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học.

Qua phân tích, Tiểu ban đồng tình với phương án tổ chức thu mua sẵn trên thị trường bởi đây là phương án có tính khả thi, hiệu quả cao, cần được xem xét lựa chọn; việc thu mua sẵn phải theo cơ chế thị trường. Các giải pháp Tiểu ban đề xuất như cần có chính sách hỗ trợ (tư vấn kỹ thuật, hỗ trợ giống và phân bón...) để người nông dân gần bó hơn trong việc cung cấp sẵn lát cho các nhà máy nhiên liệu sinh học. Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng nên thành lập Công ty Đầu tư Kinh doanh trực thuộc Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) có chức năng đầu mối thu mua nguyên liệu đầu vào và bao tiêu toàn bộ sản phẩm đầu ra cho 3 nhà máy nhiên liệu sinh học.

Ngọc Linh



Khai thác thùng dầu đầu tiên từ dự án **JUNIN 2 - VENEZUELA**

Vào 5 giờ 25 phút ngày 26/9/2012, thùng dầu đầu tiên đã được khai thác từ giếng khoan PM-24 trên nền khoan cụm đầu giếng C-102, Lô Junin 2 - Venezuela, đánh dấu mốc quan trọng trong hoạt động thăm dò khai thác dầu khí nước ngoài của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). PM-24 cũng là giếng khoan khai thác đầu tiên do một công ty liên doanh mới thực hiện trong khu vực Junin thuộc vành đai dầu Orinoco, Venezuela.



Niềm vui của Đại sứ Việt Nam tại Venezuela Ngô Tiến Dũng và các cán bộ, kỹ sư Petromacareo, Petrovietnam/PVEP khi chứng kiến sự kiện thùng dầu đầu tiên được khai thác từ giếng khoan PM-24 trên nền khoan cụm đầu giếng C-102, Lô Junin 2. Ảnh: PVEP

Đảm bảo tiến độ kế hoạch khai thác dòng dầu siêu sớm

Dự án Junin 2 do Công ty Liên doanh Petromacareo điều hành. Đây là liên doanh giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Công ty Dầu khí Venezuela (CVP - đơn vị thành viên của Công ty Dầu khí Quốc gia Venezuela - PDVSA) với tỷ lệ góp vốn tương ứng là 40% và 60%. Dự án khai thác và nâng cấp dầu nặng Lô Junin 2 - Venezuela được hình thành từ năm 2006 trên cơ sở mối quan hệ chính trị tốt đẹp giữa Việt Nam - Venezuela, trong chương trình hợp tác theo Hiệp định hợp tác về năng lượng giữa hai nước.

Công ty Liên doanh Petromacareo được thành lập ngày 29/6/2010 để khai thác và nâng cấp dầu tại phía Bắc Lô Junin 2, vành đai dầu Orinoco với diện tích 247,77km², trữ lượng tại chỗ khoảng 36 tỷ thùng dầu. Thời hạn hoạt động của Công ty Liên doanh là 25 năm và có thể gia hạn tối đa thêm 15 năm theo quy định của luật pháp Venezuela. Junin 2 là dự án có tiềm năng dầu khí lớn nhất ở nước ngoài mà Petrovietnam/PVEP đã ký kết tính đến thời điểm hiện tại.

Sau gần 2 năm hoạt động với sự nỗ lực và hợp tác hiệu quả của các bên, đến nay, toàn bộ các hạng mục chính của dự án Junin 2 đã được khởi động, trong đó nhiều hạng mục quan trọng đã qua bước thiết kế cơ bản, một số hạng mục thành phần đã được hoàn thiện. Vào 5 giờ 25 phút ngày 26/9/2012, dòng dầu đầu tiên đã được khai thác từ giếng khoan PM-24 trên nền khoan cụm đầu giếng C-102, Lô Junin 2 - Venezuela. Việc đưa giếng khoan PM-24 vào khai thác đánh dấu thành công bước đầu của dự án trong việc triển khai mục tiêu khai thác sớm, là tiền đề cho dự án Junin 2 phát triển tới các mục tiêu khai thác lớn hơn trong những năm tới.

Sản lượng khai thác đỉnh ước đạt 200.000 thùng/ngày

Trước đó, thăm khu mỏ Junin 2 - Venezuela vào tháng 4/2012, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải cùng lãnh đạo Venezuela đã đánh giá sự kiện này như một mốc son quan trọng trong mối quan hệ hợp tác toàn diện giữa hai nước, nhất là về kinh tế thương mại và năng lượng - dầu khí, hiện thực hóa Hiệp định hợp tác về năng lượng giữa Việt Nam và Venezuela đã ký



Giếng khoan PM-24 trên nền khoan cụm đầu giếng C-102, Lô Junin 2. Ảnh: PVEP

kết nhân chuyển thăm Việt Nam của Tổng thống Hugo Chavez năm 2006.

Lãnh đạo hai nước nhất trí sẽ tiếp tục ủng hộ, tạo điều kiện để ngành dầu khí Việt Nam - Venezuela có những bước đi thuận lợi để dự án liên doanh sớm đạt mục tiêu có dòng dầu đầu tiên cũng như các mốc quan trọng khác về kế hoạch sản lượng khai thác. Đồng thời, đề nghị các đối tác, doanh nghiệp trực tiếp lắp đặt, vận hành, khai thác mỏ nỗ lực, thực hiện đúng tiến độ, mục tiêu, đạt thắng lợi và hiệu quả cao trong những bước đi đầu tiên cũng như toàn bộ hợp đồng, tạo đà thuận lợi cho việc tăng cường mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí như thỏa thuận, mong muốn của lãnh đạo hai nước để ra.

Với sản lượng khai thác đỉnh ước tính đạt 200.000 thùng/ngày, Junin 2 là dự án quan trọng trong Chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025, đảm bảo an ninh năng lượng lâu dài cho phát triển đất nước. Đặc biệt, đây cũng là dự án trọng điểm trong hợp tác kinh tế giữa hai nước, góp phần mở rộng, thúc đẩy mối quan hệ truyền thống giữa hai dân tộc Việt Nam và Venezuela.

Với việc tích cực triển khai công tác thăm dò khai thác dầu khí tại 45 dự án trong nước và 19 dự án ở nước ngoài, PVEP đang góp phần quan trọng trong đảm bảo an ninh năng lượng lâu dài cho sự phát triển đất nước và hướng đến mục tiêu trở thành công ty dầu khí quốc tế mạnh đứng trong nhóm ba công ty dầu khí hàng đầu khu vực vào năm 2015. Thành công bước đầu ở dự án Junin 2 khẳng định bước đi đúng đắn, hiệu quả của Petrovietnam/PVEP trong việc mở rộng đầu tư ra nước ngoài, đồng thời minh chứng cho sự trưởng thành nhanh chóng cho đội ngũ cán bộ, kỹ sư PVEP giờ đây đã có đủ trình độ, năng lực để tiếp tục đảm nhận các dự án dầu khí ở những nơi, những vùng có điều kiện khó khăn.

Việt Hương

Phát hiện thân dầu đặc biệt hiếm có trong đá móng mỏ Bạch Hổ và phương pháp luận trong nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong đá móng nứt nẻ và hang hốc

ThS. Đặng Ngọc Quý, PGS.TS. Hoàng Văn Quý
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất trên thềm lục địa nước ta bao gồm nhiều thân dầu phân bố liên tục từ Miocen dưới tới Oligocen trên, Oligocen dưới và móng đá kết tinh tuổi trước Đệ tam. Trong đó, thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc trước Đệ tam đặc trưng bởi chiều cao lên tới gần 2.000m và hàng loạt giếng khoan cho lưu lượng ban đầu trên dưới 1.000 tấn/ngày đêm đã đưa mỏ Bạch Hổ trở thành một trong những mỏ dầu đặc biệt hiếm có trên thế giới [1].

1. Tổng quan về phát hiện thân dầu trong đá móng

Phân bố trên dải nâng Trung tâm của bồn trũng Cửu Long, thân dầu trong móng mỏ Bạch Hổ với chiều dài gần 30km, chiều rộng từ 6 - 8km và chiều cao đạt tới 1.800m đã được phát hiện. Ngày 3/6/1987, Liên doanh Vietsovpetro tiến hành thử vỉa giếng khoan BH-6, được khoan vào đối tượng chính là Oligocen dưới nhưng có 23m vào móng kết tinh với mục đích chứa đựng rác kỹ thuật. Tuy nhiên, trong quá trình khoan vào lát cắt trong đá móng đã phát hiện biểu hiện dầu khí trong dung dịch và mẫu vụn đưa lên. Kết quả thử vỉa cho dòng dầu tự phun không lẫn nước với lưu lượng 477 tấn/ngày đêm. Có ý kiến cho rằng dòng dầu tự phun chính là dòng dầu từ lát cắt đá móng nứt nẻ trước Đệ tam, nhưng cũng có ý kiến cho rằng không thể có chuyện “chiếc đèn treo ngược”. Dòng dầu từ lát cắt Oligocen dưới chảy qua vành khuyên xi măng [2]. Để kiểm tra, Vietsovpetro đã quyết định bắn vỉa lát cắt Oligocen dưới và thử chung cả lát cắt thân trần trong đá móng kết tinh. Kết quả thu được dòng dầu tự phun không lẫn nước với lưu lượng 480 tấn/ngày đêm.

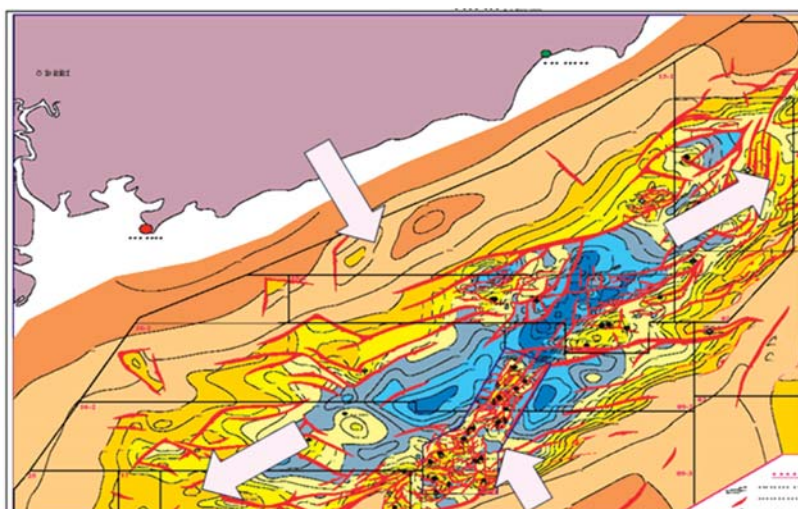
Bên cạnh niềm vui với kết quả trên đã khẳng định dòng dầu thu được rõ ràng từ lát cắt Oligocen dưới, một nhóm chuyên gia có kinh nghiệm cho rằng hãy bình tĩnh tìm kiếm giải pháp để khẳng định một cách khoa học. Cuối cùng, Vietsovpetro và lãnh đạo 2 phía quyết định tìm kiếm giếng khoan đã được khoan vào móng nhưng phía trên móng không có lớp phủ trầm tích Oligocen dưới. Giếng khoan BH-1 được khoan vào móng năm 1986 với chiều dày 75m đã được bịt bằng cầu xi măng sau khi thử nhưng ban đầu chỉ thu được filtrate của dung dịch khoan. Sau khi một khối lượng lớn filtrate dung dịch khoan được hút hết ra thì dòng dầu không lẫn nước với lưu lượng 407 tấn/ngày đêm phun lên, thổi bùng ngọn lửa hân hoan của

Hà Nội và Moscow. Ngày 6/9/1988 được coi là ngày khẳng định bể Cửu Long tồn tại hiện tượng “bóng đèn treo ngược” - dưới lớp phủ trầm tích có tích tụ dầu khí trong đá móng kết tinh trước Đệ tam.

Sau khi phát hiện trong khối móng nâng trước Đệ tam mỏ Bạch Hổ tồn tại tích tụ dầu khí với lưu lượng khá lớn, Vietsovpetro đã tiến hành chiến dịch thăm dò đối tượng này. Một loạt giếng khoan sâu đã được tiến hành. Năm 1992, giếng khoan sâu nhất vào móng mới đạt độ sâu là -4.121m cho dòng dầu tự phun không lẫn nước 800 tấn/ngày đêm. Các giếng khoan tiếp theo cứ tiếp tục sâu hơn nữa vào khối đá móng. Giếng sâu nhất được khoan vào móng là giếng 9.005 với độ sâu -5.013m. Hàng loạt giếng cho dòng dầu tự phun không lẫn nước với lưu lượng trên dưới 1.000 tấn/ngày đêm. Với việc đưa thân dầu khổng lồ trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ vào hoạt động khiến sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro tăng nhanh chóng theo từng năm. Sau gần 25 năm kể từ khi khai thác tấn dầu đầu tiên (ngày 26/6/1986) Vietsovpetro đã khai thác tấn dầu thứ 200 triệu từ hai mỏ Bạch Hổ và Rồng vào ngày 8/8/2012.

Các mốc thời gian quan trọng trong quá trình khai thác của Vietsovpetro

- Khai thác tấn dầu thứ 1 triệu vào ngày 29/12/1988;
- Khai thác tấn dầu thứ 5 triệu vào ngày 5/12/1990;
- Khai thác tấn dầu thứ 10 triệu vào ngày 2/3/1992;
- Khai thác tấn dầu thứ 50 triệu vào ngày 12/10/1997;
- Khai thác tấn dầu thứ 100 triệu vào ngày 21/11/2001;
- Khai thác tấn dầu thứ 150 triệu vào ngày 4/12/2005;
- Khai thác tấn dầu thứ 180 triệu vào ngày 9/6/2009;
- Khai thác tấn dầu thứ 200 triệu vào ngày 8/8/2012.

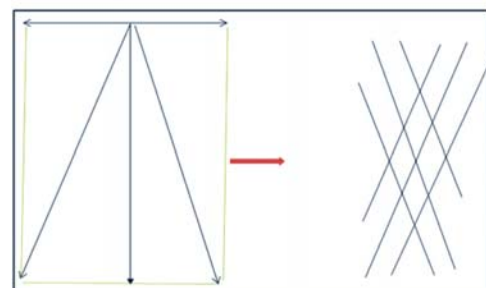


Hình 1. Sơ đồ bồn trũng Cửu Long và trường ứng suất nén ép xảy ra sau các pha tách giãn sụt lún [1, 2]

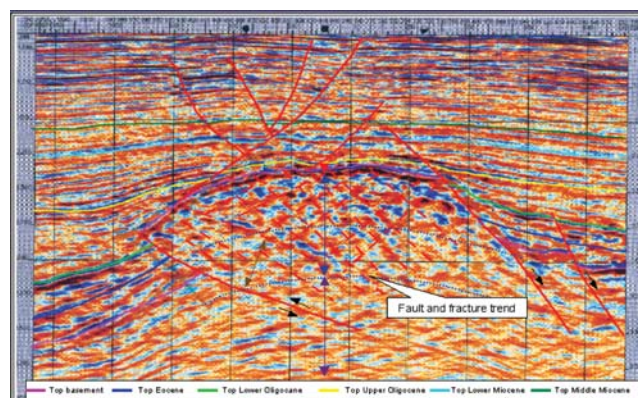
Năm 1993, Hội đồng xét duyệt sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ đã kết luận thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ là thân dầu đặc biệt hiếm có trên thế giới. Việc phát hiện thân dầu đặc biệt hiếm có trong đá móng trước Đệ tam đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam, trong khu vực và có đóng góp quan trọng cho khoa học dầu khí thế giới. Sau đó, hàng loạt công ty dầu trên thế giới đã quay trở lại Việt Nam để tiến hành công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Nếu trước đây việc phát hiện ra thân dầu đặc biệt hiếm có trong đá móng mỏ Bạch Hổ Vietsovpetro đã làm nên điều kỳ diệu, thì trên cơ sở luận điểm mới việc 32 mỏ dầu nữa được phát hiện trong đá móng nứt nẻ thuộc bồn trũng Cửu Long đã làm nên điều kỳ diệu gấp bội, đặc biệt tại những lô trước đây nhiều công ty dầu khí từng bỏ ra hàng tỷ USD mà không thu được gì. Hiện nay, tổng sản lượng dầu khai thác được từ các mỏ dầu trong đá móng nứt nẻ chiếm phần lớn tổng sản lượng dầu khai thác của Petrovietnam.

2. Cơ chế hình thành các thân dầu trong đá móng trước Đệ tam

Trên cơ sở nghiên cứu đã phát hiện ở bể Cửu Long tồn tại 3 pha chuyển động kiến tạo quan trọng khiến hình thành các hệ thống phá hủy kiến tạo và nứt nẻ trong các khối móng nhô. Pha đầu tiên là pha nâng lên, bóc mòn bởi trường ứng suất nén ép vào thời kỳ cuối Oligocen sớm. Pha thứ hai là pha nâng lên, bóc mòn bởi trường ứng suất nén ép xảy ra vào thời kỳ Oligocen muộn. Đây là pha hoạt động có ảnh hưởng quan trọng nhất tới sự phá hủy khối móng nâng trước Đệ tam. Pha thứ ba xảy ra vào thời kỳ Miocen sớm.



Hình 2. Sơ đồ trường ứng lực theo 3 pha nén ép xảy ra tại bồn trũng Cửu Long. Lực từ trái qua phải là ứng lực nén ép theo hướng Tây Bắc - Đông Nam (Hình 1). Từ phải qua trái là ứng lực nén ép theo hướng Đông Nam - Tây Bắc (Hình 1). Lực từ trên xuống là lực trọng trường. Dưới sự tác động của trường ứng lực trên đã sinh ra trong khối macma nhiều hệ thống nứt nẻ cắt chéo nhau được biểu diễn bên phải hình vẽ



Hình 3. Mặt cắt địa chấn ngang mỏ Bạch Hổ [1, 2]

Hình 3 cho thấy rõ 2 hệ thống nứt nẻ cắt chéo nhau trong khối móng nhô và đứt gãy nghịch được hình thành bởi lực nén ép ngang theo hướng Tây Bắc - Đông Nam. Thân dầu trong khối móng nâng mỏ Bạch Hổ thành tạo do tích tụ hydrocarbon dịch chuyển từ trầm tích Oligocen tập trung chủ yếu ở lồi Trung tâm, được dự báo vào thời kỳ Miocen. Trong quá trình tích tụ hydrocarbon đã nén đẩy nước vỉa sang phía Đông Bắc vào trầm tích Oligocen và xuống đáy để tham gia vào quá trình biến đổi thứ sinh. Sau khi lấp đầy không gian lỗ hổng trong khối móng nhô hydrocarbon tiếp tục dịch chuyển tràn lên trầm tích Oligocen dưới phía Đông Bắc khiến đặc trưng dầu của Oligocen dưới, khối Đông Bắc khá tương tự dầu trong khối móng nâng. Do cơ chế thành tạo như vậy nên thân dầu trong khối móng nâng không phát hiện ranh giới dầu nước. Ranh giới dưới của thân dầu hiện nay được xác định là mặt cong khúc khuỷu với độ sâu sâu nhất là -4.850m. Tuy nhiên, ở khối riêng biệt Đông Bắc ranh giới này phát hiện có độ sâu -4.900m.

Khối móng trước Đệ tam mỏ Bạch Hổ được thành tạo qua nhiều thời kỳ bởi 3 phức hệ đá xâm nhập chính,

xuyên cắt nhau, chòem phủ lên nhau. Đó là phức hệ Hòn Khoai (194 - 245 triệu năm), phức hệ Định Quán (135 - 173 triệu năm) và phức hệ Ankroet (trên dưới 90 triệu năm). Hình 4 trình bày mặt cắt địa chất khối móng nhô mỏ Bạch Hổ với 3 phức hệ đá chống chéo, xuyên cắt nhau.

Với mục đích nghiên cứu đã đề xuất nhiều mô hình đá chứa đối với thân dầu trong đá móng nứt nẻ nhưng mô hình đá chứa được nhiều người chấp nhận nhất là mô hình đá chứa bao gồm [2]:

- Đới nứt nẻ lớn, được thành tạo trong quá trình chuyển động kiến tạo, bao gồm những hệ thống nứt nẻ cắt chéo nhau, đặc trưng bởi khả năng thẩm thủy động lực. Đây là đới cho dòng và tiếp nhận nước bơm ép, với độ thấm có thể lên tới hàng nghìn milidarcy.
- Đới nứt nẻ nhỏ micro, chủ yếu được thành tạo bởi quá trình hoạt động kiến tạo, bất định hướng, đặc trưng bởi thẩm mao dẫn, phát triển chủ yếu dọc theo các bề mặt của các nứt nẻ lớn, đóng góp quan trọng vào việc chứa và cung cấp dầu cho các đới thẩm thủy động lực.

- Hệ thống hang hốc, thành tạo bởi quá trình hoạt động thủy nhiệt xảy ra sau hàng chục triệu năm, phân bố dọc theo các mặt nứt nẻ lớn, liên thông chúng, mở rộng khả năng thẩm chứa của chúng.

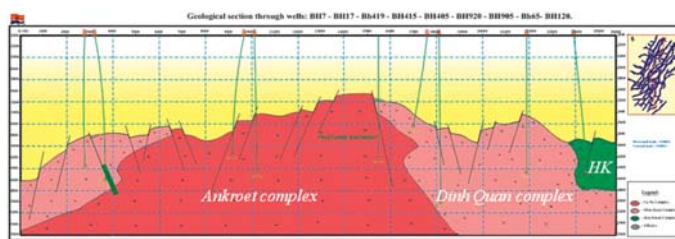
- Khối đá không bị phá hủy, đặc trưng bởi không gian lỗ hổng giữa hạt không có khả năng thẩm chứa chất lưu, không được coi là đá chứa.

3. Phương pháp luận trong nghiên cứu tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong đá móng nứt nẻ

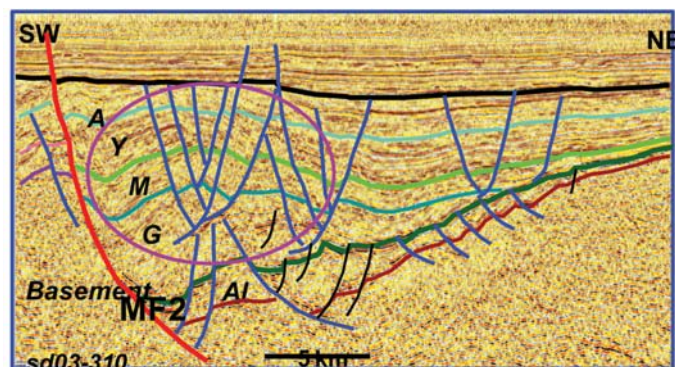
Thân dầu trong đá móng nứt nẻ, đặc trưng bởi cấu trúc địa chất hết sức phức tạp, mức độ bất đồng nhất cao là thân dầu loại không truyền thống, để nghiên cứu đòi hỏi phải có cách tiếp cận riêng biệt. Trên cơ sở tích lũy kinh nghiệm sau hơn 20 năm tìm kiếm thăm dò và khai thác thân dầu không truyền thống này, nhóm tác giả đề xuất phương pháp tiếp cận hệ thống nghiên cứu các tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ và hang hốc, trên cơ sở áp dụng các phương pháp sau [3]:

3.1. Phương pháp phản chiếu hệ thống thống nhất

Trong tự nhiên và xã hội luôn tồn tại những hệ thống thống nhất được cấu thành bởi các cấu tử thành phần riêng biệt nhưng lại có mối quan hệ mật thiết với nhau. Trong mỗi cấu tử thành phần, ở mức độ này hay mức độ



Hình 4. Mặt cắt địa chất khối móng nhô mỏ Bạch Hổ với hệ thống giếng khoan thăm dò và khai thác [1, 2]



Hình 5. Cấu tạo dương trong lớp phủ trầm tích phản ánh quá trình ứng suất nén ép, nâng lên, bóc mòn - cơ chế hình thành hệ thống phá hủy kiến tạo và nứt nẻ trong khối móng nâng

khác đều phản ánh quá trình tiến hóa của các cấu tử khác. Chính vì vậy để nghiên cứu một cấu tử thành phần riêng biệt không chỉ có nghiên cứu cấu tử đó mà cần phải nghiên cứu tất cả hệ thống thống nhất hay cách tiếp cận hệ thống. Thân dầu trong đá móng nứt nẻ là một cấu tử thành phần của bể trầm tích. Các cấu tử thành phần khác là các phân vị địa tầng, Oligocen dưới, Oligocen trên, Miocen dưới, Miocen trung, Miocen trên, Pliocen và Đệ tứ... Mỗi một phân vị địa tầng trên, ở mức độ này hoặc mức độ khác, đều có những đặc trưng phản chiếu sự tiến hóa của các đới tượng còn lại, trong đó có móng trước Đệ tam. Trong Hình 5, ta thấy nghiên cứu cấu tạo dương hình thành trong các phân vị địa tầng từ A đến G cho phép nghiên cứu trường ứng suất nén ép, hướng, ứng lực và ảnh hưởng của chúng đến sự phá hủy kiến tạo đối với móng kết tinh. Ngoài sự hình thành các cấu tạo dương, hệ thống phá hủy kiến tạo trong lớp phủ trầm tích, trong các điểm lộ, ví dụ đối với bể Cửu Long, kéo dài từ điểm lộ Kê Gà đến Phan Thiết, phản chiếu khá rõ hệ thống đứt gãy và nứt nẻ kiến tạo trong khối móng nâng trước Đệ tam mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác. Tóm lại nghiên cứu hệ thống phá hủy kiến tạo trong lớp phủ trầm tích và các điểm lộ móng trước Đệ tam, phân tích trường ứng suất hình thành các cấu tạo ở lớp phủ... cho phép làm sáng tỏ cơ chế hình thành hệ thống phá hủy kiến tạo, nứt nẻ và đặc điểm phân bố của chúng trong khối móng nâng bên dưới. Hay nói cách khác các đặc trưng cấu

kiến tạo mỗi phân vị địa tầng lớp phủ và điểm lộ, ở mức độ nhất định, phản chiếu quá trình tiến hóa kiến tạo của các phân vị địa tầng khác trong phạm vi bề trầm tích, trong đó có móng đá kết tinh. Để nghiên cứu thân dầu trong đá móng kết tinh cần thiết phải nghiên cứu toàn bộ bề trầm tích, bao gồm các phân vị địa tầng lớp phủ, các mặt bất chỉnh hợp, các cấu tạo, các hệ thống đứt gãy trong lớp phủ đến các điểm lộ... Thông qua việc nghiên cứu toàn bộ hệ thống thống nhất các vấn đề như lịch sử phát triển địa chất, quá trình tiến hóa kiến tạo, cơ chế hình thành hệ thống phá hủy kiến tạo, nứt nẻ và đặc điểm phân bố trong khối móng nâng đã được làm sáng tỏ.

Nghiên cứu đá móng kết tinh trên cơ sở nghiên cứu toàn bộ bề trầm tích, các điểm lộ đá móng kết tinh lân cận là bản chất của phương pháp phản chiếu hệ thống thống nhất.

3.2. Luận điểm di chỉ bền vững

Trong hệ thống thống nhất có những đặc điểm cấu trúc có thể trở thành di chỉ bền vững phản ánh một quá trình tiến hóa nào đó của đối tượng nghiên cứu. Do đó, để nghiên cứu quá trình tiến hóa đối tượng nghiên cứu, ví dụ như thân dầu trong đá móng nứt nẻ cần thiết tìm kiếm các di chỉ bền vững phản ánh quá trình tiến hóa của đối tượng.

3.3. Luận điểm đặc thù riêng biệt

Mỗi đối tượng địa chất, cụ thể như móng nứt nẻ và hang hốc trước Đệ tam có những đặc thù riêng biệt, với mục đích nghiên cứu chúng buộc phải có cách tiếp cận riêng biệt. Ví dụ để nghiên cứu các đặc trưng thẩm chứa của đá móng bắt buộc phải áp dụng các phần mềm được thiết lập trên cơ sở mô hình đá chứa móng nứt nẻ và hang

hốc như phần mềm BASROC 3.0 hay FR 5.0, bắt buộc phải tiến hành phân tích mẫu trụ đủ kích thước của mẫu lõi lấy từ khối đá móng mà không có mẫu lõi của đối tượng địa tầng khác thay thế được.

Hình 6 trình bày sơ đồ khối của phương pháp luận tổng thể (phương pháp tiếp cận hệ thống) nghiên cứu tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ, hang hốc. Trong phương pháp tiếp cận hệ thống các tác hệ thành phần được nhóm thành 2 nhóm. Nhóm thứ nhất là nhóm xử lý và phân tích (2, 3, 4). Nhóm thứ hai là nhóm nghiên cứu tổng hợp trừu tượng (1, 5, 6, 7).

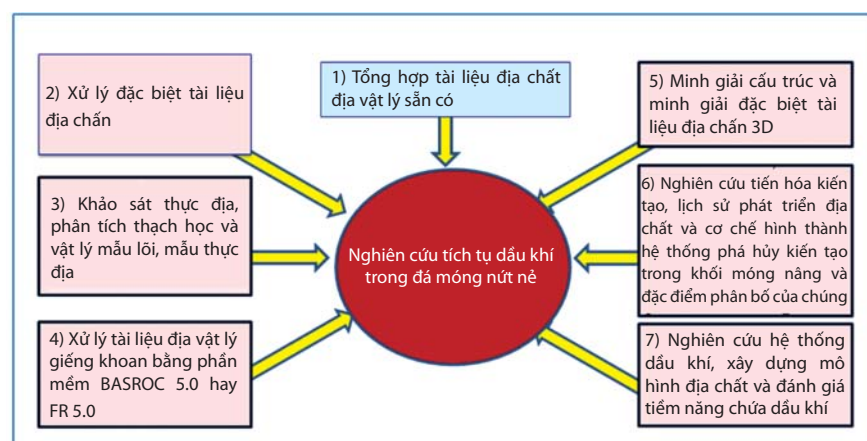
4. Kết luận

Việc phát hiện ra thân dầu đặc biệt hiếm có trên thế giới trong đá móng nứt nẻ mở Bạch Hổ là một đóng góp rất lớn cho Ngành Dầu khí Việt Nam, trong khu vực và góp phần bổ sung quan trọng cho khoa học dầu khí thế giới. Đây là loại thân dầu phi truyền thống có cấu trúc địa chất đặc biệt phức tạp, muốn nghiên cứu chúng đòi hỏi phải có cách tiếp cận hệ thống, riêng biệt. Phương pháp phản chiếu hệ thống thống nhất, trên thực tế đã được nhóm tác giả và nhiều nhà nghiên cứu áp dụng thành công ở bể Cửu Long, bể Melut (Cộng hòa Sudan); sẽ được áp dụng ở khu vực SK 305 (Malaysia), móng trước Jura (Uzbekistan). Đây là phương pháp nghiên cứu tổng hợp cho phép đánh giá đầy đủ đối tượng móng nứt nẻ và hang hốc góp phần nâng cao hiệu quả nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò tích tụ dầu khí trong đối tượng đặc biệt quan trọng này.

Tài liệu tham khảo

1. Tran Le Dong, Hoang Van Quy. *White Tiger oil field basement reservoir and the improvement of its development*. The first international conference "Fractured basement reservoir". Vung Tau. 2006.

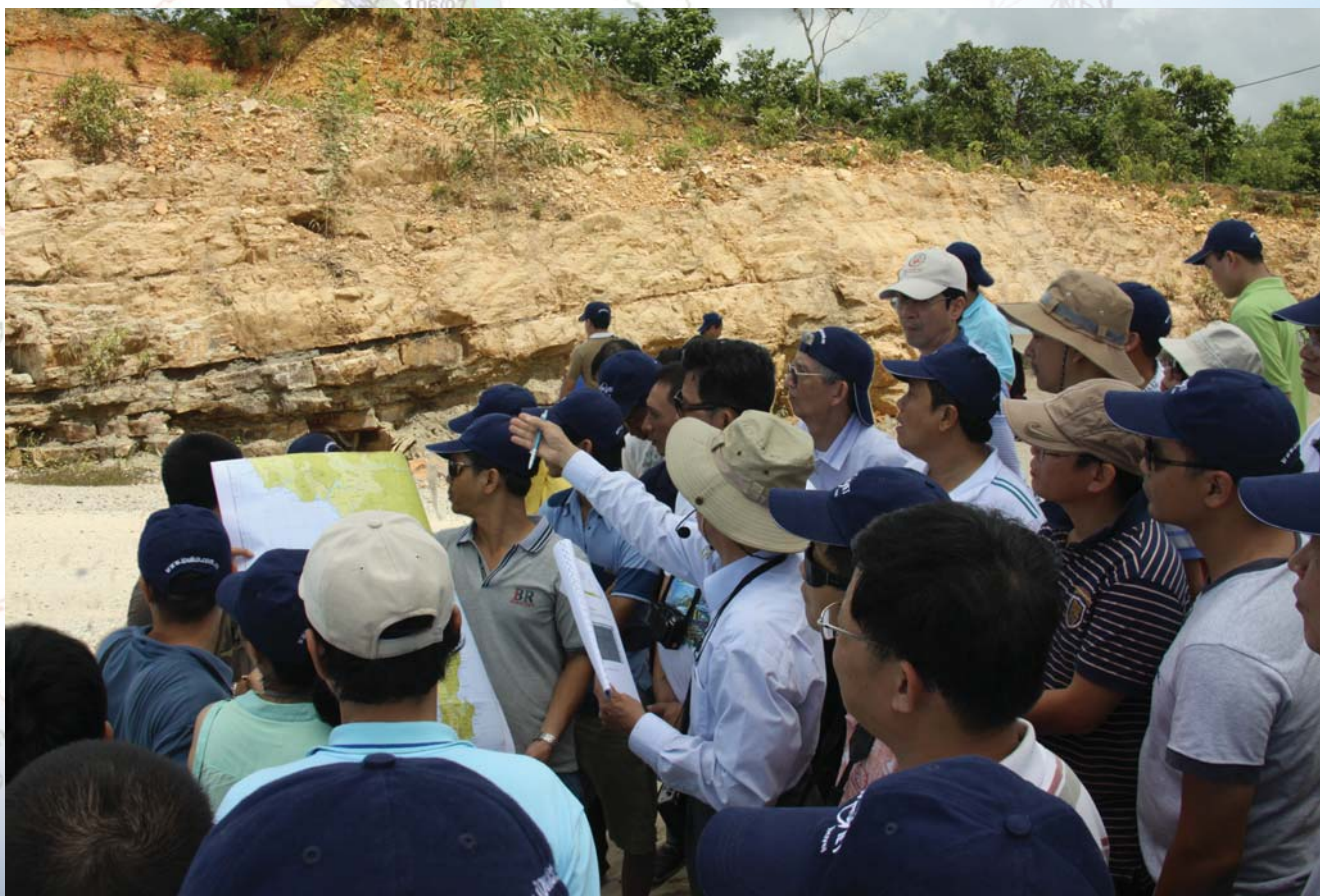
2. Hoang Van Quy. *The oil reservoir of the basement of White Tiger oil field and the solution to regulation of the production regime for enhancing oil recovery*. The second international conference "Fractured basement reservoir". Vung Tau. 2008.



Hình 6. Sơ đồ khối của phương pháp luận tổng thể nghiên cứu tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ và hang hốc



HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM



Nghiên cứu, khảo sát thực địa, đánh giá địa chất tại đảo Phú Quốc, vùng biển Tây Nam Việt Nam

Nhiệm vụ của Hội

- Tập hợp, động viên, phát huy sáng tạo của hội viên trong các lĩnh vực nghiên cứu, thăm dò, khoan, khai thác, vận chuyển.
- Khuyến khích và giúp đỡ hội viên nâng cao trình độ khoa học kỹ thuật.
- Thông tin, phổ biến kiến thức khoa học và đào tạo.
- Tư vấn và phản biện về chiến lược phát triển Ngành Dầu khí.
- Đại diện bảo vệ quyền lợi hợp pháp của hội viên theo Điều lệ của Hội.

Quyền hạn của Hội

- Tổ chức hội nghị, hội thảo, trao đổi thông tin có liên quan đến Ngành Dầu khí trong phạm vi toàn quốc, khu vực và quốc tế theo quy định của pháp luật.
- Hỗ trợ các hoạt động nghiên cứu sản xuất dầu khí.
- Xây dựng và mở rộng quan hệ hợp tác với các hội ở trong và ngoài nước.
- Được gây quỹ của Hội trên cơ sở hội phí của các hội viên và các nguồn thu từ hoạt động nghiên cứu khoa học, dịch vụ, chuyển giao công nghệ kết quả nghiên cứu theo quy định của pháp luật để tự trang trải về kinh phí hoạt động.
- Được nhận các nguồn tài trợ theo quy định của pháp luật.

Đặc điểm đá chứa cát kết tại giếng khoan ở bồn trầm tích phía Bắc nước Đức

ThS. Liêu Kim Phượng

Đại học Munich và Đại học Kỹ thuật Darmstadt, Đức

GS. W.Altermann

Đại học Pretoria, Nam Phi

GS. R.W.Stark, TS. T.Drobek

Đại học Kỹ thuật Darmstadt, Đức

TS. M.Frei

Đại học Munich, Đức

J. Strobel

Trung tâm Hỗ trợ Địa chất Hamburg, Đức

Tóm tắt

Trong thực tế, lượng dầu khí khai thác phần lớn được chứa trong tầng đá cát kết. Độ rỗng, độ thấm, hình dạng hạt và sự liên thông giữa các lỗ rỗng là những tính chất quan trọng đối với đá chứa cát kết vì có liên quan đến khối lượng hydrocarbon tích tụ và sự hút bám của chúng trong các không gian rỗng. Vì vậy, việc xác định đặc tính thạch học và hình thái lỗ rỗng của đá cát kết của một giếng khoan ở bồn trầm tích, phía Bắc nước Đức là một đóng góp quan trọng trong việc ước tính lượng hydrocarbon còn lại trong lỗ rỗng của đá.

Đá cát kết có kích thước hạt mịn đến trung, độ chọn lọc từ trung bình đến tốt, hạt vụn tròn đến rất tròn cạnh. Thành phần mảnh vụn chủ yếu là thạch anh, có màu trắng đục, nâu đỏ, feldspar kali và plagioclase bị phong hóa, hòa tan và những mảnh đá. Xi măng carbonate lấp đầy. Không gian lỗ rỗng được thành tạo từ sự sắp xếp của các mảnh vụn, chiếm từ 5 - 15%. Không gian lỗ rỗng thay đổi đáng kể: từ lỗ rỗng mở, có bề mặt phẳng đến lỗ rỗng có bề mặt gồ ghề và bị lấp đầy trong suốt quá trình biến đổi sau trầm tích do sự kết tinh của các khoáng vật thứ sinh và sự lấp đầy của xi măng carbonate. Kết quả của nghiên cứu này có thể giúp ước tính lượng hydrocarbon còn lại trong các lỗ rỗng của đá, góp phần quan trọng trong việc khai thác cũng như nâng cao hệ số thu hồi dầu.

1. Giới thiệu

Đá chứa cát kết có đặc tính quan trọng là hệ thống lỗ rỗng mở và liên thông với nhau, thuận lợi cho quá trình chứa và di chuyển của hydrocarbon. Tuy nhiên, trong quá trình biến đổi sau trầm tích, sự kết tủa của xi măng và sự kết tinh của những khoáng vật thứ sinh trong lỗ rỗng đã tạo nên sự gồ ghề của các bề mặt lỗ rỗng và các đường dẫn. Đây là nguyên nhân dẫn đến một lượng dầu còn sót lại không thể khai thác được vì chúng hút bám trên các bề mặt lỗ rỗng này. Do đó, việc nghiên cứu về hình thái lỗ rỗng không những thể hiện được sự thay đổi của chúng do ảnh hưởng của sự biến đổi trong quá trình xuyên sinh, mà còn ước tính được lượng dầu còn sót lại trong đó.

Đá chứa cát kết của một giếng khoan ở bồn trầm tích phía Bắc nước Đức có kích thước hạt mịn đến trung, độ chọn lọc từ trung bình đến tốt, hạt vụn tròn đến rất tròn cạnh. Thành phần mảnh vụn phổ biến là thạch anh, feldspar kali và plagioclase bị phong hóa, hòa tan và những mảnh đá. Lỗ rỗng được hình thành do xi măng gắn kết những mảnh vụn lưu tinh theo dạng 3 hạt sắp xếp tạo mặt cắt lỗ rỗng dạng tam giác. Hình dạng của lỗ rỗng này thay đổi trong suốt quá trình tạo đá ngay từ những hạt trầm tích bờ rời gắn kết yếu đến tạo thành đá cứng. Sự thay đổi hình dạng của lỗ rỗng do ảnh hưởng trực tiếp trong quá trình biến đổi xuyên sinh: các hạt vụn sắp xếp lại, bị nén ép, hòa tan và bao phủ bởi các khoáng vật thứ sinh trong môi trường trầm tích.

Hình thái lỗ rỗng đã được nhiều tác giả nghiên cứu bằng phương pháp tán xạ neutron (Small-angle neutron scattering, SANS, and Ultra small angle neutron scattering, USANS) [1, 2, 3]. Gần đây, hình thái lỗ rỗng được phân tích bằng kính hiển vi laser (Confocal laser scanning microscope, CLSM) đã được nhiều tác giả ứng dụng. Menéndez, B., et al [4] đã phân tích cấu trúc 3D của đường nứt đá granite và của hệ thống lỗ rỗng của đá cát kết Fontainebleau. Chae, B.G., et al [5] phân tích sự gồ ghề của bề mặt nứt của đá granite. Petford, N., et al [6] (1999) phân tích lỗ rỗng và các đường liên kết lỗ rỗng của đá chứa cát kết phân bố theo 3 chiều. Fredrich, J. T., et al [7] đã sử dụng kính hiển vi laser (Confocal laser scanning microscope, CLSM) xác định hình thái lỗ rỗng và sự lưu thông đá cát kết Fontainebleau.

Trong nghiên cứu này, hình thái lỗ rỗng của đá chứa cát kết tại giếng khoan ở bồn trũng phía Bắc nước Đức được phân tích với kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 50 và 100 lần. Lỗ rỗng được thể hiện bằng cấu trúc 3D và mặt cắt ngang. Kết quả thể hiện được hình thái lỗ rỗng thay đổi do sự kết tinh của các khoáng vật thứ sinh và sự lấp đầy của xi măng trong quá trình xuyên sinh.

2. Phương pháp phân tích

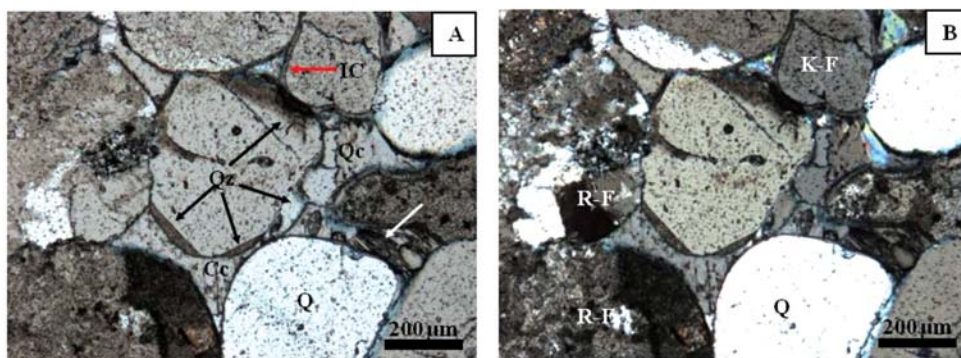
Mẫu cát kết được cắt ra từ mẫu lõi của một giếng khoan, ở bồn trũng phía Bắc nước Đức, độ sâu khoảng 5.000m. Phân nửa mẫu cát kết được phân tích thạch học bằng kính hiển vi Leica DM 2.500M. Phân nửa còn lại được tách ra những mẫu nhỏ và được dán vào bề mặt bằng nhôm có dạng hình nón, được phân tích hình dạng lỗ rỗng bằng kính hiển vi laser (CLSM, VK-8700) với chiều dài bước sóng laser 658nm. Độ phân giải vùng quét theo trục x và y là 1.280 x 1.024 pixels (với kích thước vùng phân tích là 140 x 105mm ở độ phóng đại 50 lần và 70 x 50mm ở độ phóng đại 100 lần). Độ phân giải theo trục

z là 0,5mm. Kính hiển vi laser ghi ảnh theo từng lớp với khoảng cách giữa các lớp là 0,5mm và theo độ sâu đã được thiết lập. Kết quả phân tích được thể hiện bằng ảnh 2D, 3D và mặt cắt ngang qua những lỗ rỗng.

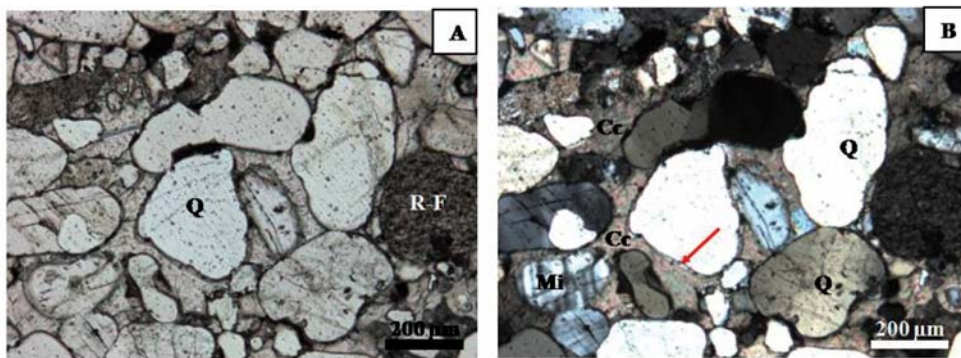
3. Kết quả phân tích

3.1. Đặc điểm thạch học

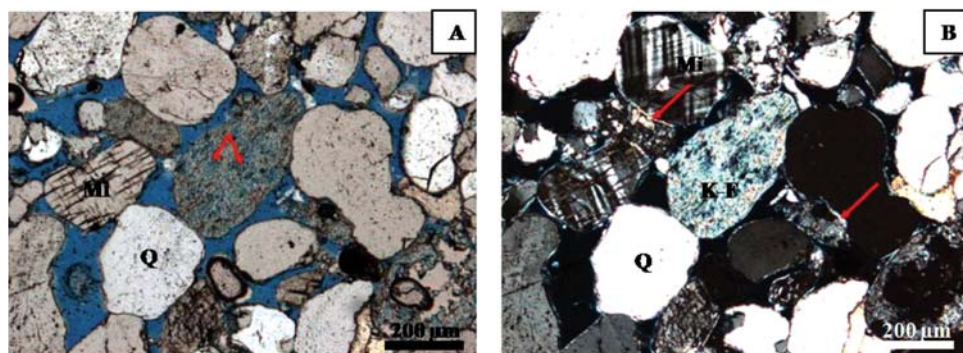
Các mẫu cát kết phân tích lát mỏng được nhuộm màu để xác định độ lỗ rỗng. Cát kết có kích thước hạt mịn đến trung, độ chọn lọc trung bình đến tốt. Các hạt vụn tròn cạnh đến rất tròn cạnh (Hình 1 và 3), đôi khi bán tròn cạnh (Hình 2). Hạt vụn phổ biến có dạng hình cầu và dạng kéo dài. Độ lỗ rỗng phân bố không đều trong các mẫu cát kết đã phân tích, chiếm khoảng 5 - 15%. Trong Hình 3, độ lỗ rỗng chiếm khoảng 15%, các lỗ rỗng này liên kết với nhau tạo thành hệ thống lỗ rỗng mở. Ngược lại, ở Hình 1 và 2, lỗ rỗng phần lớn bị xi măng carbonate mà chủ yếu là calcite lấp đầy và đôi khi là sự phát triển của thạch anh thứ sinh (Qz) trên bề mặt thạch anh và trong lỗ rỗng (Qc) và xi măng sét vì thế độ lỗ rỗng kém, dưới 5%. Thành phần mảnh vụn phổ biến là các hạt thạch anh (Q) có màu nâu



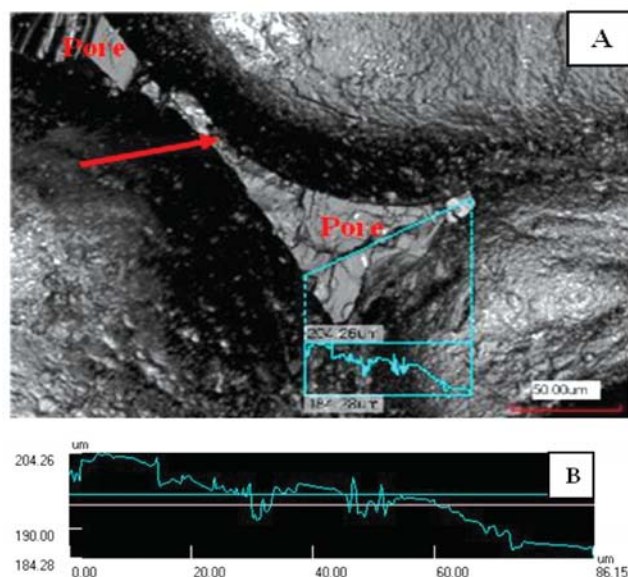
Hình 1. Cát kết hạt trung, chọn lọc tốt. Hạt vụn chủ yếu gồm thạch anh (Q), feldspar kali (K-F), feldspar bị hòa tan (mũi tên, hình A), mảnh đá (R-F). Xi măng chủ yếu là calcite lấp đầy (Cc), thạch anh thứ sinh (mũi tên, Qz,) phát triển trên bề mặt thạch anh và trong lỗ rỗng (Qc) và sét illite (IC) bao quanh bề mặt mảnh vụn



Hình 2. Cát kết hạt mịn đến trung, chọn lọc trung bình đến tốt. Hạt vụn bán tròn cạnh, có dạng hình cầu và dạng kéo dài. Mảnh vụn chủ yếu là thạch anh (Q), feldspar kali (K-F), microcline (Mi), mảnh vụn đá (R-F). Xi măng sét bao phủ bề mặt thạch anh (mũi tên, hình B) và xi măng calcite lấp đầy lỗ rỗng (Cc)



Hình 3. Cát kết có độ rỗng mở rất cao (màu xanh, hình A). Các hạt vụn bán tròn cạnh. Hạt vụn, chủ yếu gồm thạch anh (Q), feldspar kali (K-F, mũi tên, hình A) bị hòa tan, microcline (Mi). Xi măng sét bao phủ bề mặt mảnh vụn (mũi tên, hình B).



Hình 4. A: Lỗ rỗng trong đá cát kết được tạo ra bởi các hạt vụn có liên kết với nhau (mũi tên); B: Mặt cắt ngang lỗ rỗng

đỏ, mờ, màu trắng đục, chiếm khoảng 60 - 70%, các hạt feldspar (K-F), plagioclase bị hòa tan, phong hóa, bề mặt bị mờ đục và một lượng nhỏ mảnh vụn đá (R-F), ít hơn 5%. Kết quả phân tích thạch học còn thể hiện được các giai đoạn xuyên sinh trong quá trình tạo đá. Giai đoạn đầu của quá trình xi măng hóa là sự kết tinh của xi măng sét và hematite bao phủ trên bề mặt các hạt vụn (Hình 1, 2 và 3). Do ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất ở độ sâu chôn vùi, các hạt vụn bị hòa tan tại ranh giới tiếp xúc hạt và tạo điều kiện hòa tan các hạt vụn kém bền vững mà chủ yếu là feldspar tạo ra lỗ rỗng thứ sinh (Hình 1 và 3). Quá trình hòa tan đã sản sinh ra một lượng lớn SiO_2 và các cation Al^{3+} , K^+ , Na^+ , Ca^{2+} ... là nguồn bổ sung quan trọng vào thành phần nước lỗ rỗng, giúp cho sự kết tủa thạch anh thứ sinh (Hình 1) trong quá trình sau trầm tích. Xi măng calcite rất phổ biến (Hình 1 và 2) được kết tủa sau cùng

lấp đầy các lỗ rỗng và bao phủ bên ngoài xi măng sét và thạch anh thứ sinh.

3.2. Hình thái lỗ rỗng

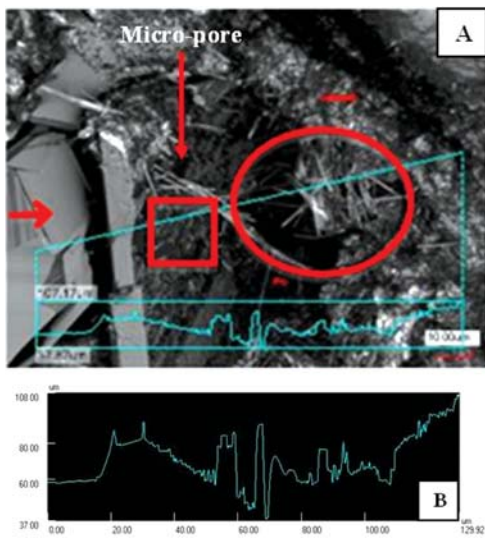
Hình thái lỗ rỗng của cát kết được gắn kết bởi các hạt vụn lưu tính, chủ yếu là hạt vụn thạch anh (kết quả phân tích thạch học). Trong quá trình biến đổi sau trầm tích, sự gia tăng độ sâu chôn vùi làm cho nước lỗ rỗng trở

thành trung tính hoặc acid yếu, tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình hòa tan các mảnh vụn kém bền vững. Quá trình hòa tan sản sinh ra nhiều ion bổ sung vào thành phần nước lỗ rỗng, giúp cho sự kết tủa của khoáng vật thứ sinh: illite, albite và xi măng calcite bao phủ trên các bề mặt mảnh vụn, trong không gian lỗ rỗng.

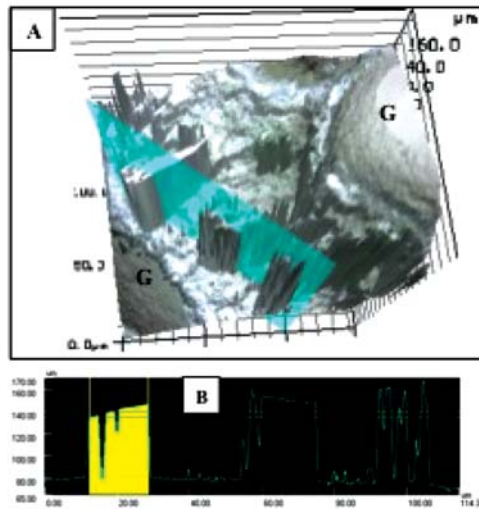
Illite xuất hiện như các sợi phát triển bắc ngang qua các không gian rỗng và phóng ra từ các bề mặt hạt vụn feldspar bị hòa tan (Hình 3A). Vì vậy, illite có thể là khoáng vật thứ sinh kết tinh từ sự hòa tan của feldspar và ở giai đoạn biến đổi xuyên sinh cao, illite được kết tinh hoàn chỉnh. Albite có dạng nửa tự hình phát triển trong không gian rỗng (Hình 3A). Albite thứ sinh được thành tạo ở điều kiện chôn vùi sâu và từ sự hòa tan của hạt vụn feldspar. Xi măng carbonate chủ yếu là calcite kết tủa sau cùng lấp đầy một số lỗ rỗng nguyên sinh giữa các hạt.

Lỗ rỗng trong đá cát kết (kết quả phân tích thạch học) được gắn kết bởi các hạt vụn dạng 3 hạt sắp xếp tạo mặt cắt lỗ rỗng dạng tam giác và liên kết với nhau (mũi tên) tạo thành lỗ rỗng hiệu dụng (Hình 4A). Trong quá trình biến đổi sau trầm tích, xi măng calcite lắng đọng và kết tủa lại trong không gian lỗ rỗng, như có thể nhìn thấy được mặt cắt khai calcite (ở giữa Hình 4A). Bề mặt của xi măng calcite không phẳng, khá nhám, gồ ghề, được thể hiện bởi mặt cắt ngang, với nhiều đỉnh nhọn và trũng sâu, khoảng cách độ cao chênh lệch là $19,98\mu\text{m}$ (Hình 4B).

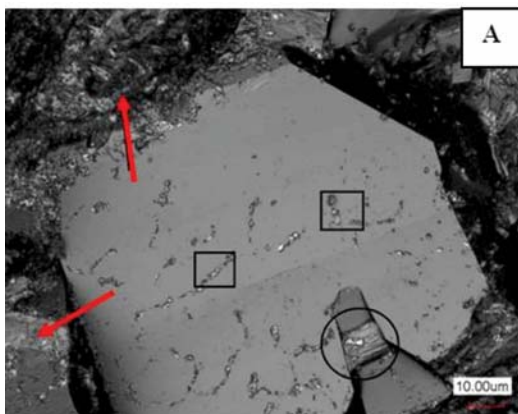
Ở độ sâu chôn vùi lớn, do ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất, các hạt vụn feldspar kém bền vững bị hòa tan, tạo ra những lỗ rỗng thứ sinh, đồng thời sản sinh ra dung dịch chứa các ion. Các ion này kết tinh thành các khoáng vật thứ sinh albite có dạng tựa mũi tên (Hình 5A) và illite có dạng sợi (vòng tròn, Hình 5A) trong lỗ rỗng và trên bề mặt hạt vụn feldspar bị hòa tan (hình vuông, Hình 5A). Điều này đã làm hẹp đi không gian rỗng và giảm đi độ



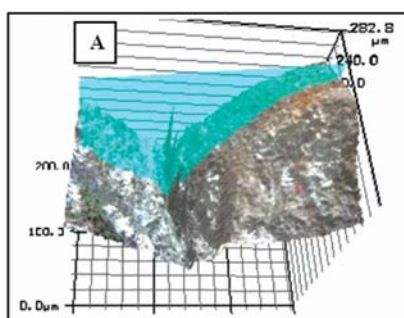
Hình 5. Albite thứ sinh và illite kết tinh trong không gian lỗ rỗng. Ảnh chụp bằng kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 100 lần



Hình 6. Cấu trúc 3D của lỗ rỗng. Khoáng vật thứ sinh kết tinh trong lỗ rỗng, tạo thành các tấm chắn ngang. Ảnh chụp bằng kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 50 lần



Hình 7. Albite thứ sinh kết tinh trong không gian lỗ rỗng và xi măng calcite bao phủ xung quanh. Ảnh chụp bằng kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 100 lần



Hình 8. Cấu trúc 3D của hòng lỗ rỗng và mặt cắt ngang. Ảnh chụp bằng kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 50 lần

thấm của đá. Hình thái lỗ rỗng được thể hiện bằng mặt cắt ngang (Hình 5B).

Tương tự như thế, không gian lỗ rỗng được tạo ra bởi các ranh giới hạt và cấu trúc bên trong của chúng đã bị

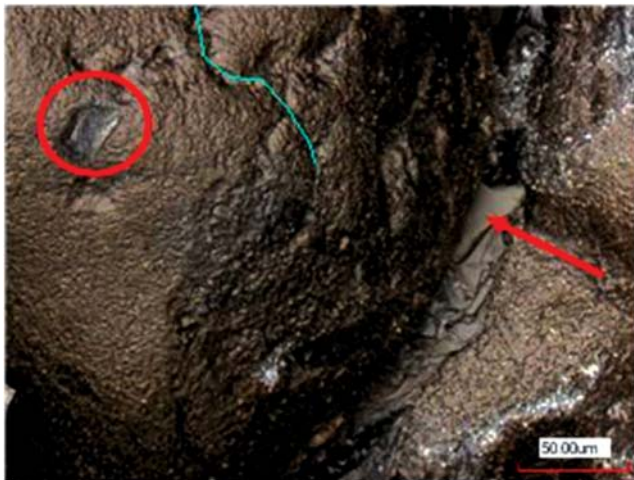
nhám cũng là nguyên nhân làm cản trở sự di chuyển của chất lỏng.

Cấu trúc lỗ rỗng của đá chứa cát kết được thành tạo do sự gắn kết của các mảnh vụn, đặc biệt là hạt vụn thạch anh.

thay đổi do các tập hợp illite thứ sinh kết tinh sau, tạo thành những tấm chắn và chia không gian lỗ rỗng thành những vi lỗ rỗng (Hình 6), đã làm giảm đi sự lưu thông của chất lỏng. Ta có thể nhìn thấy được mặt cắt ngang của lỗ rỗng và các tấm chắn (Hình 6B), đồng thời bề dày của thành chắn đo được khoảng 17µm.

Không gian lỗ rỗng bị lấp đầy do sự kết tủa của xi măng và sự kết tinh của khoáng vật thứ sinh có hình dạng tự hình (Hình 7A), albite thứ sinh. Bề mặt của albite bị biến đổi nhẹ và có chứa những bao thể (hình vuông). Bao xung quanh albite, sự kết tủa của xi măng carbonate chủ yếu là calcite (mũi tên). Hình dạng 3D của albite được thể hiện trong Hình 7B.

Bên cạnh đó, các đường liên kết lỗ rỗng thông thoáng, được tạo thành từ bề mặt các hạt vụn (Hình 8A), có độ rộng khoảng 20µm (Hình 8B), chất lỏng lưu thông dễ dàng. Biến đổi sau trầm tích, hòng lỗ rỗng đã bị thay đổi, bị lấp đầy do sự lắng đọng của xi măng, làm giảm đi độ rỗng hiệu dụng và độ thấm của đá (mũi tên, Hình 9). Thêm vào đó, trên bề mặt hạt vụn có nhiều vi lỗ rỗng,



Hình 9. Bề mặt hạt và hòng lỗ rỗng bị lấp đầy (mũi tên). Ảnh chụp bằng kính hiển vi laser (CLSM) ở độ phóng đại 50 lần

Hình thái lỗ rỗng và các hòng liên kết thay đổi từ lỗ rỗng mở liên kết với nhau đến lỗ rỗng bị hẹp dần do sự kết tinh của khoáng vật thứ sinh: illite, albite và sự lấp đầy của xi măng calcite.

4. Kết luận

Các mẫu đá cát phân tích có thành phần chính là thạch anh, những thành phần vụn lưu tính khác như: feldspar kali, plagioclase và một ít mảnh vụn đá. Mảnh vụn lưu tính có độ tròn cạnh đến rất tròn cạnh, đôi khi hơi tròn cạnh và có dạng hình cầu, dạng kéo dài. Các mẫu phân tích thể hiện nhiều giai đoạn biến đổi xuyên sinh phức tạp. Giai đoạn đầu của quá trình xuyên sinh, các khoáng vật sét được hình thành bao quanh các hạt lưu tính. Những giai đoạn biến đổi tiếp theo là sự kết tủa của xi măng thạch anh và albite trong các lỗ rỗng. Điều này phù hợp với kết quả nghiên cứu trước đây của tác giả Altermann, W., et al [8]. Trong những giai đoạn biến đổi xuyên sinh ở sau, illite thay thế feldspar ở những chỗ feldspar bị hòa tan và albite thứ sinh kết tinh trong lỗ rỗng (Hình 5). Giai đoạn sau cùng là sự kết tủa của xi măng calcite từ những chất lỏng đã lấp đầy các lỗ rỗng.

Hình thái lỗ rỗng cũng thay đổi tùy vào mức độ biến đổi xuyên sinh như sự lấp đầy không gian lỗ rỗng của khoáng vật thứ sinh và xi măng. Không gian lỗ rỗng thay đổi đáng kể: từ lỗ rỗng mở có bề mặt phẳng đến lỗ rỗng có bề mặt gồ ghề và bị lấp đầy trong suốt quá trình biến đổi sau trầm tích do sự phát triển của sợi illite và albite trong lỗ rỗng và sau cùng là sự lấp đầy của xi măng carbonate. Thêm vào đó, sự kết tủa của khoáng vật thứ sinh trong các đường liên thông giữa các không gian rỗng dẫn đến làm

hẹp và cô lập các lỗ rỗng từ đó làm giảm độ lỗ rỗng hiệu dụng và độ thấm của đá.

Đây là nghiên cứu cơ bản làm nền tảng cho việc nghiên cứu sự hút bám của CO₂, hydrocarbon và chất lỏng trên bề mặt không gian lỗ rỗng.

Tài liệu tham khảo

1. F.Triolo, A.Triolo, M.M.Agamalian, J.S.Lin, R.K.Heenan, G.Lucido, R.Triolo. *Fractal approach in petrology: combining ultra small angle, small angle and intermediate angle neutron scattering*. J. Appl. Cryst. 2000; 33: p. 863 - 866.
2. D.Sen, S.Mazumder, and S.Tarafdar. *Pore morphology and pore surface roughening in rocks: a small-angle neutron scattering investigation*. Journal of Materials Science. 2002; 37: p. 941 - 947.
3. T.Drobek, J.Strobel, S.Park, K.P.Lieu, W.Altermann, H.Lemmel, P.Lindner, R. W.Stark. *Small angle neutron scattering analysis of porous reservoir rocks*. Proceedings of the Society of Core Analysts. 2011.
4. B.Menéndez, C.David, A.M.Nistal. *Confocal scanning laser microscope applied to the study of pore and crack networks in rocks*. Computer and Geosciences. 2001; 27: p. 1101 - 1109.
5. B.G.Chae, Y.Ichikawa, G.C.Jeong, Y.S.Seo, B.C.Kim. *Roughness measurement of rock discontinuities using a confocal laser scanning microscope and the Fourier spectral analysis*. Engineering Geology. 2004; 72: p. 181 - 199.
6. N.Petford, G.Davidson and J.A.Miller. *Pore structure determination using confocal scanning laser microscopy*. Phys. Chem. Earth (A). 1999; 24 (7): p. 563 - 567.
7. J.T.Fredrich, K.H.Greaves, J.W.Martin. *Pore geometry and transport properties of Fontainebleau sandstone*. Int. J. Rock Mech. Min. Sci and Geomech. Abstr. 1993; 30 (7): p. 691 - 697.
8. W.Altermann, T.Drobek, M.Frei, W.M.Heckl, M.Kantioler, K.P.Lieu, R.W.Stark and J.Strobel. *Surface and wetting properties of diagenetic minerals and sedimentary grains in reservoir rocks*. Geotechnologien Science Report. 2010; 16: p. 65 - 75.

Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm mới trên cơ sở HEDP và NH_4HF_2 thay thế hệ hóa phẩm truyền thống trên cơ sở HCl/HF trong xử lý acid vùng cận đáy giếng

ThS. Đỗ Thành Trung, ThS. Hoàng Linh Lan
Viện Dầu khí Việt Nam

TS. Nguyễn Văn Ngộ, KS. Phan Văn Minh
Trung tâm Nghiên cứu ứng dụng và Dịch vụ kỹ thuật (DMC-RT)

Tóm tắt

Trong công nghiệp khai thác dầu khí, xử lý acid vùng cận đáy giếng khoan nhằm phục hồi hoặc làm tăng năng suất khai thác của giếng là một trong những biện pháp công nghệ hữu hiệu. Xử lý acid vùng cận đáy giếng vữa cát kết bằng kiểu hệ acid truyền thống trên cơ sở HCl/HF thường gặp nhiều khó khăn. Thông tin về điều kiện địa chất mỏ và kinh nghiệm xử lý vùng cận đáy giếng ở Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) cho thấy, hai khó khăn chính cần quan tâm liên quan đến nhiệt độ cao và kết tủa thứ cấp. Do đó, hệ hóa phẩm mới trên cơ sở HEDP và NH_4HF_2 thay thế hệ hóa phẩm truyền thống đã được nghiên cứu nhằm khắc phục những khó khăn này.

1. Giới thiệu chung về xử lý acid vùng cận đáy giếng

Trong công nghiệp khai thác dầu khí, xử lý acid vùng cận đáy giếng khoan nhằm phục hồi hoặc làm tăng năng suất khai thác của giếng là một trong những biện pháp công nghệ hữu hiệu cho phép nâng cao hiệu quả sản xuất. Việc xử lý acid vùng cận đáy giếng là cần thiết đối với hầu hết các giếng, vì trong thời gian thực hiện các quá trình công nghệ (như khoan, hoàn thiện giếng, bắn vữa, sửa chữa giếng, khai thác dầu...) độ thấm của vùng vỉa này thường bị tổn hại đáng kể do sự lắng đọng các vật chất ngăn cản khả năng lưu thông của dầu kém, dẫn đến năng suất khai thác hoặc bơm ép của giếng giảm mạnh.

Bản chất của công nghệ xử lý acid thông thường là bơm dung dịch chứa acid vào đáy giếng khoan để đưa vào vùng vỉa lân cận đáy giếng với áp suất bơm nhỏ hơn áp suất phá vỡ vỉa, thông qua cơ chế phản ứng hóa học làm hoà tan để phục hồi hoặc làm tăng độ thấm của vùng vỉa chứa này. Với đá chứa carbonate, xử lý acid có tác dụng tạo ra hoặc mở rộng những kênh dẫn tiến sâu vào bên trong vỉa sản phẩm. Với đá chứa lục nguyên, xử lý acid chủ yếu loại bỏ nhiễm bẩn nhằm phục hồi độ thấm nguyên trạng của vỉa chứa vùng cận đáy giếng; đồng thời mở rộng hệ thống kênh dẫn nhằm tăng độ thấm cho vùng vỉa này. Quá trình công nghệ xử lý acid thông thường luôn đi liền với việc ép acid vào vỉa và chiều sâu xâm nhập nhỏ chỉ tác động lên lớp đá vùng lân cận đáy giếng khoan. Chính từ đặc điểm này nên phương pháp được gọi là xử lý acid vùng cận đáy giếng.

2. Khó khăn thường gặp phải trong xử lý acid vùng cận đáy giếng

Thông tin về điều kiện địa chất mỏ và kinh nghiệm xử lý vùng cận đáy giếng ở Vietsovpetro cho thấy, hai vấn đề chính cần quan tâm là khó khăn liên quan tới nhiệt độ cao và khó khăn liên quan tới kết tủa thứ cấp. Khó khăn chính liên quan tới nhiệt độ cao là vấn đề ăn mòn. Nhiệt độ làm trầm trọng thêm quá trình ăn mòn cần khai thác, ống chống [1]. Tốc độ ăn mòn kim loại trong nước biển có chứa khí ở nhiệt độ 80°C cao gấp 3 lần so với trường hợp nhiệt độ 28°C.

Kết tủa thứ cấp gây bít nhét không gian rỗng, dẫn tới giảm độ thấm vỉa chứa. Trong nhiều trường hợp kết tủa thứ cấp dẫn tới hiệu ứng âm sau xử lý, tức sau xử lý độ thấm vỉa giảm đi. Dạng vữa chứa cát kết tại các mỏ ở Việt Nam có điểm đặc biệt là chứa ít SiO_2 ở dạng cát thạch anh, nhưng lại chứa nhiều khoáng sét và khoáng feldspar [2], nên khả năng xảy ra kết tủa thứ cấp các sản phẩm gel silic ($\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$); CaF_2 ; K_2SiF_6 ; Na_2SiF_6 ... là rất lớn. Kết tủa hydroxide sắt III - $\text{Fe}(\text{OH})_3$ cũng có xuất hiện cao trong các giếng khai thác ở Việt Nam vì điều kiện nhiệt độ cao, phản ứng ăn mòn điện hóa xảy ra rất mạnh.

3. Lý giải chọn kiểu hệ hóa phẩm để xuất nghiên cứu đưa vào áp dụng

Theo thống kê của nhóm tác giả, mỗi năm các công ty dầu khí tại Việt Nam tiến hành trên 50 lượt xử lý vùng

cận đáy giếng với tổng giá trị dầu thương phẩm khai thác thêm được lên tới hàng trăm nghìn tấn. Riêng trong năm 2008, Vietsovpetro thực hiện 52 lượt xử lý với tổng số lượng dầu khai thác thêm được là 82.600 tấn.

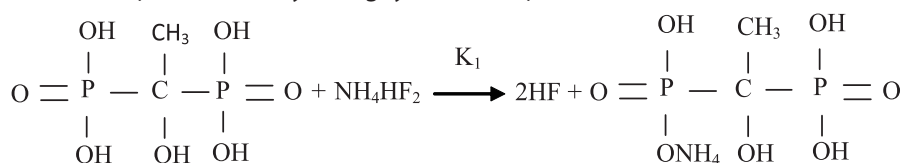
Trong tài liệu nghiên cứu của nhiều tác giả, đối tượng cát kết tại các vùng trũng khác tại Việt Nam thường chứa hàm lượng sét, fenspat kali và trầm tích hạt mịn cao. Đa số trầm tích cát kết đó có nhiệt độ cao và rất cao. Một trong những trầm tích cát kết điển hình là đối tượng Oligocen, Miocen mỏ Bạch Hổ. Đáy giếng khai thác trong các tầng chứa này có nhiệt độ rất cao (120 - 145°C). Chính vì vậy, hướng nghiên cứu nhằm đưa vào ứng dụng kiểu hệ dung dịch xử lý mới là rất cần thiết.

Để khắc phục một phần các nhược điểm liên quan tới kiểu hệ acid nêu trên, nhiều giải pháp kỹ thuật được các hãng dịch vụ đưa vào sử dụng như [3 - 8]: giảm hàm lượng HCl; tăng tỷ lệ HCl/HF (bằng cách giảm thiểu tới mức có thể hàm lượng HF, nhưng tăng thể tích dung dịch xử lý); dùng thêm acid hữu cơ thay cho một phần hoặc toàn bộ acid HCl; ứng dụng các chất ức chế ăn mòn mới; tăng cường hiệu ứng đệm; đưa thêm hợp chất chelat vào thành phần dung dịch xử lý; dùng kiểu hệ trên cơ sở hợp chất chelat và NH_4HF_2 . Trong số các giải pháp trên, giải pháp dùng hệ hóa phẩm trên cơ sở hợp chất chelat và NH_4HF_2 là giải pháp tiên tiến về kỹ thuật [8 - 10]. Đây cũng chính là kiểu hệ mà nhóm tác giả đề xuất nghiên cứu đưa vào áp dụng.

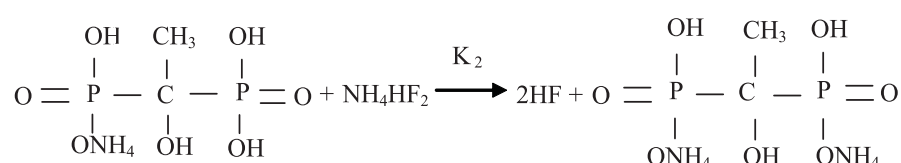
4. Thành phần chính và cơ chế tạo HF của kiểu hệ hóa phẩm mới xử lý vùng cận đáy giếng

Kiểu hệ hóa phẩm đề xuất nghiên cứu đưa vào áp dụng chứa hai thành phần chủ yếu là acid phosphonic như: 1-Hydroxyethylidene-1,1-Diphosphonic acid (thường được viết tắt là HEDP, HEDPA) và thành phần thứ hai là muối NH_4HF_2 [8 - 10]. Phản ứng giữa HEDP và muối NH_4HF_2 tạo HF và muối ammoni phosphonat. HEDP có 5 nguyên tử H, nhưng chỉ 3 nguyên tử H thể hiện tính acid mạnh hơn, 1 nguyên tử H thể hiện tính acid yếu hơn. Vì vậy, sản phẩm HF tạo ra từ phản ứng của HEDP với NH_4HF_2 xảy ra theo nhiều giai đoạn và phụ thuộc vào việc HF tạo ra có được tiêu thụ đi không.

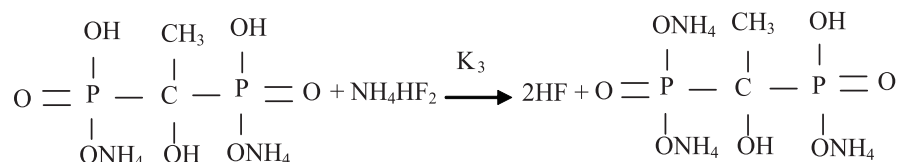
Giai đoạn thứ nhất xảy ra với nguyên tử H hoạt tính cao nhất:



Giai đoạn 2 tiếp tục xảy ra với nguyên tử H có hoạt tính cao thứ hai:



Giai đoạn 3 tiếp tục xảy ra với nguyên tử H có hoạt tính cao thứ ba:

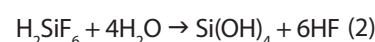


5. Nghiên cứu về khả năng hạn chế kết tủa thứ cấp gel silic

Phản ứng hoà tan vật liệu silicat tiêu thụ HF xảy ra khi nồng độ HF còn đủ cao:



Khi nồng độ HF còn lại thấp xuống, cân bằng phản ứng (1) chuyển dịch theo chiều ngược lại tạo acid HF:



Si(OH)_4 kết tủa dưới dạng thể keo liền khối $\text{Si(OH)}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ gây bít nhét lỗ rỗng, giảm độ thấm của đá chứa cát kết. Vì vậy, nếu hạn chế hoặc khắc phục hoàn toàn hiện tượng kết tủa gel silic thì xác suất thành công trong xử lý acid sẽ tăng cao.

Chính vì cơ chế tạo gel silic như trên, nếu đưa HF xuống thấp bằng cách cho nó tác dụng với vật liệu chứa silic thì sẽ tìm được điểm gel silic, Si(OH)_4 bắt đầu kết tủa. Khi gel silic kết tủa, do tính khúc xạ ánh sáng, dung dịch sẽ trở nên đục. Nhóm tác giả dùng vật liệu chứa silic dạng lỏng từ thủy tinh lỏng, silicat natri làm vật liệu mô phỏng.

Trình tự thí nghiệm xác định ngưỡng kết tủa gel silic trong dung dịch acid:

- Pha loãng dung dịch thủy tinh lỏng 2 lần;
- Cho 100ml dung dịch acid cần chuẩn độ vào cốc 250ml, đo pH dung dịch trước khi chuẩn độ;
- Đặt cốc dung dịch trên bếp khuấy từ, khuấy với tốc độ khoảng 100 vòng/phút;
- Bổ sung CaCO_3 để pH hỗn hợp đạt 2,2 - 2,4;
- Nhỏ từ từ dung dịch thủy tinh lỏng đã pha ở trên cho đến khi

bắt đầu xuất hiện kết tủa thì dừng chuẩn độ. Ghi lại thể tích dung dịch thủy tinh lỏng;

- Từ thể tích thủy tinh lỏng chuẩn độ ở trên, tiến hành chuẩn độ lại với dãy các thể tích khác nhau nhỏ hơn thể tích đã tiêu tốn ở trên và để tĩnh 12 giờ để xác định chính xác điểm tạo kết tủa;
- Ghi lại thể tích mà tại đó bắt đầu xuất hiện kết tủa (dung dịch hơi vẩn đục sau 12 giờ);
- Đo pH dung dịch sau chuẩn độ và lập bảng kết quả thực nghiệm.

Kết quả thí nghiệm ở Bảng 1 cho thấy khi tăng hàm lượng HF từ 1 - 3% (số liệu có số thứ tự 1 - 4), nồng độ Si dẫn tới xuất hiện kết tủa giảm dần tức khả năng chống tạo gel giảm dần. Kết quả ở Bảng 1 cũng cho thấy, ngay cả ở hàm lượng HF = 3%, khả năng phòng ngừa kết tủa gel silic của hệ HEDP + NH_4HF_2 vẫn cao hơn của các dung dịch acid truyền thống là $\text{HCl}/\text{HF} = 12\%/3\%$ và $\text{HCl}/\text{HF}/\text{CH}_3\text{COOH} = 12\%/3\%/5\%$. Còn ở hàm lượng 2%, hàm lượng có xác suất sử dụng cao trong thực tế, khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp của hệ HEDP + NH_4HF_2 (ở pH = 4,4) cao hơn khoảng 40% so với khả năng này của kiểu hệ truyền thống $\text{HCl}/\text{HF} = 12\%/3\%$ (ở pH = 1,7).

Kết quả nghiên cứu trên cũng tương tự với kết quả của các nghiên cứu khác [11, 12]. Theo đó, chuẩn độ dung dịch sandstone acid (HF:HV) bằng silicat natri (20 Be) tới pH = 3,8 (12.000ppm Si) cho thấy, kết tủa không tạo ra và dung dịch giữ được ổn định qua 12 giờ trong điều kiện áp suất khí quyển; chuẩn độ tương tự thực hiện với mud acid (HCl-HF) thông thường xuất hiện đục ở 6.000ppm Si và tạo kết tủa ở 12.000ppm mặc dù pH đang ở mức thấp (bằng 1,6).

6. Nghiên cứu về khả năng hạn chế kết tủa gel sắt ($\text{Fe}(\text{OH})_3$)

Gel sắt - $\text{Fe}(\text{OH})_3$ sẽ tạo ra trong dung dịch khi pH tăng cao. HEDP là chất chelat có khả năng giữ các ion Fe^{3+} ở

trạng thái không liên kết, nên khi có mặt trong dung dịch nó có tác dụng phòng ngừa lắng đọng gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Việc chứng minh khả năng ngăn ngừa tạo gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$ được tiến hành thông qua xác định hàm lượng ion Fe^{3+} tự do nằm trong dung dịch acid chứa muối sắt hòa tan và HEDP (với số mol tương đương) khi pH của dung dịch này tăng lên. Việc xác định hàm lượng Fe^{3+} trong dung dịch acid trên thiết bị phân tích so màu (UV-VIS) DR5000-HACH.

Trình tự thí nghiệm xác định hàm lượng Fe^{3+} trong dung dịch:

- Chuẩn bị các mẫu dung dịch acid cần thí nghiệm, với thể tích khoảng 2.000ml;
- Gây nhiễm bẩn Fe^{3+} cho dung dịch acid (bằng $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) với các hàm lượng Fe^{3+} khác nhau (2.000ppm; 4.000ppm...);
- Bổ sung chất chelat cần nghiên cứu (HEDP) với số mol tương đương với số mol Fe^{3+} đã gây nhiễm bẩn ở trên;
- Bổ sung CaCO_3 dạng bột vào dung dịch trên cho tới khi pH đạt 3,5 - 3,8;
- Chia dung dịch nhận được thành nhiều phần (mỗi phần 100ml) để tĩnh ở các nhiệt độ: 25 - 27°C; 50°C. Thời gian lưu mẫu 6 giờ tới 24 giờ;
- Sau thời gian lưu mẫu, hút một phần mẫu (khoảng 5ml), lọc qua giấy lọc để tách dạng không hòa tan, sau đó phân tích hàm lượng ion cần đánh giá bằng phương pháp so màu UV-VIS;
- Lập bảng kết quả thực nghiệm.

Kết quả thực nghiệm thu được thể hiện trong Bảng 2.

Ở tất cả các thời gian theo dõi (6 giờ, 18 giờ và 24 giờ), hàm lượng Fe^{3+} tự do trong thí nghiệm 3 cao hơn rất nhiều (> 90%) so với các thông số tương tự của thí nghiệm 1. Hàm lượng Fe^{3+} tự do trong thí nghiệm 4 cao hơn rất nhiều so với các thông số tương tự của thí nghiệm 2.

Bảng 1. Kết quả thí nghiệm khả năng phòng ngừa kết tủa gel silic của hệ hóa phẩm HEDP + NH_4HF_2

TT	Thành phần các hệ hóa phẩm được thử nghiệm	pH ban đầu	Thể tích $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2$ 50% gây kết tủa gel silic, ml	pH sau thí nghiệm	Nồng độ Si xuất hiện kết tủa, ppm
1	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 1% HF	4,4	4,00	5,4	22.400
2	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 1,5% HF	4,3	3,50	4,4	19.600
3	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 2% HF	4,4	3,00	4,6	14.000
4	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 3% HF	4,1	2,00	4,3	11.200
5	HCl 12% + HF 3%	1,6	1,65	1,6	9.766
6	HCl 12% + HF 3% + CH_3COOH 5%	1,7	1,25	1,7	7.400

Ghi chú: Nhiệt độ thí nghiệm 25°C, thể tích dung dịch acid 100ml

Bảng 2. Kết quả nghiên cứu về khả năng phòng ngừa kết tủa gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$ của hệ hóa phẩm HEDP

TT	Thành phần dung dịch ban đầu	Nhiệt độ ($^{\circ}\text{C}$)	Nồng độ Fe^{3+} tự do sau khi trung hòa bằng CaCO_3 tới pH = 3,5 - 3,8 với thời gian theo dõi khác nhau, ppm		
			6 giờ	18 giờ	24 giờ
1	HCl 15% + 2.000ppm Fe^{3+}	25	20	30	10
2	HCl 15% + 4.000ppm Fe^{3+}	25	30	25	25
3	HCl 15% + 2.000ppm Fe^{3+} + HEDP	25	750	670	610
4	HCl 15% + 4.000ppm Fe^{3+} + HEDP	25	990	670	649
5	HCl 15% + 2.000ppm Fe^{3+}	50	40	40	20
6	HCl 15% + 4.000ppm Fe^{3+}	50	50	40	30
7	HCl 15% + 2.000ppm Fe^{3+} + HEDP	50	1290	1220	1120
8	HCl 15% + 4.000ppm Fe^{3+} + HEDP	50	2200	2190	2010

Ghi chú: Khả năng phòng ngừa kết tủa gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$ của hệ hóa phẩm HEDP được đánh giá thông qua xác định hàm lượng ion Fe^{3+} tự do còn lại khi nâng pH dung dịch lên 3,5 bằng CaCO_3

Quy luật này cho thấy khi có mặt của HEDP hàm lượng Fe^{3+} tự do nằm trong dung dịch vẫn giữ ở mức cao, hay nói cách khác, HEDP có tác dụng tốt trong chống tạo gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

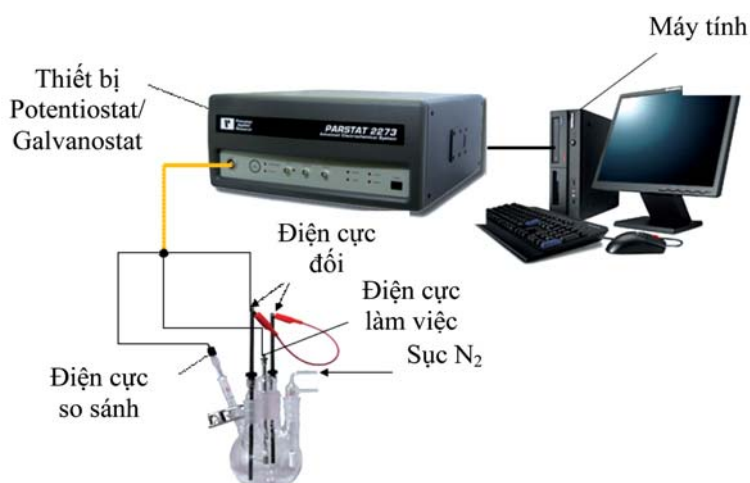
Các cặp thí nghiệm 5, 7 và 6, 8 thực hiện ở nhiệt độ 50°C cũng cho kết quả tương tự về tác dụng của HEDP trong chống tạo gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Tuy nhiên, so sánh kết quả ở nhiệt độ cao (các thí nghiệm 5 - 8) với các kết quả ở nhiệt độ thấp (các thí nghiệm 1 - 4) cho thấy là khả năng chống kết tủa gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$ của HEDP tăng khi nhiệt độ tăng.

7. Nghiên cứu so sánh tính ăn mòn của hệ hóa phẩm so với các kiểu hệ truyền thống

Nhiều nghiên cứu [11, 13 - 16] cho thấy, hệ acid HEDP + NH_4HF_2 có pH nằm trong khoảng 2,2 - 3,8 nên ít gây ăn mòn. Đây chính là một trong những ưu điểm nổi bật của hệ hóa phẩm mới để xuất so với hệ acid truyền thống trên cơ sở HCl/HF. Lượng chất ức chế ăn mòn phải dùng cho kiểu hệ này giảm đáng kể. Theo nghiên cứu [11, 13], có khả năng giảm 50% hàm lượng chất ức chế ăn mòn. Để khẳng định ưu thế trên, nhóm tác giả tiến hành, đánh giá tốc độ ăn mòn thép theo phương pháp điện hóa ở điều kiện nhiệt độ thường, áp suất thường và phương pháp mất khối lượng ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của hệ hóa phẩm HEDP + NH_4HF_2 có hàm lượng HF khác nhau.

7.1. Phương pháp điện hóa ở điều kiện nhiệt độ thường, áp suất thường

Vật liệu dùng trong nghiên cứu: Các thiết bị sử dụng trong công nghiệp khai thác dầu khí thường được chế tạo từ thép có hàm lượng carbon thấp như: P105, P110. Vì


Hình 1. Sơ đồ thiết bị đánh giá tốc độ ăn mòn bằng phương pháp điện hóa

vậy, để kết quả nghiên cứu sát với thực tế, để tài sử dụng loại thép P110 lấy từ ống khai thác của Vietsovpetro. Mẫu thép sử dụng đánh giá ăn mòn theo phương pháp mất khối lượng được gia công theo kích thước 50 x 15 x 3mm như quy định của tiêu chuẩn ASTM G1-03 [12]. Mẫu thép dùng trong phương pháp điện hóa có kích thước $\Phi = 14\text{mm}$, dày 3mm phù hợp với điện cực là việc của thiết bị PARSTAT2273. Các mẫu thép sau khi đã gia công bề mặt theo đúng quy trình được bảo quản ngập trong dầu thực vật để tránh han gỉ bề mặt.

Phương pháp điện hóa (đo điện trở phân cực R_p) sử dụng thiết bị Solatron PARSTAT2273 - Princeton Applied Research - USA để đo điện trở phân cực với điện thế quét -10mV đến +10mV so với điện thế cân bằng, tốc độ quét 0,1mV/s, sẽ xác định được tốc độ ăn mòn thép [17 - 19].

Kết quả nghiên cứu tốc độ ăn mòn theo phương pháp điện hóa được đưa trong Bảng 3. So sánh kết quả các thí nghiệm 1 - 4 với thí nghiệm 5 cho thấy, thành phần hóa phẩm trong các thí nghiệm 1 - 4 có tốc độ ăn mòn rất thấp

Bảng 3. Tốc độ ăn mòn thép của một số hóa phẩm (phương pháp điện hóa, nhiệt độ thường)

TT	Hệ dung dịch acid	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)
1	HEDP + NH ₄ HF ₂ tạo ra 1,0 % HF	0,3038
2	HEDP + NH ₄ HF ₂ tạo ra 1,5 % HF	0,3744
3	HEDP + NH ₄ HF ₂ tạo ra 1,0 % HF + 1,5 % HCl	0,3702
4	HEDP + NH ₄ HF ₂ tạo ra 1,5 % HF + 1,5 % HCl	0,4323
5	HCl 15 %	7,5029

**Hình 2.** Thiết bị đánh giá tốc độ ăn mòn bằng phương pháp mất khối lượng

so với dung dịch HCl 15% (từ 17 - 25 lần). Tốc độ ăn mòn trong các cặp thí nghiệm 1, 2 và 3, 4 cho thấy, sự thay đổi hàm lượng HF không ảnh hưởng nhiều tới tốc độ ăn mòn thép. So sánh tốc độ ăn mòn của cặp thí nghiệm 1, 2 với cặp 3, 4 cho thấy, sự có mặt của 1,5% HCl không gây ảnh hưởng lớn tới tốc độ ăn mòn.

7.2. Phương pháp mất khối lượng ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Phương pháp này sử dụng thiết bị Autoclave của hãng Cortest - Mỹ (Hình 2), có thể thực hiện theo hướng dẫn của tiêu chuẩn ASTM G1-03 [12]. Ngoài tuân thủ tiêu chuẩn ASTM G1-03, khi thử nghiệm dưới áp suất thường thì dựa trên tiêu chuẩn ASTM G31-72 [20], khi thử nghiệm trong môi trường hoặc nhiệt độ cao hoặc áp suất cao, hoặc cả hai thì dựa trên tiêu chuẩn ASTM G111-97 [21].

Theo tiêu chuẩn ASTM G1-03 và ASTM G31-72, tốc độ ăn mòn được tính theo công thức:

$$\text{Tốc độ ăn mòn: } L = \frac{K.W}{A.T.D}$$

Trong đó: W: Khối lượng kim loại bị mất đi sau thử nghiệm, g;

A: Diện tích bề mặt ban đầu của mẫu kim loại, cm²;

T: Thời gian ngâm mẫu, giờ;

D: Khối lượng riêng của kim loại, g/cm³;

K: Hệ số phụ thuộc vào đơn vị tính tốc độ ăn mòn. (Khi biểu diễn tốc độ ăn mòn bằng đơn vị mm/năm K = 8,76 x 10⁴)

Kết quả nghiên cứu, đánh giá tốc độ ăn mòn, theo phương pháp mất khối lượng, ở nhiệt độ cao, áp suất cao được đưa trong Bảng 4. Nhiệt độ thử nghiệm là 100°C. Nhiệt độ này nằm ở giới hạn trên của nhiệt độ động - nhiệt độ khi có bơm dung dịch từ bể mặt xuống đáy giếng. Đây cũng chính là nhiệt độ khắc nghiệt trong xử lý. Áp suất thí nghiệm là 150at.

Hình 3 là đồ thị được vẽ trên cơ sở số liệu các thí nghiệm 1 - 4 trong Bảng 4. Đồ thị biểu thị ảnh hưởng của hàm lượng HF tính toán trong hệ HEDP + NH₄HF₂ tới tốc độ ăn mòn ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao. Đồ thị trên Hình 3 cho thấy xu hướng tăng nhanh tốc độ ăn mòn khi

hàm lượng HF tính toán trong hệ hóa phẩm tăng và ở các hàm lượng thấp (1% và 1,5%) tốc độ ăn mòn ít ảnh hưởng của hàm lượng HF tính toán. Điều này khá quan trọng vì trong thực tế ta thường dùng hàm lượng HF ở các hàm lượng thấp này.

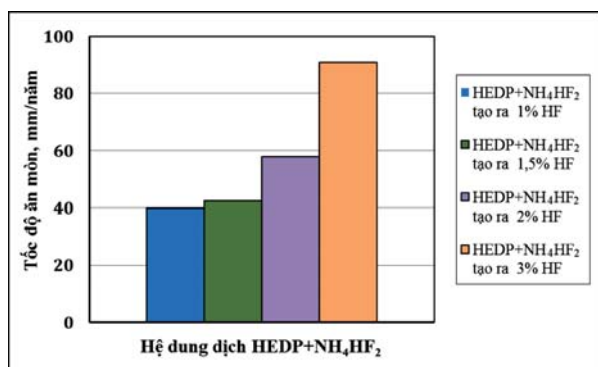
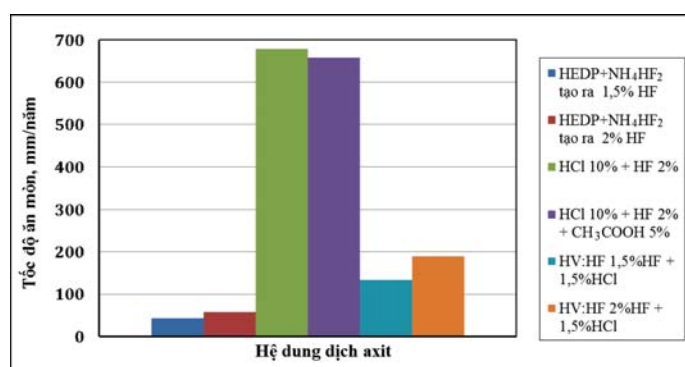
So sánh tốc độ ăn mòn của hệ hóa phẩm mới đề xuất với hàm lượng HF tính toán 2% (HEDP + NH₄HF₂ tạo ra 2% HF ở thí nghiệm 3, Bảng 4) với các dung dịch acid gần với thực tế còn đang sử dụng (hệ HCl 15%; HCl 10% + HF 2% và hệ HCl 10% + HF 2% + CH₃COOH 5% trong các thí nghiệm 5 - 7, Bảng 4) cho thấy tốc độ ăn mòn ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của kiểu hệ hóa phẩm mới đề xuất thấp hơn rất nhiều (11 lần) so với các kiểu hệ dung dịch xử lý vùng cận đáy giếng đang còn được sử dụng.

So sánh tốc độ ăn mòn của hệ hóa phẩm mới đề xuất với hàm lượng HF tính toán 1,5% và 2% (các thí nghiệm 2 và 3, Bảng 3) với các hệ có chứa thêm 1,5% HCl (các thí nghiệm 8 và 9, Bảng 4) cho thấy khi có mặt của HCl với hàm lượng 1,5%, tốc độ ăn mòn của kiểu hệ HEDP + NH₄HF₂ tạo ra 1,5% HF và HEDP + NH₄HF₂ tạo ra 2% HF tăng lên khoảng 3,2 lần.

Thành phần các hệ hóa phẩm trong các thí nghiệm 8, 9 gần với thành phần dự kiến mà nhóm tác giả mong đợi

Bảng 4. Tốc độ ăn mòn thép của một số hóa phẩm ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

TT	Dung dịch	Mất khối lượng Δm , (g)	Tốc độ ăn mòn, (mm/năm)	
			Từng mẫu	Trung bình
1	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 1% HF	0,3233	40,26	39,83
		0,3266	40,67	
		0,3096	38,55	
2	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 1,5% HF	0,3494	43,51	42,35
		0,3325	41,40	
		0,3384	42,14	
3	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 2% HF	0,4615	57,47	57,85
		0,4687	58,37	
		0,4634	57,71	
4	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 3% HF	0,7211	89,80	90,82
		0,7337	91,36	
		0,7331	91,29	
5	HCl 15%	6,3816	794,67	789,58
		6,3372	789,14	
		6,3032	784,91	
6	HCl 10% + HF 2%	5,3812	670,10	678,69
		5,4736	681,60	
		5,4959	684,38	
7	HCl 10% + HF 2% + CH_3COOH 5%	5,3293	663,63	658,73
		5,2816	657,69	
		5,2588	654,86	
8	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 1,5% HF + HCl 1,5%	1,0605	132,06	133,71
		1,0754	133,91	
		1,0853	135,15	
9	HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 2% HF + HCl 1,5%	1,5172	188,93	190,11
		1,5332	190,92	
		1,5297	190,49	


Hình 3. Ảnh hưởng của hàm lượng HF tính toán trong hệ hóa phẩm tới tốc độ ăn mòn

Hình 4. Tốc độ ăn mòn của các hệ acid

để lựa chọn đơn pha chế hệ hóa phẩm xử lý. Kết quả thí nghiệm được đưa trong Hình 4. Trong đó chúng tôi đưa kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn của các hệ dung dịch acid gần với thực tế còn đang sử dụng (hệ HCl 10% + HF 2% và

hệ HCl 10% + HF 2% + CH_3COOH 5% trong các thí nghiệm 6 và 7 Bảng 4) và thí nghiệm 2, 3 trong Bảng 4.

Hình 4 cho thấy, tốc độ ăn mòn của hệ hóa phẩm HCl 10% + HF 2% + CH_3COOH 5% cao gấp 3,5 lần so với hệ

HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 2% HF + 1,5% HCl và gấp 11,4 lần so với hệ HEDP + NH_4HF_2 tạo ra 2% HF.

8. Kết luận

Trong điều kiện địa chất vỉa cát kết mỏ Bạch Hổ, hệ hóa phẩm mới đề xuất nghiên cứu trên cơ sở HEDP + NH_4HF_2 có tính năng vượt trội so với hệ hóa phẩm truyền thống trên cơ sở HCl/HF có cùng hàm lượng HF về:

- Khả năng hạn chế kết tủa thứ cấp: kết tủa gel silic, gel $\text{Fe}(\text{OH})_3$;
- Khả năng hạn chế tốc độ ăn mòn thép.

Tài liệu tham khảo

1. Showard A. Porte. *The effect of environment on the corrosion of metals*. 1967.
2. Nguyễn Văn Ngọ, Phan Văn Minh, DMC. Báo cáo khoa học công nghệ: "Nghiên cứu và lựa chọn hỗn hợp acid để xử lý vùng cận đáy giếng nhằm tăng hệ số sản phẩm của giếng khai thác và độ tiếp nhận của giếng bơm ép thuộc Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ" trong khuôn khổ hợp đồng dịch vụ giữa Vietsovpetro và Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC).
3. C.E.Shuchart and R.D.Gdanski. *Improved success in acid stimulation with a new organic HF system*. Halliburton Energy Services. SPE 36907.
4. R.F.Scheuerman. *A buffer - regulated HF acid for sandstone acidizing to 550°F*. SPE Production Engineering. Feb 1988.
5. G.R.Coulter and W.E.Kline. *EDTA removes formation damage at prudhoe Bay*. Paper SPE presented at the 57th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE. 25 - 27 Sep, 1982.
6. Michael M. Brezinski. *Chelating agents in sour well acidizing: methodology or mythology*. Halliburton Energy Services. SPE 54721.
7. E.F.Tuedor, Z.Xiao, M.J.Fuller, D.Fu, G.Salamat, S.N.Davies and B.Lecerf. *A breakthrough fluid technology in stimulation of sandstone reservoirs*. SPE 98314.
8. W.W.Frenier, C.N.Fredd and F.Chang. *Hydroxyaminocarboxylic acids produce superior formulations for matrix stimulation of carbonates at high temperatures*. SPE 71696.
9. US Patent: 4430128, US Patent: 6.436.880 B1.
10. G.Di Lullo and P.Rae. *A new acid for true stimulation of sandstone reservoirs*. Paper SPE presented at the 1996 SPE International 6th Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, 28 - 31. SPE 370150 October 1996.
11. Howard A.Porte. *The effect of environment on the corrosion of metals in sea water*. 1967.
12. ASTM G1 - 03. *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens*.
13. D. Ross and G.Di Lullo. *HF "Acid treatments, proven successful in South America"*. BJ Services Company, Paper IBP 07698, presented at the Rio Oil and Gas Conference, Brazil, 5 - 8 October 1998.
14. A.N.Martin and K.L.Mith. *New HF acid system produces significant benefits in Nigerian sandstones*. SPE 38595. 1997.
15. Nicholas Kume, Robert Van Melsen and Luckie Erhahon, Afolabi F.Abiiodun. *New HF acid system improves sandstone matrix acidizing success ratio by 400% over conventional mud acid system in Niger Delta basin*. This paper was prepared for presentation at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas. SPE56527, 3 - 6 October 1999.
16. R.C.M.Malate, J.J.C.Austria, Z.F.Sarmiento, G.Di Lullo, P.A.Sookprasong and E.S.Francian. *Matrix stimulation treatment of geothermal wells using sandstone acid. Proceedings. 23rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering University, Stanford, California. SGP-TR-1, 26 - 28 January, 1998.*
17. ASTM G3 - 89. *Practice for conventions applicable to electrochemical measurements in corrosion testing*.
18. ASTM G59 - 97. *Practice for conducting potentiodynamic polarization resistance measurements*.
19. ASTM G185 - 06. *Standard practice for evaluating and qualifying oil field and refinery corrosion Inhibitors using the rotating cylinder electrode*.
20. ASTM G31 - 72 (Reapproved 2004). *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*.
21. ASTM G111 - 97. *Standard guide for corrosion tests in high temperature or high pressure environment, or Both*.

Nghiên cứu sử dụng chất ức chế mới dạng phenol trong quá trình polymer hóa các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon

TS. Đỗ Chiêm Tài, TS. Đàm Thị Thanh Hải, TS. Hoàng Thịnh Nhân

Đại học Dầu khí Việt Nam

TSKH. Gogotov A. F.

Viện Hóa hữu cơ - Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

Tóm tắt

Việc đánh giá thử nghiệm các hợp chất phenol với mạch nhánh có kích thước lớn trong vai trò chất ức chế quá trình polymer hóa các sản phẩm lỏng từ quá trình nhiệt phân hydrocarbon đã cho thấy rằng: ở điều kiện phòng thí nghiệm, các hợp chất 2,6-di-isobornyl-4-methylphenol và 3-isobornyl pyrocatechol có hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa cao hơn lonol và 4-tet-butyl pyrocatechol - là 2 chất ức chế có cấu trúc tương tự và đang được sử dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp hóa dầu.

1. Giới thiệu

Một vấn đề kỹ thuật thường gặp ở điều kiện nhiệt độ cao ($> 130^{\circ}\text{C}$) trong chế biến các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon (còn gọi là pyrocondensate) là hiện tượng polymer hóa các hợp chất không no. Đây là quá trình không mong muốn (quá trình không thể tránh khỏi) trong quy trình sản xuất và bảo quản các monome, là nguyên nhân cơ bản dẫn đến việc hình thành các cặn bẩn polymer trên bề mặt thành tháp chưng cất, các thiết bị của tháp chưng cất (bề mặt các đĩa, bề mặt làm việc của các máy cung cấp nhiệt...). Vấn đề này không những làm giảm chất lượng các monomer (như ethylene, propylene, stiren), tăng nguy cơ thất thoát các monome dưới dạng cặn polymer mà còn là nguyên nhân chính làm tăng tần suất tạm dừng hoạt động của tháp chưng cất, đường ống, nồi hơi để làm sạch và bảo dưỡng định kỳ (có nghĩa là giảm thời gian hoạt động của hệ thống giữa hai lần bảo trì, sửa chữa định kỳ). Nói một cách tổng quát, quá trình polymer hóa sẽ làm giảm hiệu quả kinh tế của nhà máy sản xuất [1].

Hiện nay, trong sản xuất áp dụng phổ biến hai giải pháp ngăn chặn quá trình polymer hóa các hợp chất không no trong điều kiện nhiệt độ cao, đó là (1) hydro hóa các hợp chất không no hoặc (2) sử dụng các chất ức chế quá trình trùng hợp (inhibitor) cho từng trường hợp cụ thể. Thực tiễn sản xuất cho thấy phương pháp thứ 2 đem

lại hiệu quả kinh tế cao hơn. Đến nay, có rất nhiều hợp chất có hoạt tính ức chế đã và đang được nghiên cứu, sản xuất và ứng dụng thực tế. Tuy nhiên, việc ổn định các hợp chất không no trong quá trình sản xuất tại các nhà máy hóa dầu vẫn chưa được giải quyết hoàn toàn. Việc chọn lựa các inhibitor phụ thuộc vào nhiều yếu tố, bao gồm thành phần của hỗn hợp hydrocarbon cần được ổn định, điều kiện của quá trình phân tách, điều kiện bảo quản của một số chất, nguồn nguyên liệu để sản xuất các inhibitor tại nhà máy và năng lực tài chính của nhà máy.

Quá trình sử dụng inhibitor trong thực tế cho thấy các hợp chất dạng phenol là các inhibitor có hiệu quả ức chế cao, với những ưu điểm cơ bản vượt trội so với các inhibitor khác, cụ thể là: các hợp chất loại phenol có khả năng kìm hãm quá trình polymer hóa cao và có tính công nghệ cao hơn; các hợp chất loại phenol cũng như các sản phẩm tạo thành từ chúng ít độc hại hơn các inhibitor thuộc các nhóm chất khác; giá thành sản xuất thấp hơn; có thể sử dụng trong cả môi trường có oxy và không có oxy; có thể làm tăng hoạt tính trong phạm vi rộng bằng việc thay đổi số lượng và cấu trúc của các mạch nhánh [2].

Trên thị trường inhibitor hiện nay, các hợp chất dạng phenol chiếm vai trò quan trọng và được sử dụng rộng rãi, đặc biệt trong việc ức chế các phản ứng radical. Ngoài vai trò là chất ức chế quá trình polymer hóa, các hợp chất phenol còn được sử dụng trong vai trò chất chống oxy

hóa. Trong số các hợp chất dạng phenol đang được ứng dụng trong công nghiệp thì Ionol (2,6-di-*tret*-butylphenol) và 4-*tret*-butylpyrocatechol (TBPC) cho hiệu quả cao nhất và được sử dụng rộng rãi nhất. Tuy nhiên, tính tan của 2 hợp chất phenol này trong pyrocondensate lại không cao và cần phải sử dụng dung môi phụ trợ (ví dụ: etanol, butanol). Điều này làm giảm tính cạnh tranh và tăng chi phí sản xuất.

Trong chương trình nghiên cứu khả năng ức chế quá trình polymer hóa của các hợp chất phenol mới, nhóm tác giả đã tìm ra được một giải pháp kỹ thuật mới làm tăng hoạt tính ức chế và tối ưu hóa các đặc tính kỹ thuật khác của các hợp chất phenol (tan tốt trong pyrocondensate, không tan trong nước, không có mùi khó chịu). Đó là việc sử dụng các hợp chất dạng phenol có các mạch nhánh 2 vòng được tổng hợp từ phản ứng giữa các hợp chất phenol có cấu trúc đơn giản với các terpene [3].

2. Thục nghiệm

Mục tiêu nghiên cứu: Xác định khả năng các hợp chất dạng phenol có mạch nhánh isobornyl ức chế quá trình polymer hóa các chất không no có trong pyrocondensate ở điều kiện nhiệt độ cao.

Đối tượng nghiên cứu: Sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon (pyrocondensate) thuộc 2 tháp chưng cất K-20 và K-27 của nhà máy sản xuất polymer EP-300 thuộc Tổ hợp lọc hóa dầu Angarsk, Thành phố Angarsk, Liên bang Nga (về sau sẽ gọi tắt là K-20 và K-27). Các tính chất cơ bản của pyrocondensate K-20 và K-27 được thể hiện trong Bảng 1.

Phương pháp nghiên cứu: Phương pháp định lượng đánh giá hoạt tính ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất không no có trong pyrocondensate là so sánh khối lượng polymer tạo thành sau quá trình xử lý nhiệt trong trường hợp dùng inhibitor với trường hợp không dùng chúng. Quá trình thực nghiệm được thực hiện trên máy "POC-77M" theo tiêu chuẩn ГОСТ 8489-85 của Liên bang

Nga. Phương pháp xác định hàm lượng nhựa theo Bu-đa-rov [4]. Phương pháp này đã được chuẩn hóa và áp dụng để đánh giá chất lượng các sản phẩm trung gian trong tổ hợp nhà máy lọc dầu và sản xuất polymer. Các thí nghiệm được tiến hành ở điều kiện tương tự điều kiện thực tại các nhà máy lọc hóa dầu.

Thí nghiệm mẫu gồm các bước sau đây:

- Cho 100ml pyrocondensate vào ô tô cla bằng kim loại (thiết bị phản ứng chịu áp suất) và cho thêm inhibitor vào đây với khối lượng 0,01 - 0,05%wt so với pyrocondensate. Đóng kín bình ô tô cla và đặt vào bộ ổn nhiệt bằng dầu đã đun nóng đến nhiệt độ 130°C. Giữ nhiệt độ ổn định ở mức này và sau 1 giờ lấy bình ô tô cla ra khỏi bình ổn nhiệt và làm nguội tới nhiệt độ phòng.

- Giai đoạn tiếp theo là chưng cất pyrocondensate đã để nguội bằng hơi nước ở nhiệt độ 160°C trên thiết bị "POC-77M" và đo khối lượng polymer tạo thành (C_p).

- Thực hiện một thí nghiệm song song nhưng không sử dụng inhibitor và đo khối lượng polymer tạo thành (C_0).

- Hiệu quả của sự ức chế đã được xác định bằng việc so sánh khối lượng của polymer hình thành trong trường hợp sử dụng inhibitor và khối lượng của polymer hình thành trong trường hợp không sử dụng inhibitor. Hiệu quả ức chế (E , %) được tính như sau:

Bảng 1. Các tính chất cơ bản của pyrocondensate thuộc hai tháp K-20 và K-27

TT	Danh mục	Pyrocondensate	
		Tháp K-20	Tháp K-27
1	Nhiệt độ khởi sôi (°C)	44	48
2	Nhiệt độ (°C) sau chưng cất		
	10% vol	56	80
	50% vol	74	90
	97,5% vol	172	180
3	Chỉ số Iod, g I ₂ /100g pyrocondensate	92	74
4	Khối lượng phân tử trung bình	87	95
5	Hàm lượng các hợp chất không no, % mas	32	26
6	Thành phần nhóm	Chủ yếu là phân đoạn C ₅ - C ₇	Chủ yếu là phân đoạn C ₆ - C ₁₀

Bảng 2. Giá trị sai lệch cho phép

TT	Hàm lượng polymer (mg) trong 100cm ³ pyrocondensate	Giá trị sai lệch cho phép
1	Dưới 15	2mg
2	Từ 15 - 40	3mg
3	Từ 40 - 100	8% của đại lượng nhỏ hơn
4	Từ 100	15% của đại lượng nhỏ hơn

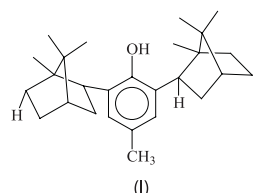
$$E(\%) = \frac{C_o - C_i}{C_o} \times 100$$

Trong đó: C_i và C_o : Khối lượng polymer tạo thành tương ứng trong mẫu thử có inhibitor và không có inhibitor.

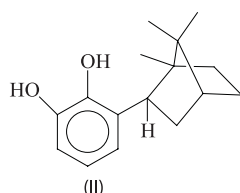
Sự khác nhau giữa các kết quả của hai thí nghiệm không được vượt quá giá trị cho phép (Bảng 2).

3. Kết quả và thảo luận

Trong vai trò chất ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất không no có trong pyrocondensate K-20 và K-27 đã thử nghiệm 2 hợp chất phenol sau đây: 2,6-di-isobornyl-4-methylphenol (I) và 3-isobornyl pyrocatechol (II).



(I)
2,6-di-isobornyl-4-methylphenol, IBP
CTPT: $C_{27}H_{40}O$, $m = 380$

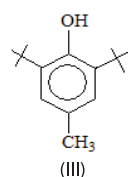


(II)
3-isobornyl pyrocatechol, 3-IBP
CTPT: $C_{16}H_{22}O_2$, $m = 246$

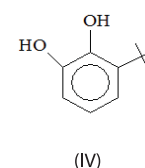
Các hợp chất I và II được tổng hợp theo phương pháp [5]. Các tính chất hóa - lý như màu sắc, nhiệt độ nóng chảy, khối lượng phân tử của I và II phù hợp với các số liệu đã được trình bày [6]. Các hợp chất trên đều không có mùi khó chịu như các hợp chất dạng phenol khác, vì vậy có ảnh hưởng tích cực đến môi trường làm việc trong quá trình sản xuất. Ngoài ra, hợp chất I và II không ăn da khi tiếp xúc trực tiếp, tan tốt trong nhiều dung môi (như etanol, butanol, dimethylsulphoxide - DMSO, dimethylformamide - DMF). Hai hợp chất này còn có tính chất đặc biệt là tan rất tốt trong môi trường hydrocarbon, cụ thể tan tốt trong 2 pyrocondensate nêu trên. Đây là tính chất hết sức quan trọng của các hợp chất I và II vì không đòi hỏi phải dùng dung môi phụ trợ, do đó sẽ làm đơn giản hóa quá trình sử dụng, đồng

thời cho phép giảm chi phí đối với quá trình ổn định hóa pyrocondensate.

Để đánh giá hoạt tính ức chế của I và II, nhóm tác giả đã so sánh hiệu quả ức chế của hai hợp chất này với hiệu quả ức chế của các chất ức chế so sánh. Trong vai trò các chất ức chế so sánh đã sử dụng Ionol (III) và 4-tret-butyl pyrocatechol (IV) - 2 chất ức chế có cấu trúc tương tự như I và II và hiện đang được sử dụng tại các nhà máy lọc hóa dầu của Liên bang Nga. Các chất III và IV cũng được sử dụng để ổn định xăng trong quá trình vận chuyển.



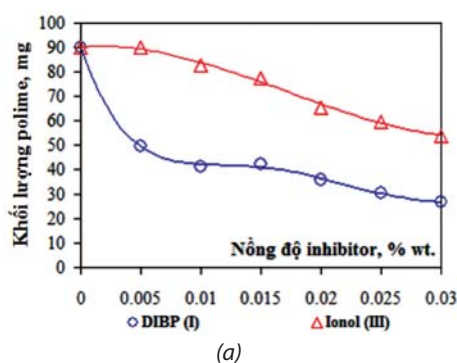
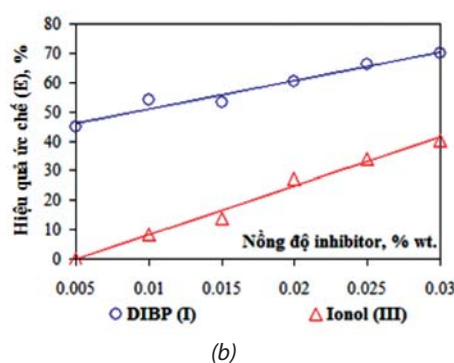
(III)
2,6-di-tret-butyl-4-methylphenol, Ionol
CTPT: $C_{27}H_{40}O$, $m = 380$



(IV)
3-tret-butyl pyrocatechol, TBPC
CTPT: $C_{16}H_{22}O_2$, $m = 246$

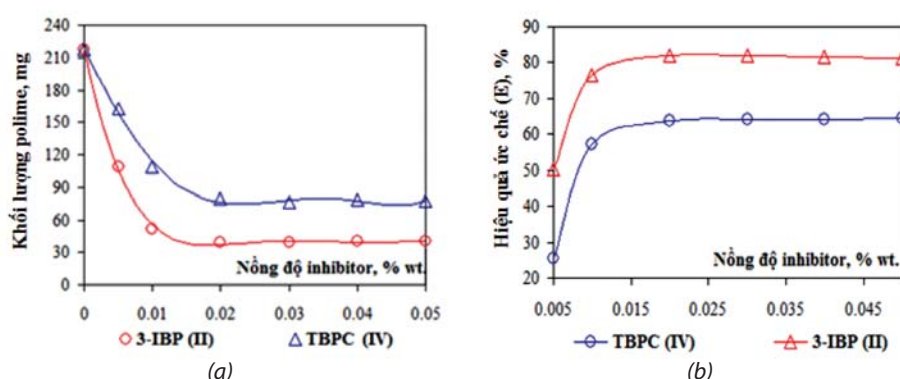
Các nhà hóa học Liên bang Nga và trên thế giới đã tổng hợp và nghiên cứu một số tính chất của các hợp chất isobornylphenol, ví dụ như khả năng chống oxy hóa [7] trên các mô hình mẫu thử như: cumen và diphenylpicrylhydrazyl (radical Goldschmidt). Tuy nhiên, việc đánh giá hoạt tính ức chế phản ứng polymer hóa theo cơ chế gốc trên các sản phẩm công nghiệp như pyrocondensate K-20 và K-27 đến nay vẫn chưa được thực hiện được. Bên cạnh đó, nhóm tác giả muốn kiểm tra khả năng kìm hãm quá trình polymer hóa của I và II vì chúng có cấu tạo hoàn toàn tương tự như các chất đang được sử dụng III và IV.

Kết quả thực nghiệm cho thấy, các chất ức chế đề xuất I và II có hiệu quả cao trong việc ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất không no có trong pyrocondensate K-20 và K-27 (Hình 1 và 2). Từ kết quả thực nghiệm cho thấy các inhibitor thuộc họ isobornylphenol có khả năng ức chế quá trình polymer hóa (nói cách khác là khả năng ức chế phản ứng trùng hợp các monome) cao hơn các inhibitor so sánh III và IV.



Hình 1. Sự thay đổi khối lượng polymer tạo thành sau thí nghiệm trong pyrocondensate K-20 theo nồng độ (a) và hiệu suất kìm hãm quá trình polymer hóa (b) của DIBP (I) và Ionol (III)

Trong khoảng nồng độ 0,015 - 0,035% wt hoạt tính ức chế của I tăng dần từ 8 - 38% (Hình 1). Tuy nhiên, hoạt tính cao nhất của I chỉ đạt 38% ở nồng độ 0,035%wt và thấp hơn hoạt tính ức chế (45%) của inhibitor đề xuất III đạt được ở nồng độ rất thấp 0,005%wt. Trong khoảng nồng độ 0,01 - 0,03%wt (thường được sử dụng



Hình 2. Sự thay đổi khối lượng polymer tạo thành sau thí nghiệm trong pyrocondensate K-27 theo nồng độ (a) và hiệu quả kìm hãm quá trình polymer hóa (b) của 3-IBP (II) và TBPC (IV)

trong sản xuất) hoạt tính ức chế của inhibitor I cao hơn hoạt tính ức chế của III từ 30 - 60%. Như vậy, việc sử dụng inhibitor I sẽ nâng hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa pyrocondensate cao hơn và mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn cho các nhà máy sản xuất monome cũng như các nhà máy lọc hóa dầu.

Theo kết quả thực nghiệm, trong cùng một điều kiện thực nghiệm (nhiệt độ ~ 130°C) inhibitor II có khả năng kìm hãm quá trình polymer hóa cao hơn IV từ 10 - 15%. Đặc biệt, đường cong phụ thuộc giữa hiệu quả ức chế (E, %) và nồng độ chất ức chế (x, %wt) của II và IV hoàn toàn tương tự nhau. Trong khoảng nồng độ 0,02 - 0,05%wt hiệu quả kìm hãm của cả II và IV không có khuynh hướng tăng. Vì vậy, để tăng hiệu quả kinh tế cho nhà máy sản xuất nên sử dụng inhibitor II và IV ở nồng độ 0,02 - 0,03%wt để ức chế quá trình polymer hóa.

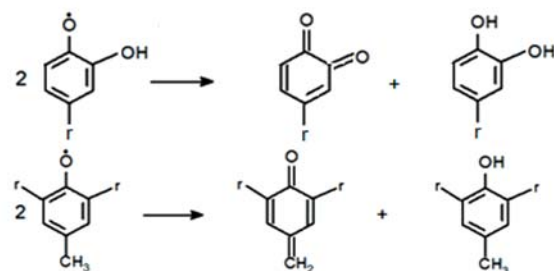
Hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của các inhibitor I và II cao hơn các inhibitor so sánh III và IV được giải thích như sau:

+ So với các inhibitor III, IV các phenol dạng I, II tan trong môi trường pyrocondensate tốt hơn và tạo được hệ "hydrocarbon + inhibitor" đồng nhất hơn, vì vậy hiệu quả kìm hãm quá trình polymer hóa của I và II cao hơn. Trong thực tế, để tăng hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa, người ta đã hòa tan inhibitor IV vào dung môi butanol và sau đó mới hòa vào pyrocondensate với hàm lượng cần thiết [8].

+ So với các mạch nhánh tert-butyl ($-C_4H_9$) trong inhibitor III, IV thì các mạch nhánh isobornyl ($-C_8H_{15}$) trong I, II có kích thước lớn hơn. Do đó các radical ($PhO\cdot$) tạo thành từ isobornylphenol I và II sẽ bền hơn và tồn tại lâu hơn trong môi trường hydrocarbon và vì vậy hiệu quả kìm hãm quá trình polymer hóa cao hơn.

+ Các gốc ($PhO\cdot$) được tạo thành từ phenol thường có khả năng kết hợp với nhau để tạo thành dime (chất

nhị trùng) theo liên kết O-O. Trong trường hợp đẩy hoạt tính ức chế của các hợp chất dạng phenol sẽ rất thấp. Ngược lại, trong phân tử I, II các mạch nhánh isobornyl có kích thước to đã làm giảm khả năng các gốc $PhO\cdot$ gặp nhau và phản ứng với nhau. Trong trường hợp của I, II các gốc $PhO\cdot$ sẽ chuyển hóa thành các hợp chất metylen quinon hoặc quinon:



Trong đó: r - isobornyl

Các hợp chất metylen quinon hoặc quinon được tạo thành có hoạt tính ức chế quá trình polymer hóa cao hơn các hợp chất phenol ban đầu [9, 10].

4. Kết luận

Các hợp chất 2,6-di-isobornyl-4-methylphenol và 3-isobornyl pyrocatechol là các inhibitor có hiệu quả cao trong việc ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất không no có trong pyrocondensate của quá trình nhiệt phân hydrocarbon theo cơ chế gốc. Nghiên cứu thực nghiệm trên các hợp chất terphenol đã mở ra một hướng đi mới trong nghiên cứu và ứng dụng các hợp chất dạng phenol có cấu trúc mạch nhánh lớn làm inhibitor có hiệu quả cao hơn ức chế quá trình polymer hóa dưới tác động của nhiệt độ cao.

Việc ứng dụng kiểm nghiệm các isobornylphenol trên pyrocondensate của Nhà máy Angarsk được đánh giá cao về khả năng đem lại hiệu quả kinh tế tối ưu cho Nhà máy trong tương lai. Với những ưu điểm đã được chứng minh về hoạt tính và hiệu quả sử dụng của các chất ức chế mới, đồng thời nguồn nguyên liệu sản xuất khá phổ biến và có giá thành thấp, phương pháp tổng hợp không phức tạp, việc nghiên cứu ứng dụng các chất nêu trên cho các cơ sở lọc hóa dầu, các nhà máy sản xuất monome, ổn định các sản phẩm xăng trong nước là hết sức cần thiết. Để đánh giá chính xác hiệu quả kinh tế cần phải thực hiện các nghiên cứu trên các sản phẩm cụ thể.

Tài liệu tham khảo

1. Беренц А.Д., Воль-Эпштейн А.В., Мухина Т.Н. и др. *Переработка жидких продуктов пиролиза*. М.: Химия. 1985: С. 59 - 60.

2. Курбатов В.А., Лиакумович А.Г., Кирпичников П.А. *Практика использования фенольных ингибиторов в процессах получения мономеров*//Нефтехимия. 1983. Т. XXIII. № 1. С: 118 - 120.

3. Патент 2375342 РФ, МПК⁶ С 07 С 7/20, С 09 К 15/08; БИ, 2009, № 34. *Способ ингибирования термополимеризации при переработке жидких продуктов пиролиза*.

4. ГОСТ 8489-85. Топливо моторное. Метод определения фактических смол (по Бударову). Изд. официальное. Введ. 26. 03. 1985. М: Изд-во стандартов, 1985: С. 3.

5. Чукичева И.Ю., Кучин А.В. //Природные и синтетические терпенофенолы//Журнал Рос. хим. Об-

ва им. Д.И. Менделеева, 2004, Т. XLVIII, № 3: С. 21 - 37.

6. Чукичева И.Ю., Буравлев Е.В. *Спирихин Л.В.и др. //Известия Академии наук. Серия химическая*, 2006; 10: С. 1.754 - 1.757.

7. Федорова И.В. //Материалы 1 Всероссийской молодежной конференции «Молодёжь и наука на Севере», Сыктывкар. 2008: С.100.

8. Левчук А.А. *Ингибирование полимеризационных процессов фенолами различного происхождения в жидких продуктах пиролиза/Дисс... канд. техн. наук*. Томск. 2010: С. 156.

9. Ершов В.В. *Пространственно затрудненные фенолы/В.В. Ершов. Г.А. Никифоров, А.А Володькин*. М: Химия. 1972: С. 351.

10. Рогинский В.А. *Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность/В.А. Рогинский*. М. Наука.1988: С. 247.



CÁC KHÓA ĐÀO TẠO

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM TỔ CHỨC TRONG QUÝ IV NĂM 2012

TT	Tên lớp học	Địa điểm	Dự kiến khai giảng	Giảng viên
1	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	HN	10/2012 (07 ngày)	TS. Nguyễn Thanh Tùng
2	Dầu khí đại cương	HN	26 - 27/10/2012 (02 ngày)	TS. Nguyễn Hồng Minh
3	Địa chất dầu khí	HN	08 - 09/11/2012 (2 ngày)	TS. Nguyễn Quốc Quân
4	Nghiên cứu đá chứa móng nứt nẻ bằng công nghệ địa chấn hiện đại	HN	12 - 14/11/2012 (3 ngày)	TS. Nguyễn Huy Ngọc
5	Giới thiệu một số vấn đề chiến lược trong lĩnh vực thượng nguồn	HN	15/11/2012 (01 ngày)	TS. Nguyễn Hồng Minh
6	Tính pháp lý và quan hệ quốc tế của pháp nhân tham gia hợp đồng thương mại	HN	19 - 23/11/2012 (05 ngày)	TS. Đặng Xuân Hợp TS. Hồ Bích Ngọc
7	Phương pháp nghiên cứu định tính	HN	11/2012 (03 ngày)	Các chuyên gia
8	Giới thiệu luật lao động sửa đổi	HN	12/2012 (1,5 ngày)	PGS.TS. Nguyễn Hữu Chí
9	Kỹ năng viết bài báo khoa học	HN	12/2012 (04 ngày)	TS. Nguyễn Hồng Minh GS. TS. Vũ Cao Đàm

Mọi chi tiết vui lòng xem mục Đào tạo trên website của VPI theo địa chỉ: www.vpi.pvn.vn hoặc liên hệ:

Ban Thông tin Đào tạo, Viện Dầu khí Việt Nam - Tầng 14, VPI Tower - 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Tel: 04-37843061/1420,1421,1422,1423,1424 * Fax: 04-37844156 * Email: ban_ttdt@vpi.pvn.vn

Mô phỏng và nghiên cứu công nghệ sản xuất EDC và VCM từ ethylene

KS. Trần Ngọc Công, PGS.TS. Nguyễn Thị Minh Hiền

PGS.TS. Phạm Thanh Huyền

Viện Kỹ thuật Hóa học - Đại học Bách khoa Hà Nội

Tóm tắt

Phương pháp thích hợp để sản xuất EDC và VCM từ ethylene là phương pháp liên hợp clo hóa, oxy clo hóa ethylene và cracking EDC. Bài báo sử dụng phần mềm bản quyền Unisim Design R400 (Honeywell - UOP) mô phỏng quá trình sản xuất EDC/VCM với công suất thiết kế 330.000 tấn EDC/năm và 400.000 tấn VCM/năm. Các thông số kỹ thuật, điều kiện vận hành tối ưu của thiết bị cũng được nghiên cứu và đánh giá.

1. Giới thiệu

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và các đối tác đã ký hợp đồng liên doanh hợp tác đầu tư dự án Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn (nay gọi là Tổ hợp Hóa dầu miền Nam). Nguồn nguyên liệu dự án gồm propane, naphta do Công ty Qatar International Petroleum Marketing (TASWEEQ) cung cấp và ethane do Tổng công ty Khí Việt Nam - PV Gas (thuộc Petrovietnam) tách từ Nhà máy GPP2 với nguồn khí từ bể Nam Côn Sơn (hàm lượng ethane 6 - 7%). Dự kiến, mỗi năm Tổ hợp sẽ cung cấp 1,45 triệu tấn hạt nhựa polyethylene (PE) và polypropylen (PP), 330.000 tấn EDC, 400.000 tấn VCM làm nguyên liệu cho sản xuất nhựa polyvinyl clorua (PVC) và 840.000 tấn hóa chất cơ bản khác phục vụ ngành công nghiệp hóa dầu và hóa chất [1].

Trong quá trình xây dựng dự án, việc đánh giá, lựa chọn công nghệ sản xuất rất quan trọng. Hiện nay, có nhiều nhà bản quyền công nghệ sản xuất EDC và VCM như: Ineos Vinyls, Oxy Vinyls, Vinnolit và Mitsui. Mỗi

bản quyền công nghệ đều có ưu điểm và nhược điểm riêng. Khi thiết kế, về mặt công nghệ các công ty tư vấn và thiết kế hiện nay sử dụng các phần mềm mô phỏng (như: Hysys, Proll, Unisim...) để mô phỏng và tính toán. Bài báo sử dụng phần mềm bản quyền Unisim Design R400 (Honeywell - UOP) mô phỏng công nghệ sản xuất EDC/VCM với công suất thiết kế 330.000 tấn EDC/năm và 400.000 tấn VCM/năm.

2. Đánh giá, lựa chọn công nghệ sản xuất EDC/VCM.

2.1. Phương pháp sản xuất EDC [2-5]

Trong công nghiệp, việc sản xuất EDC với nguồn nguyên liệu đầu vào là ethylene được thực hiện bằng 2 phương pháp: clo hóa trực tiếp hoặc oxy clo hóa.

- Quá trình clo hóa ethylene sản xuất EDC có 2 công nghệ chính: clo hóa nhiệt độ thấp (LTC) và clo hóa nhiệt độ cao (HTC). Với công nghệ LTC sản phẩm thu được là hỗn hợp khí lỏng. Trong thiết bị phản ứng chính nhiệt độ phản ứng trong khoảng 50 - 70°C và áp suất trong

Bảng 1. So sánh công nghệ clo hóa trực tiếp ethylene ở nhiệt độ thấp và nhiệt độ cao

	Công nghệ clo hóa nhiệt độ thấp LTC	Công nghệ clo hóa nhiệt độ cao HTC
Ưu điểm	<ul style="list-style-type: none"> - Điều kiện phản ứng ít nghiêm ngặt hơn - Hiệu suất thu hồi EDC cao hơn - Ít sản phẩm phụ hơn - Thiết bị phản ứng đơn giản, dễ thu hồi và điều khiển nhiệt phản ứng 	<ul style="list-style-type: none"> - Sản phẩm thu được ở pha khí vì vậy không kéo theo xúc tác - Không cần thiết bị tách xúc tác, tách nước - Tiêu tốn ít năng lượng hơn - Chi phí đầu tư và vận hành thấp hơn
Nhược điểm	<ul style="list-style-type: none"> - Sản phẩm thu được lỏng có lẫn xúc tác - Cần thiết bị tách xúc tác và làm khan ở bộ phận tinh chế - Tốn năng lượng thu hồi EDC - Chi phí đầu tư và vận hành lớn - Chiếm nhiều diện tích 	<ul style="list-style-type: none"> - Hiệu suất thu hồi EDC thấp hơn do bị mất đi khi thải xúc tác - Nhiều sản phẩm phụ hơn - Điều kiện phản ứng cao hơn

Bảng 2. So sánh ưu nhược điểm của thiết bị cho quá trình oxy clo hóa

	Công nghệ clo hóa nhiệt độ thấp LTC	Công nghệ clo hóa nhiệt độ cao HTC
Ưu điểm	<ul style="list-style-type: none"> - Điều kiện phản ứng ít nghiêm ngặt hơn - Hiệu suất thu hồi EDC cao hơn - Ít sản phẩm phụ hơn - Thiết bị phản ứng đơn giản, dễ thu hồi và điều khiển nhiệt phản ứng 	<ul style="list-style-type: none"> - Sản phẩm thu được ở pha khí vì vậy không kéo theo xúc tác - Không cần thiết bị tách xúc tác, tách nước - Tiêu tốn ít năng lượng hơn - Chi phí đầu tư và vận hành thấp hơn
Nhược điểm	<ul style="list-style-type: none"> - Sản phẩm thu dạng lỏng có lẫn xúc tác - Cần thiết bị tách xúc tác và làm khan ở bộ phận tinh chế - Tốn năng lượng thu hồi EDC - Chi phí đầu tư và vận hành lớn - Chiếm nhiều diện tích 	<ul style="list-style-type: none"> - Hiệu suất thu hồi EDC thấp hơn do bị mất đi khi thải xúc tác - Nhiều sản phẩm phụ hơn - Điều kiện phản ứng cao hơn

khoảng 0 - 205kPa. Hiệu suất phản ứng là trên 99% do phản ứng tiến hành ở nhiệt độ thấp. Nhiệt phản ứng được lấy ra bằng cách trao đổi nhiệt với môi trường ngoài sử dụng các thiết bị trao đổi nhiệt. Xúc tác được tách ra trong quá trình tinh chế.

Công nghệ HTC tiến hành phản ứng ở nhiệt độ cao 90 - 150°C, áp suất thiết bị phản ứng từ 150 - 500kPa. Do tiến hành ở nhiệt độ cao nên sản phẩm thu được ở pha khí. Nhiệt phản ứng được lấy ra bằng cách cho bay hơi một phần môi trường phản ứng. Quá trình không phải tách xúc tác khỏi khối phản ứng tuy nhiên hiệu suất thu hồi EDC thấp hơn do một phần EDC bị mất đi khi thải xúc tác. Thiết bị phản ứng phải được gắn thêm cột hồi lưu để duy trì lượng lỏng trong thiết bị phản ứng đồng thời để tách và tuần hoàn sản phẩm nặng. Bảng 1 so sánh ưu nhược điểm của quá trình clo hóa trực tiếp ethylene ở nhiệt độ thấp và nhiệt độ cao.

- Công nghệ sản xuất EDC bằng phương pháp oxy clo hóa ethylene tiến hành ở pha khí với hai loại thiết bị phản ứng chính: thiết bị tầng xúc tác cố định và thiết bị xúc tác tầng sôi. Ưu nhược điểm của quá trình oxy clo hóa sử dụng từng loại thiết bị được so sánh trong Bảng 2. Với công nghệ sử dụng thiết bị xúc tác cố định phản ứng tiến hành ở nhiệt độ 230 - 350°C với áp suất 300 - 1.500kPa. Thiết bị phản ứng ở đây thường dùng là thiết bị xúc tác ống chùm, chất tải nhiệt tuần hoàn bên ngoài ống để thu nhiệt phản ứng.

Công nghệ sử dụng thiết bị xúc tác tầng sôi có điều kiện tiến hành phản ứng ít nghiêm ngặt hơn: nhiệt độ 220 - 230°C và áp suất 200 - 500kPa. Nhiệt phản ứng được lấy ra nhờ chất tải nhiệt sử dụng ống xoắn ruột gà lắp trong thiết bị phản ứng.

Trong công nghiệp 2 quá trình trên thường được kết hợp và liên hợp với quá trình sản xuất VCM để tận dụng

được HCl từ quá trình cracking EDC khi cần sản xuất cả hai sản phẩm EDC và VCM cho phép tiết kiệm chi phí đầu tư và sản xuất.

2.2. Phương pháp sản xuất VCM [3 - 6]

Tùy thuộc vào nguồn nguyên liệu, VCM có thể được sản xuất thông qua các quá trình:

- Sản xuất VCM với nguồn nguyên liệu là acetylene.
- Sản xuất VCM với nguồn nguyên liệu là hỗn hợp axethylene và ethylene.
- Sản xuất VCM bằng phương pháp cracking EDC.
- Sản xuất VCM bằng phương pháp liên hợp clo hóa, oxy clo hóa và cracking EDC.

Quá trình sản xuất VCM có sử dụng acetylene tiêu tốn nhiều năng lượng, gây ô nhiễm môi trường do đó hiện nay chỉ còn được áp dụng ở những nước có nguồn than đá dồi dào như: Trung Quốc, Nam Phi...

Sản xuất VCM bằng phương pháp cracking EDC có nhược điểm là tốn năng lượng và chi phí xử lý HCl tạo thành trong phản ứng. Hiện nay, hầu hết các quá trình sản xuất VCM đều sử dụng nguyên liệu ban đầu là ethylene với quá trình liên hợp clo hóa, oxy clo hóa và cracking EDC. HCl tạo thành trong quá trình cracking được sử dụng cho quá trình oxy clo hóa ethylene.

2.3. Các công nghệ bản quyền trên thế giới

Trên thế giới có nhiều công nghệ bản quyền sản xuất EDC và VCM bằng phương pháp liên hợp clo hóa, oxy clo hóa và cracking EDC (Bảng 3).

Xu hướng phát triển, nghiên cứu của các công ty hiện nay cũng như công nghệ được áp dụng ở các nhà máy mới xây dựng hoặc các nhà máy cũ cần cải tiến công nghệ

Bảng 3. Các công nghệ sản xuất EDC và VCM trên thế giới hiện nay

Tên công ty	Công nghệ	Đặc điểm	
		Công nghệ clo hóa	Công nghệ oxy clo hóa
DOW Chemical	DOW	HTC	Xúc tác cố định, sử dụng không khí
Shin-Etsu Chemical	ShinEstu	HTC	Xúc tác cố định, sử dụng oxy hoặc không khí
INEOS Group. Ltd	Ineos Vinyls	HTC và LTC	Xúc tác cố định, sử dụng oxy
Oxy Chemical	Oxy-vinyls	HTC	Xúc tác tầng sôi, hoặc xúc tác cố định, sử dụng không khí
Vinnolit Gmbh & Co. KG	Vinnolit	HTC	Xúc tác tầng sôi, sử dụng oxy
Solvay (Solvin)	Solvin	HTC	Xúc tác tầng sôi
Mitsui Chemical	Mitsui	HTC	Xúc tác tầng sôi, sử dụng oxy

là hướng tới công nghệ oxy clo hóa ethylene với thiết bị xúc tác tầng sôi và tác nhân oxy hóa là oxy. Quá trình clo hóa sử dụng công nghệ clo hóa nhiệt độ cao có nhiều ưu điểm hơn.

3. Mô phỏng công nghệ bằng phần mềm Unisim Design R400 [2, 6, 11, 13 - 15]

Bài báo mô phỏng công nghệ sản xuất EDC/VCM với công suất thiết kế là 330.000 tấn

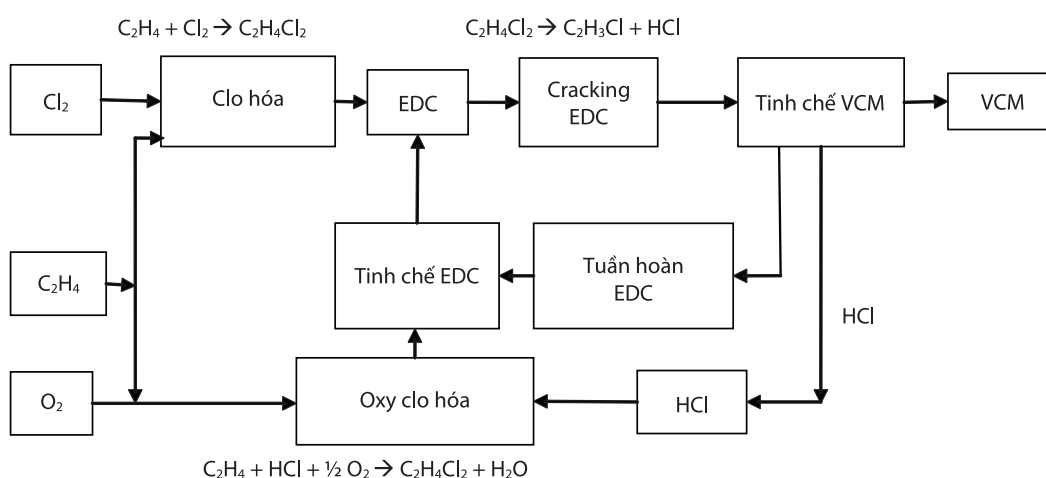
EDC/năm và 400.000 tấn VCM/năm theo sơ đồ khối trong Hình 1.

Thời gian làm việc của nhà máy là 8.000 giờ/năm, thông số dòng nguyên liệu và sản phẩm thể hiện ở Bảng 5.

Hệ nhiệt động sử dụng là SRK do hệ nhiệt động này thích hợp với các quá trình sử dụng hỗn hợp hydrocarbon và nước như trong quá trình sản xuất VCM. Thiết bị clo hóa trực tiếp, oxy clo hóa, cracking được mô phỏng bằng thiết bị phản ứng dòng chảy đều (hay còn gọi là thiết bị đẩy lý tưởng - PFR).

Các phản ứng của quá trình được nhập vào các gói phản ứng cùng với hệ số động học sau:

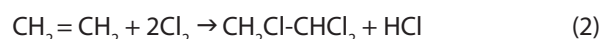
- Quá trình clo hóa [17]:

**Hình 1.** Sơ đồ khối công nghệ liên hợp sản xuất EDC/VCM [11, 12, 16]**Bảng 5.** Thông số dòng nguyên liệu và sản phẩm

Nguyên liệu	Lưu lượng (kg/h)	Sản phẩm	Lưu lượng (kg/h)
Khí clo	590.000	EDC (thương phẩm)	41.250
Khí ethylene (clo hóa)	23.340	EDC (quá trình cracking EDC)	41.010
Khí ethylene (oxy-clo hóa)	11.240	Khí HCl	29.320
Khí oxy	6.433	VCM (thương phẩm)	50.000



$$k_1 = 11493 \exp(-17921/\text{RT})$$

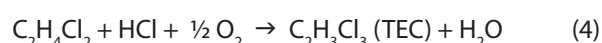


$$k_2 = 8,517 \times 10^9 \exp(-60515/\text{RT})$$

- Quá trình oxy clo hóa [15]:



$$k_3 = 10^{4,2} \exp(-40100/\text{RT})$$



$$k_4 = 10^{13,23} \exp(-128040/\text{RT})$$



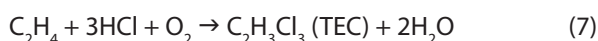
$$k_5 = 10^{6,78} \exp(-112000/\text{RT})$$



$$k_6 = k_{6f}/k_{6b}$$

$$k_{6f} = 10^3 \exp(5,4 - 30.238/(RT))$$

$$k_{6b} = \exp(5,4 + 37.216/(RT))$$



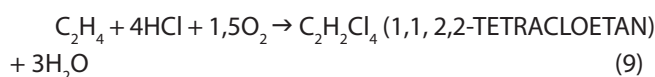
$$k_7 = 1,2 \times 10^{-7} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 37.800 \text{ kJ/kmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$



$$k_8 = 1,4 \times 10^{-7} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 37.800 \text{ kJ/kmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$



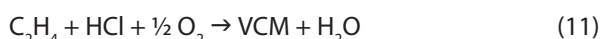
$$k_9 = 1,2 \times 10^{-7} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 37.800 \text{ kJ/kmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$



$$k_{10} = 10^{-7} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 37.800 \text{ kJ/kmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$



$$k_{11} = 2,5 \times 10^{-9} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 37.800 \text{ kJ/kmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$

- Quá trình cracking EDC [13,15]



$$k_{12} = k_{12f}/k_{12b}$$

$$k_{12f} = 10^{13,6} \exp(-E/RT) \text{ với } E = 2,4267 \times 10^5 \text{ kJ/kmol}$$

$$k_{12b} = 0,3 \times 10^9 \exp(-184100/RT)$$



$$k_{13} = k_{13f}/k_{13b}$$

$$k_{13f} = 0,5 \times 10^{14} \exp(-288700/RT)$$

$$k_{13b} = 0,37 \times 10^9 \exp(-167360/RT)$$



$$k_{14} = 10^{13} \exp(-301250/RT)$$



$$k_{15} = k_{15f}/k_{15b}$$

$$k_{15f} = 0,1 \times 10^{15} \exp(-343090/RT)$$

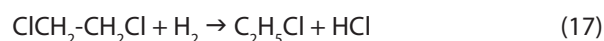
$$k_{15b} = 0,8 \times 10^9 \exp(-158990/RT)$$



$$k_{16} = k_{16f}/k_{16b}$$

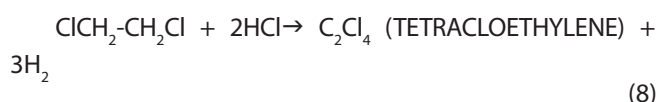
$$k_{16f} = 0,15 \times 10^9 \exp(-133890/RT)$$

$$k_{16b} = 0,5 \times 10^{13} \exp(-305430/RT)$$



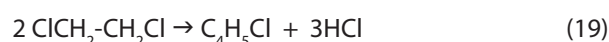
$$k_{17} = 5,00e^{-18} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 93.600 \text{ kJ/kgmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$, $R = 8.314 \text{ J/mol}$



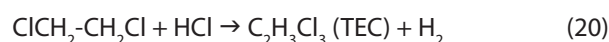
$$k_{18} = 1,00e^{-20} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 93.600 \text{ kJ/kgmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$, $R = 8.314 \text{ J/mol}$



$$k_{19} = 3,00e^{-21} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 93.600 \text{ kJ/kgmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$, $R = 8.314 \text{ J/mol}$



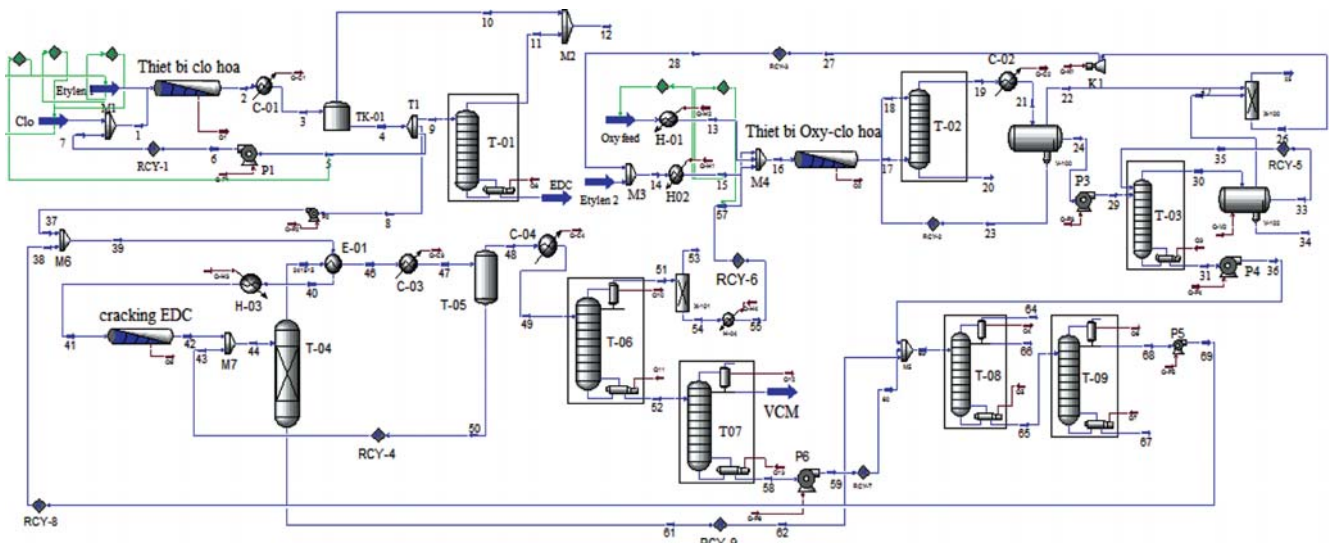
$$k_{20} = 1,00e^{-20} \exp(-E/R \times (1/T - 1/T_0))$$

Với $E = 93.600 \text{ kJ/kgmol}$ và $T_0 = 150^\circ\text{C}$, $R = 8.314 \text{ J/mol}$

Trong quá trình mô phỏng, dùng thiết bị đẩy lý tưởng PFR để mô phỏng thiết bị phản ứng clo hóa có tuần hoàn lại dòng EDC lỏng làm môi trường phản ứng. Nhiệt phản ứng tách ra thể hiện bằng dòng nhiệt lượng ra khỏi thiết bị. Quá trình clo hóa thể hiện thông qua các phương trình động học của các phản ứng. Các thông số nhiệt độ, áp suất sử dụng trong quá trình mô phỏng thiết bị clo hóa trực tiếp được tham khảo từ các công bố của các nhà bản quyền công nghệ [7 - 11]. Phản ứng tiến hành ở $T = 80 - 120^\circ\text{C}$ và áp suất $P = 100 - 250 \text{ kPa}$ với tỷ lệ nguyên liệu ethylene/clo là 1/1, tỷ lệ ethylene/EDC tuần hoàn là 7/1.

Thiết bị phản ứng oxy clo hóa xúc tác tăng sôi được mô phỏng bởi thiết bị đẩy lý tưởng PFR với $T = 200 - 230^\circ\text{C}$ và $P = 200 - 500 \text{ kPa}$. Nhiệt phản ứng tách ra để sản xuất hơi nước thể hiện bởi dòng nhiệt ra khỏi thiết bị. Nguyên liệu vào thiết bị phản ứng phụ thuộc vào lượng HCl tuần hoàn từ quá trình cracking EDC. Tỷ lệ HCl/ethylene là 1,8 và $\text{O}_2/\text{ethylene}$ là 0,45. Quá trình sử dụng oxy tinh khiết vì vậy dùng dư ethylene, ethylene dư được tách ra và tuần hoàn lại thiết bị phản ứng.

Quá trình cracking EDC sản xuất VCM tiến hành ở pha khí không có xúc tác với nhiệt độ và áp suất cao ($T = 530^\circ\text{C}$, $P = 2.025 \text{ kPa}$). Dòng nguyên liệu vào ban đầu được trao đổi nhiệt với dòng ra khỏi thiết bị phản ứng nhằm tận dụng



Hình 2. Sơ đồ mô phỏng công nghệ liên hợp sản xuất EDC/VCM

hiệt và điều chỉnh nhiệt độ lò phản ứng. Quá trình tiến hành trong lò cracking nhiệt sử dụng khí nhiên liệu trong nhà máy.

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Kết quả mô phỏng công nghệ

Sơ đồ mô phỏng công nghệ liên hợp sản xuất EDC/VCM được trình bày trong Hình 2.

Từ kết quả mô phỏng thu được:

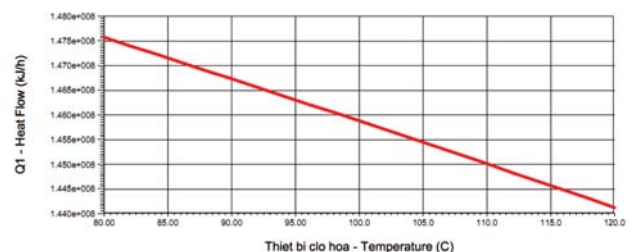
- + Độ chuyển hóa của quá trình clo hóa là 99,27%, quá trình oxy clo hóa là 99,6% và quá trình cracking EDC sản xuất VCM là 60%.
- + EDC thương phẩm có độ tinh khiết đạt 99,6% với lưu lượng là 41.210kg/h tương đương 330.000 tấn EDC/năm. VCM có độ tinh khiết đạt 99,98% với lưu lượng 50.050kg/h tương đương với 400.000 tấn VCM/năm.
- + Thể tích thiết bị phản ứng clo hóa trực tiếp $V = 200\text{m}^3$; chiều dài $L = 28,29\text{m}$; đường kính $D = 3\text{m}$.
- + Thể tích thiết bị phản ứng oxy clo hóa $V = 170\text{m}^3$; chiều dài $L = 34,63\text{m}$; đường kính $D = 2,5\text{m}$.
- + Thể tích thiết bị phản ứng cracking EDC $V = 375\text{m}^3$, chiều dài $L = 250\text{m}$ gồm 191 đoạn ống đường kính $D = 0,1\text{m}$.

4.2. Nghiên cứu đánh giá thông số kỹ thuật 3 thiết bị phản ứng chính

4.2.1 Thiết bị clo hóa trực tiếp ethylene sản xuất EDC

- Nhiệt độ tiến hành phản ứng clo hóa:

Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ chuyển hóa của phản



Hình 3. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ chuyển hóa phản ứng clo hóa và nhiệt lượng cần tách

ứng clo hóa: từ đồ thị Hình 3 nhận thấy nhiệt độ của thiết bị phản ứng tăng từ 80 - 120°C thì độ chuyển hóa của phản ứng clo hóa giảm từ 99,31% xuống 99,24%. Độ chuyển hóa giảm do phản ứng tỏa nhiệt thuận lợi khi tiến hành ở nhiệt độ thấp. Tuy nhiên, nhóm tác giả nhận thấy độ chuyển hóa của phản ứng chính giảm không nhiều. Vì vậy, chọn điều kiện làm việc tối ưu cho thiết bị clo hóa là 120°C vì khi đó lượng EDC lạnh tuần hoàn cần dùng để điều chỉnh nhiệt độ phản ứng là ít hơn, tốn ít năng lượng cho bơm và cho quá trình làm lạnh hơn (thể hiện qua sự giảm dòng nhiệt Q1 trong quá trình mô phỏng).

Khi thay đổi áp suất, độ chuyển hóa của phản ứng chính hầu như không thay đổi. Tuy nhiên, chọn khoảng làm việc thích hợp của thiết bị clo hóa là 100 - 250kPa vì

khi làm việc ở áp suất thấp hơn 100kPa trên thực tế sẽ khó điều khiển, làm việc ở áp suất cao hơn 250kPa thì tốn kém chi phí cho quá trình chế tạo thiết bị.

4.2.2. Thiết bị oxy clo hóa ethylene sản xuất EDC

- Nhiệt độ tiến hành phản ứng oxy clo hóa ethylene:

Khảo sát độ chuyển hóa của phản ứng chính khi nhiệt độ làm việc của thiết bị phản ứng tăng từ 200°C lên 300°C (Hình 5) nhận thấy:

Trong khoảng từ 200 - 220°C, độ chuyển hóa của phản ứng chính tăng mạnh từ 95 - 99,4% do nhiệt độ tăng làm tăng tốc độ phản ứng do đó tăng độ chuyển hóa. Độ chuyển hóa tốt nhất khi nhiệt độ trong khoảng 220 - 230°C khi đó đạt trên 99,5% theo HCl. Khi nhiệt độ làm việc của thiết bị phản ứng lớn hơn 230°C thì độ chuyển hóa phản ứng chính giảm do nhiệt độ cao thúc đẩy quá trình oxy hóa sâu, độ chuyển hóa của phản ứng phụ tăng.

- Ảnh hưởng của tốc độ không gian thể tích khí:

Tốc độ không gian thể tích khí $[GHSV (h^{-1}) = \text{tốc độ dòng nguyên liệu khí} (m^3/h) / \text{thể tích thiết bị} (m^3)]$ là đại lượng nghịch đảo với thời gian lưu. Khảo sát tốc độ thể tích 40 - 130 h^{-1} tương đương thời gian lưu trong thiết bị phản ứng là 31,6 giây đến 10,5 giây (Hình 6). Nhận thấy rằng khi tốc độ thể tích tăng (tức là thời gian lưu trong thiết bị phản ứng giảm) dẫn tới độ chuyển hóa của phản ứng oxy clo hóa giảm. Chọn tốc độ thể tích là 77 h^{-1} (tương ứng với thời gian lưu là 18 giây) và độ chuyển hóa phản ứng chính là 99,56% vừa đảm bảo chỉ tiêu kỹ thuật công nghệ, vừa tiết kiệm được vật liệu chế tạo.

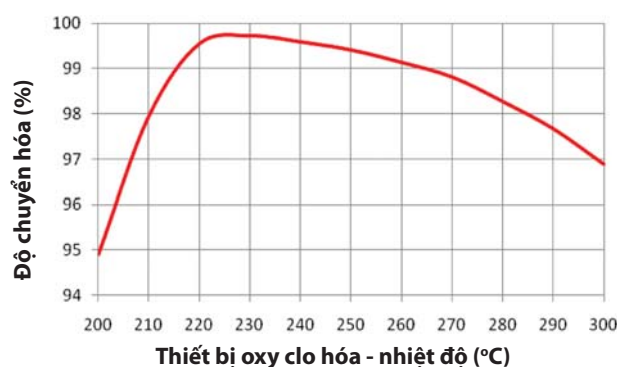
4.2.3. Thiết bị cracking EDC sản xuất VCM

Yếu tố ảnh hưởng lớn nhất đến hiệu suất quá trình là nhiệt độ tiến hành cracking EDC. Khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ chuyển hóa của phản ứng (Hình 7 và 8) nhận thấy:

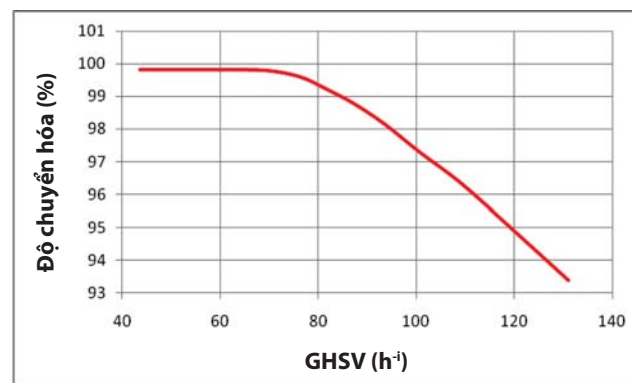
Trong khoảng nhiệt độ từ 480 - 530°C thì độ chuyển hóa phản ứng cracking EDC tăng theo nhiệt độ. Tại $T = 530^\circ C$ độ chuyển hóa đạt trên 70%. Tuy nhiên, khi làm việc ở nhiệt độ cao, độ chuyển hóa của phản ứng chính lớn, lượng VCM nhiều sẽ thúc đẩy quá trình tạo cốc làm giảm hiệu suất của quá trình. Vì vậy trong quá trình cracking điều chỉnh nhiệt độ đảm bảo độ chuyển hóa phản ứng là 50 - 60%, lượng EDC chưa phản ứng được tách đưa sang khu vực tinh chế và cho tuần hoàn lại thiết bị phản ứng, khi đó hiệu suất của quá trình là 95 - 98%. Mặt khác, việc tăng nhiệt độ quá trình cracking cũng dẫn tới quá trình



Hình 4. Ảnh hưởng của áp suất đến độ chuyển hóa của phản ứng oxy clo hóa



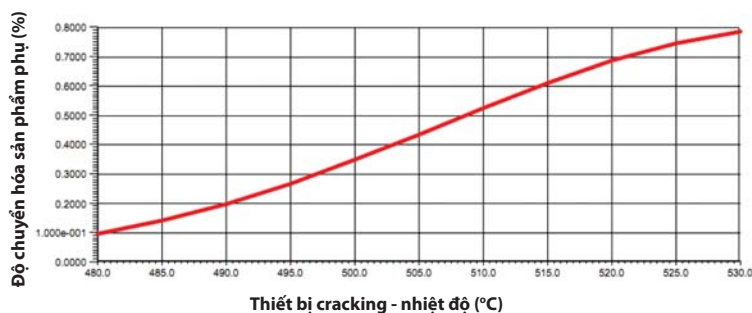
Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến độ chuyển hóa của phản ứng oxy clo hóa



Hình 6. Ảnh hưởng của tốc độ thể tích đến độ chuyển hóa của phản ứng oxy clo hóa



Hình 7. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ chuyển hóa phản ứng cracking EDC



Hình 8. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ chuyển hóa phản ứng phụ trong quá trình cracking EDC

cracking sâu tạo nhiều sản phẩm phụ (Hình 8). Do vậy, chọn nhiệt độ làm việc của thiết bị là 520°C đảm bảo độ chuyển hóa của phản ứng 60% trong khoảng cho phép. Nhiệt độ này phù hợp với nhiệt độ làm việc từ nhà sản xuất Vinnolit [11].

5. Kết luận

1. Đã mô phỏng công nghệ sản xuất đồng thời EDC và VCM với công suất 330.000 tấn EDC/năm và 400.000 tấn VCM/năm bằng phần mềm Unisim Design R400.

2. Nghiên cứu tối ưu hóa các thông số kỹ thuật của ba thiết bị phản ứng chính cho thấy:

- Thiết bị clo hóa ethylene sản xuất EDC làm việc ở $T = 120^{\circ}\text{C}$ và $P = 100\text{kPa}$ cho độ chuyển hóa > 99% đồng thời năng lượng tiêu tốn cho bơm và quá trình làm lạnh thấp.

- Thiết bị oxy clo hóa ethylene sản xuất EDC làm việc ở $T = 230^{\circ}\text{C}$ với tỷ lệ nguyên liệu HCl/ethylene là 1,8, oxy/ethylene là 0,45. Thời gian lưu là 18 giây tương ứng với thể tích thiết bị là 170m^3 .

- Thiết bị cracking EDC sản xuất VCM làm việc ở $T = 520^{\circ}\text{C}$ cho độ chuyển hóa là 60%, lượng sản phẩm phụ thấp.

Tài liệu tham khảo

1. <http://www.thesaigontimes.vn/Home/kinhdoanh/dautu/71116/>
2. Jeremy Dry, Bryce Lawson, Phuong Le, Israel Osisanya, Deepa Patel, Anecia Shelton. *Vinyl chloride production - Capstone design project spring 2003*. Chemical Engineering - University of Oklahoma. 2003.
3. Phạm Thanh Huyền, Nguyễn Hồng Liên. *Công nghệ tổng hợp hữu cơ - hóa dầu*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 2006.

4. *Ulman Encyclopedia of Industrial Chemistry*. 7th edition, Wiley. 2004.

5. *Hydrocarbon processing*. 3/2003.

6. Y.Saeki, T.Emura. *Technical progresses for PVC production*. Former Shin Dai-Ichi Vinyl Corporation, Tokyo 105-0003, Japan. 19/11/2001.

7. INEOS Technologies. *Fact File 2011. Solutions for petrochemicals*.

8. http://www.ineostechnologies.com/68-edc_vcm_technology_benefits.htm

9. <http://www.oxy.com/OurBusinesses/Chemicals/TechnologyLicensing/Pages/Overview.aspx>

10. <http://www.oxy.com/OurBusinesses/Chemicals/TechnologyLicensing/Pages/OxyChlorination.aspx>

11. Uhde. *Vinyl chloride and polyvinyl chloride*. 30/3/2009.

12. <http://www.shinetsu.nl/en/production-process-pvc-plant>

13. A.C.Dimian, C.S.Bildea. *Chemical Process Design: Computer-Aided Case Studies*. Wiley-VCH. 2008.

14. United States Patent. US 7,671,244 B2. *Method for producing 1,2 - Dichloroethane by means of direct chlorination*. 2/3/2010.

15. A. Lakshmanan, W.C. Rooney, L.T. Biegler. *A case study for reactor network synthesis: the vinyl chloride process*. Computers and Chemical Engineering 1999; 23: p. 479 - 495.

16. <http://www.dow.com/productsafety/finder/vcm.htm>

17. Joaquin A. Orejas. *Model evaluation for an industrial process of direct chlorination of ethylene in a bubble-column reactor with external recirculation loop*. Chemical Engineering Science. 2001; 56: p. 513 - 522.



Nghiên cứu sử dụng tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện than của Petrovietnam để sản xuất vật liệu xây dựng

KS. Trần Vĩnh Lộc
KS. Phạm Ngọc Kiên
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đang đầu tư nhiều dự án nhiệt điện than lớn trên khắp cả nước như: Thái Bình 2, Vũng Áng 1, Long Phú 1, Sông Hậu 1, Quảng Trạch 1. Lượng tro và xỉ than thải ra từ các nhà máy nhiệt điện này lên tới hàng triệu tấn/năm. Trong khi đó lượng tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện hiện nay đang hoạt động tại Việt Nam được thải ra môi trường như một loại rác thải công nghiệp mà không có biện pháp xử lý và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên này. Có nhiều nguyên nhân gây ra sự lãng phí trên như: do chất lượng tro kém, chưa có công nghệ xử lý tro, ý thức bảo vệ môi trường và tiết kiệm tài nguyên chưa cao, chưa có các chế tài, chính sách liên quan... Bài viết này phân tích các vấn đề liên quan đến chất lượng tro xỉ các nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1, Thái Bình 2, Long Phú 1; tình hình sử dụng và ứng dụng tro xỉ thải hiện nay; công nghệ xử lý và đề xuất những hướng sử dụng tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện này.

1. Giới thiệu

Việc sử dụng tro xỉ than thải ra từ các nhà máy nhiệt điện đã có từ hàng trăm năm trước công nguyên. Ở những nước có nền công nghiệp tiên tiến, việc sử dụng tro và xỉ than từ các nhà máy nhiệt điện làm vật liệu xây dựng đã trở nên phổ biến từ những năm 70 của thế kỷ XX (Nhật Bản - 1950, Vương quốc Anh - 1966, Nga - 1971, Pháp - 1977, Đức - 1977, Mỹ - 1980, Trung Quốc - 1986, Ba Lan - 1977, Hà Lan - 1966...). Tro xỉ than thải ra từ các nhà máy nhiệt điện khi đốt lò hơi có thể chia làm hai loại: tro đáy lò và tro bay với thành phần hóa học gần như tương tự với đất sét. Có nhiều loại công nghệ bê tông mới mà nếu không có tro xỉ than thì không thể chế tạo được, ví dụ như bê tông đầm lăn, bê tông tự lèn... [1 - 12]. Có nhiều nguyên nhân dẫn đến việc tro thải ra từ các nhà máy nhiệt điện không được sử dụng một cách hữu ích, trong đó nguyên nhân chính là do chất lượng tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam quá kém, thiếu công nghệ xử lý, kinh nghiệm xử lý và sử dụng, không có các quy định pháp luật nghiêm khắc đối với rác thải công nghiệp. Do đó, cần thiết phải nghiên cứu các giải pháp xử lý, chế biến, tận thu tro xỉ nhằm đáp ứng các yêu cầu cấp bách về môi trường, cũng như đem lại hiệu quả kinh tế cho các nhà máy.

2. Tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam

2.1. Lượng tro xỉ thải ra

Các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2, Vũng Áng 1, Long Phú 1 của Petrovietnam đều sử dụng công nghệ lò đốt than phun, tuy nhiên than nguyên liệu và chế độ vận hành công nghệ của các nhà máy khác nhau. Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và Vũng Áng 1 được thiết kế sử dụng than nguyên liệu là than cám 5 antraxit của vùng Hòn Gai - Cẩm Phả và thông số vận hành dưới tới hạn ($T = 541^{\circ}\text{C}$, $P = 175 \text{ bar}$). Trong khi đó, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 được thiết kế sử dụng than nguyên liệu là than bitum được dự kiến nhập khẩu từ Indonesia hoặc từ Úc với thông số vận hành trên tới hạn ($T = 542^{\circ}\text{C}$, $P = 254 \text{ bar}$), chính vì vậy mà lượng tro xỉ thải ra cũng như tính chất tro xỉ thải của các nhà máy này là khác nhau [25, 27, 28].

Theo báo cáo thiết kế cơ sở của các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2, Vũng Áng 1 và

Long Phú 1 lượng tro xỉ thải ra của 3 nhà máy này lên tới 2.537.736 tấn/năm.

Đối với các nhà máy nhiệt điện (Thái Bình 2, Vũng Áng 1) sử dụng than nguyên liệu là than cám 5 antraxit và vận hành ở chế độ dưới tới hạn, ứng với mỗi MW điện, các nhà máy nhiệt điện thải ra bình quân 915 tấn tro xỉ/năm. Trong khi đó, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 sử dụng than nguyên liệu là than bitum và vận hành ở thông số trên tới hạn, ứng với mỗi MW điện, lượng tro xỉ Nhà máy thải ra là khoảng 287 tấn tro xỉ/năm [28]. So với việc sử dụng than nguyên liệu là than bitum thì lượng tro xỉ thải ra từ các nhà máy sử dụng than cám 5 antraxit cao hơn 3 lần với cùng một công suất phát điện. Điều này được lý giải bởi hàm lượng mất khi nung (MKN - Tổng lượng carbon chưa cháy hết và độ ẩm) cao trong tro xỉ thải của các nhà máy sử dụng than nguyên liệu là than antraxit do than antraxit là loại than có hàm lượng carbon cao, độ tro cao, chất bốc thấp vì vậy mà khả năng cháy kiệt của than bị hạn chế [14 - 17].

2.2. Thành phần tro xỉ thải

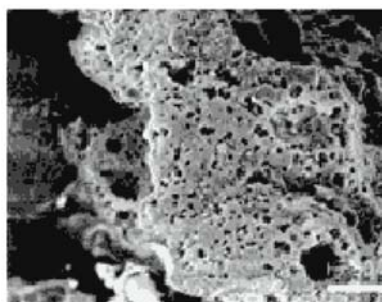
Có thể chia thành phần tro xỉ thải của các nhà máy nhiệt điện thành hai phần: tro đáy lò và tro bay. Phần tro

Bảng 1. Lượng tro xỉ thải từ một số nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam

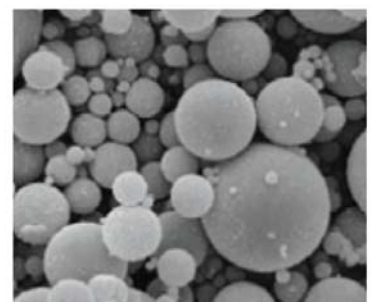
Nhà máy nhiệt điện	Công suất (MW)	Lượng tro xỉ thải (tấn/năm)
Thái Bình 2	1.200	1.184.520
Vũng Áng 1	1.200	1.008.480
Long Phú 1	1.200	344.736
Tổng số	3.600	2.537.736

Bảng 2. Tỷ lệ tro xỉ thải từ một số nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam

Nhà máy nhiệt điện	Tro bay	Tro đáy lò
Thái Bình 2	81%	19%
Vũng Áng 1	84%	16%
Long Phú 1	80%	20%



(a) Tro đáy lò



(b) Tro bay

Hình 1. Tro xỉ than dưới kính hiển vi

đáy lò chủ yếu được lấy ra từ bộ phận thải xỉ đáy lò (Hình 1a). Tro bay là phần rất mịn và tròn nhẵn (Hình 1b) của tro xỉ than thu được sau lọc bụi tĩnh điện [23].

Thành phần tro xỉ thải các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam như Bảng 2.

2.3. Chất lượng tro và loại tro

Như phân tích ở trên, do than nguyên liệu sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Vũng Áng 1 là than antraxit nên chất lượng của tro xỉ thải ra của hai nhà máy này có hàm lượng MKN tương đối cao. Trong khi đó, tro xỉ của Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 cháy triệt để hơn, hàm lượng khoáng cao và có hàm lượng MKN < 6% [25 - 28].

Từ kết quả tính toán và ước tính tính chất tro xỉ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam, có thể khẳng định rằng tro xỉ than từ các nhà máy nhiệt điện do Tập đoàn đầu tư thuộc loại F theo tiêu chuẩn ASTM [20, 21]. Có nghĩa là tro xỉ của các nhà máy này đều có thể sử dụng để làm vật liệu xây dựng, tuy nhiên tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Vũng Áng 1 cần phải xử lý để giảm hàm lượng MKN xuống dưới 6% để có thể đảm bảo sử dụng làm vật liệu xây dựng.

3. Tình hình sử dụng tro xỉ và thị trường ứng dụng tro xỉ nhiệt điện

Hiện nay, trên 2,5 triệu tấn tro xỉ than được thải ra từ các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam hầu hết được trộn với nước và bơm ra ngoài bãi thải (Hình 2) [23], ngoài trừ tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện Phả Lại 1 & 2, Cao Ngạn đã được ứng dụng để sản xuất tro bay và gạch không nung. Còn lại tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện khác hầu hết chưa có phương án sử dụng cụ thể hay mới chỉ nằm ở các dự án chờ triển khai. Vấn đề này ngoài tác động xấu đến môi trường còn lãng phí một nguồn tài nguyên lớn.

Trong khi đó, tro xỉ than nhiệt điện có thể được ứng dụng nhiều trong các lĩnh vực bê tông đầm lăn, xi măng, gạch không nung, làm đường giao thông... Theo quy hoạch, tổng nhu cầu tro bay nhiệt điện năm 2010 ước tính vào khoảng 14,91 -

15,31 triệu tấn, tăng lên đến 25,58 - 27,28 triệu tấn năm 2015 và đạt mức 36,19 - 40,91 triệu tấn năm 2020.

Nhu cầu tro xỉ than nhiệt điện giai đoạn 2010 - 2020 rất cao, trong khi đó lượng tro bay được sản xuất từ tro xỉ của nhà máy nhiệt điện Phả Lại 1 & 2, Cao Ngạn chỉ đáp ứng một phần nhỏ của thị trường (khoảng 500.000 tấn/năm). Lượng tro xỉ than thiếu hụt này hiện nay được sử dụng bằng các nguyên liệu thay thế dạng truyền thống như đất sét, clinker...

Qua tổng hợp nhu cầu tro xỉ với các ứng dụng thực tế cho thấy thị trường ứng dụng tro xỉ làm phụ gia cho xi măng và sản xuất gạch không nung là hai thị trường ứng dụng tiềm năng nhất đối với tro xỉ nhiệt điện trong giai đoạn 2010 - 2020. Thị trường tro xỉ ứng dụng làm vật liệu trải đường cũng được cho là thị trường tiềm năng, tuy nhiên điều này cần phải có sự hỗ trợ từ các chính sách của Chính phủ.

Bảng 3. Thành phần tro xỉ thải từ một số nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam

Thành phần	Nhà máy nhiệt điện	
	Thái Bình 2 & Vũng Áng 1	Long Phú 1
SiO ₂	58,4 - 60,7	62,23
Fe ₂ O ₃	4,8 - 7,2	5,89
Al ₂ O ₃	26,1 - 28,1	24
CaO	0,4 - 0,7	0,9
MgO	0,8 - 1,2	1,43
TiO ₂	0,69 - 0,7	0,53
Na ₂ O	0,1 - 0,4	0,3 - 0,4
K ₂ O	2,6 - 4,3	1,03
SO ₃	0,3	1,2
MKN	15 - 35	4,8

Nguồn: Báo cáo dự án đầu tư Nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2, Vũng Áng 1, Long Phú 1



Hình 2. Bãi thải tro xỉ tại các nhà máy nhiệt điện

Bảng 4. Tổng nhu cầu tro xỉ than nhiệt điện giai đoạn 2010 - 2020 (triệu tấn/năm)

Nhu cầu tro nhiệt điện	2010	2015	2020
Bê tông đầm lăn	0,4	0,44	0,22
Xi măng	12	18	22
Gạch không nung	2,51 - 2,91	7,14 - 8,84	13,97 - 18,69
Trải đường	Chưa có quy hoạch		
Tổng nhu cầu	14,91 - 15,31	25,58 - 27,28	36,19 - 40,91

Nguồn: PVPro tổng hợp

Bảng 5. So sánh tính chất tro xỉ của 3 nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam với tiêu chuẩn tro bay làm phụ gia xi măng và gạch không nung [16, 17, 20, 21]

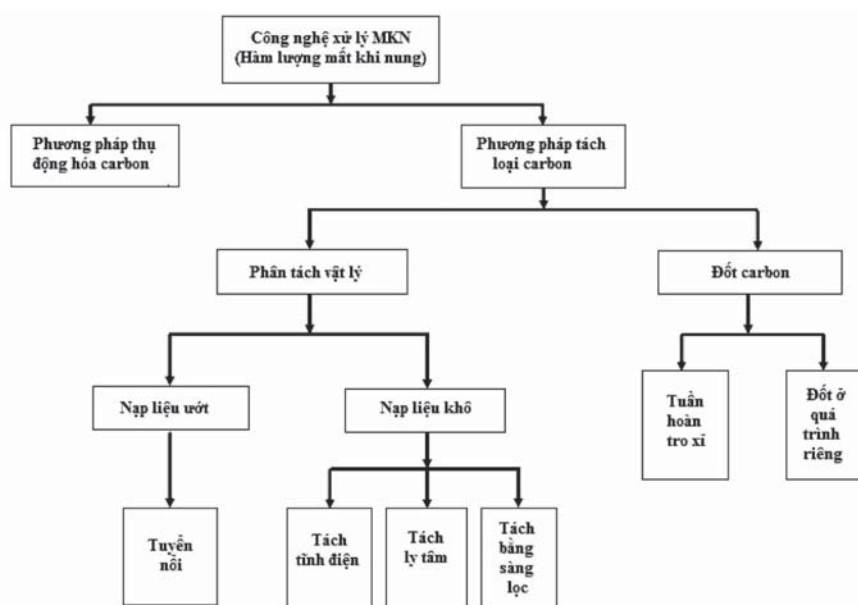
TT	Thành phần	Đơn vị	Vũng Áng 1 & Thái Bình 2	Long Phú 1	Làm phụ gia cho xi măng	Sản xuất gạch không nung
1	$\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3$	%	89,3 - 96	92,12	> 70	≥ 70
2	SO_3	%	0,3	1,2	4,0 (max)	5,0 (max)
3	Độ ẩm	%	Đảm bảo	Đảm bảo	3 (max)	3 (max)
4	MKN	%	15 - 35	4,8	6 (max)	6 (max)

4. So sánh tính chất tro xỉ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam với tiêu chuẩn tro bay làm phụ gia xi măng và gạch không nung

Theo kết quả so sánh giữa tiêu chuẩn của tro bay làm phụ gia cho xi măng, sản xuất gạch không nung và ước tính tính chất tro xỉ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam, nhóm tác giả thấy:

+ Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: Các thành phần hóa học, hàm lượng MKN trong tro xỉ theo thiết kế và tính toán đều đạt yêu cầu tiêu chuẩn tro bay làm phụ gia xi măng và tiêu chuẩn tro bay sản xuất gạch không nung. Vì vậy, nhiều khả năng tro xỉ than của Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 không cần qua xử lý mà có thể áp dụng trực tiếp làm phụ gia xi măng và sản xuất gạch không nung.

+ Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 & Thái Bình 2: Tro xỉ của 2 nhà máy này đều đạt tiêu chuẩn tro bay làm vật liệu xây dựng, chỉ riêng có hàm lượng MKN trong tro xỉ nằm trong khoảng 15 - 35% lớn hơn nhiều so với tiêu chuẩn yêu cầu là hàm lượng MKN ≤ 6%. Vì vậy, để có thể sử dụng tro xỉ của 2 nhà máy nhiệt điện này làm vật liệu xây dựng cần phải nghiên cứu để lựa chọn công nghệ phù hợp nhằm giảm hàm lượng MKN xuống dưới 6%.

**Hình 2.** Các phương pháp xử lý carbon trong tro xỉ than

5. Công nghệ xử lý tro xỉ than nhiệt điện

Tại những nước có nền công nghiệp tiên tiến, việc áp dụng công nghệ thu hồi và chế biến tro xỉ than nhiệt điện đã được phổ biến từ những năm 70 của thế kỷ trước, trong đó công nghệ chủ yếu được sử dụng là công nghệ xử lý tro bay bởi vì lượng tro bay trong các lò đốt than chiếm tới 80% tổng lượng tro của than đốt [1, 7, 11, 12, 13]. Còn ở Việt Nam, công nghệ xử lý tro xỉ than nhiệt điện mới chỉ được áp dụng đối với tro xỉ than của Nhà máy nhiệt điện Phả Lại 1 & 2 để sản xuất tro bay từ năm 2008 với công suất thiết kế 500.000 tấn/năm.

Bảng 6. So sánh các công nghệ xử lý tro xỉ than nhiệt điện

Công nghệ	Thụ động hóa carbon	Tuyển nổi	Tách ly tâm	Sàng	Tách tĩnh điện	Đốt carbon
Kinh nghiệm thương mại	Thương mại hóa đầu tiên vào năm 2003, hiện nay có 5 nhà máy đang hoạt động và 1 dự án bán thương mại, chủ yếu ở Mỹ	Phát triển và ứng dụng cách đây 80 năm	Phát triển và ứng dụng cách đây 70 năm	Thương mại hóa đầu tiên vào năm 1995, hiện nay chỉ có duy nhất 1 dự án tại Hà Lan	Thương mại hóa đầu tiên vào năm 1994, hiện nay có 11 nhà máy đang hoạt động. Chưa được kiểm chứng với tro xỉ than antraxit	Thương mại hóa đầu tiên vào năm 1994, hiện nay có 3 nhà máy đang hoạt động
Số lượng sản phẩm thu được	1	2	2	2	2	1
Đặc tính nguyên liệu	MKN < 6%	MKN < 30%, có thể lớn hơn	Không giới hạn	Không giới hạn	MKN < 25%	6% < MKN < 40%
Hiệu suất	100%	> 90%	50 - 90%	50 - 90%	60 - 85%	80 - 95%
MKN	Không thay đổi	< 1%	Giảm 10 - 40% so với nguyên liệu ban đầu	Giảm 15 - 50% so với nguyên liệu ban đầu	1,5 - 3,0%	1,5 - 2,5%
Ảnh hưởng môi trường	Không chất thải nguy hại	Nước thải chứa hóa chất	Không chất thải nguy hại	Không chất thải nguy hại	Không chất thải nguy hại	Thải CO ₂
Các công nghệ bản quyền	Brown University, BMT (Boral Material Technologies)	RockTron, MTU, Sông Đà Cao Cường	Hazelberg, Sturtevant	DOUS/CFU	STI, TFS	CBO, MCB

Hiện trên thế giới có 6 công nghệ xử lý tro xỉ than nhà máy nhiệt điện đã được thương mại hóa, phát triển và ứng dụng vào việc xử lý tro xỉ nhiệt điện gồm: công nghệ thụ động hóa carbon, tuyển nổi, tách tĩnh điện, tách ly tâm, sàng và đốt carbon [1 - 9, 29].

So sánh các công nghệ xử lý tro xỉ than được tổng hợp như ở Bảng 6.

Qua bảng so sánh các công nghệ xử lý tro xỉ than nhiệt điện, với mục đích xử lý tro xỉ của nhà máy nhiệt điện có hàm lượng MKN xuống dưới 6%, xét trên các yếu tố về kinh nghiệm thương mại, khả năng áp dụng, yêu cầu nguyên liệu, đặc tính sản phẩm... có thể thấy công nghệ tuyển nổi và công nghệ đốt carbon là hai công nghệ có khả năng ứng dụng cao nhất để giảm hàm lượng MKN trong tro xỉ của Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 & Thái Bình 2 xuống dưới 6%. Công nghệ tách tĩnh điện có nhiều ưu điểm tốt nhưng chưa được áp dụng với tro xỉ của than antraxit, vì vậy cần thử nghiệm trước khi đưa vào ứng dụng.

6. Khuyến nghị hướng sử dụng tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam

Dựa trên kết quả nghiên cứu thị trường các ứng dụng tro xỉ nhiệt điện, so sánh tính chất tro xỉ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam với tiêu chuẩn tro xỉ làm phụ

gia cho xi măng, sản xuất gạch không nung và nghiên cứu công nghệ xử lý tro xỉ than, nhóm tác giả có những khuyến nghị sau:

+ Hướng sử dụng tro xỉ các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam nên tập trung vào việc sử dụng tro xỉ làm phụ gia cho xi măng và sản xuất gạch không nung;

+ Tro xỉ của Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 có thể trực tiếp được sử dụng làm phụ gia cho xi măng và sản xuất gạch không nung mà không cần phải xử lý giảm hàm lượng MKN. Tuy nhiên, cần có thêm những nghiên cứu chuyên sâu và thử nghiệm thực tế.

+ Để sử dụng được tro xỉ của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 & Thái Bình 2 cần phải xử lý hàm lượng MKN trong tro xỉ xuống dưới 6% và công nghệ có thể được áp dụng là công nghệ tuyển nổi và công nghệ đốt carbon.

Việc nghiên cứu công nghệ xử lý và hướng sử dụng tro xỉ than các nhà máy nhiệt điện sẽ giúp Petrovietnam định hướng trong việc tận thu tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện, góp phần giải quyết các yêu cầu về môi trường và đem lại hiệu quả kinh tế cho các nhà máy nhiệt điện trong tương lai.

Nhóm tác giả chân thành cảm ơn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam đã tạo điều kiện cho chúng tôi thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

1. BCC Research. *Opportunities for coal based product*. 2010.
2. K.M.Sellakumar and R.Conn. Foster Wheeler Development Corporation. *A comparison study of ACFB and PCFB ash characteristics*. 1999.
3. R.E.Conn and K.Sellakumar. Foster Wheeler Development Corporation *Livingston. Utilization of CFB fly ash for construction applications*. 1999.
4. James G. Keppeler, Vice President Progress Materials, Inc. *Carbon Burn-Out, commercialization and experience update*. 2009.
5. A. Vasiliauskas, ProAsh LLC, Cloverdale, Virginia, M. Shilling, Carolina Power and Light, Raleigh, North Carolina C.S. Willauer, Separation Technologies Inc., Needham, Massachusetts. *Successful fly ash beneficiation at Carolina Power & Light's Roxboro Station*. 1999.
6. M.M.Wu. *Durability evaluation and production of manufactured aggregates from coal combustion by-products*. 2005.
7. R.Hurt, I.Kulaots Brown University Providence, RI. *Scale-Up and demonstration of fly ash ozonation technology*. 2005.
8. S.B.Roongta, T.S.Dewangan, DR.Hemant Sahu. *Blended cement with higher addition of fly ash and fineness as a tool with respect to clinker quality*.
9. B.J.Azzopardi, M.Cloke, A.W.Thompson and J. A.Wilson. *Potential cost and efficiency savings through improved multiphase application in UK fossil-fired power generation*. 2001.
10. Somnuk Tangtermsirikul. *Professor Sirindhorn International Institute of Technology*. Thammasat University, development of fly ash in Thailand.
11. Yinghai Wu, Edward J.Anthony and Lufei Jia. *Reactivation of partially sulphated CFBC ash and limestone with steam and liquid water*.
12. The Japan Fly Ash Association/Environmental Technology Association: *Coal ash handbook 2000 edition*.
13. *Coal combustion products utilization handbook*. Second edition 2004, copyright: Wisconsin Energy Corporation (USA).
14. Michael Boehm and Jeff Bell. *Rock Tron's Fly ash separation system*.
15. *Technical design report Cam Pha project*.
16. The American Coal Ash Association, website: <http://www.acaa-usa.org>
17. International Ash Utilization Symposium (IAUS) and World of Coal Ash (WOCA), Ash library, website: <http://www.flyash.info/index.html>.
18. Nigel S Dong, Copyright IEA clean coal center. *Reducing carbon-in-ash*.
19. Caslos Leira F. et al. *Influence of the type of ash on the insulating capacity mortar used for passive protection against fire*. 2003.
20. TS. Lương Đức Long, ThS. Nguyễn Văn Đoàn, ThS. Lưu Thị Hồng, ThS. Lê Việt Hùng, ThS. Nguyễn Mạnh Tường. *Nghiên cứu sử dụng tro nhiệt điện đốt than tầng sôi tuần hoàn có khử khí sunfua (CFBC) của Nhà máy Nhiệt điện Cao Ngạn cho sản xuất vật liệu xây dựng*.
21. Viện Khoa học Công nghệ Mỏ. *Báo cáo Nghiên cứu công nghệ sản xuất các chất phụ gia và vật liệu xây dựng từ chất thải rắn của các nhà máy nhiệt điện đốt than*.
22. *Hướng dẫn sử dụng năng lượng hiệu quả trong ngành công nghiệp châu Á, nhiên liệu và quá trình cháy*.
23. Phan Hữu Duy Quốc, Viện Khoa học Công nghiệp, Đại học Tokyo, Nhật Bản. *Phân tích việc sử dụng tro xỉ than thải ra từ các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam*.
24. Đỗ Bá Thành, Vũ Văn Đạt. *Chế tạo phụ gia hoạt tính cao cho xi măng từ tro than nhiệt điện*.
25. Công ty CP Tư vấn Xây dựng Điện 1. *Báo cáo thuyết minh thiết kế cơ sở Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2*. 2007.
26. Công ty CP Tư vấn Xây dựng Điện 1. *Báo cáo về những thay đổi so với quy hoạch TTĐL Thái Bình*.
27. Công ty CP Tư vấn Xây dựng Điện 1. *Báo cáo thuyết minh thiết kế cơ sở Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1*. 2006.
28. Công ty CP Tư vấn Xây dựng Điện 3. *Báo cáo thuyết minh thiết kế cơ sở Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1*. 2008.
29. *Hồ sơ giới thiệu năng lực Công ty CP Sông Đà Cao Cường*.

Công nghệ bọc chống ăn mòn cho các đường ống dầu khí tại Nhà máy bọc ống - PVID: Hiện trạng và các cải tiến, hợp lý hóa dây chuyền công nghệ

TS. Chu Chất Chính, KS. Trần Đức Minh, ThS. Nguyễn Phước Toàn
Công ty CP Đầu tư và Xây lắp khí (PVID)

Tóm tắt

Nhà máy Bọc ống Dầu khí (trực thuộc Công ty CP Đầu tư và Xây lắp khí - Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP) là nhà máy cơ khí bọc ống dầu khí đầu tiên tại Việt Nam. Công tác chế tạo, lắp đặt, chạy thử dây chuyền máy móc thiết bị Nhà máy do nhà thầu chính - Tập đoàn Bauhuis International B.V của Hà Lan thực hiện. Ban đầu, Nhà máy được trang bị hai dây chuyền thiết bị tiên tiến, hiện đại nhất trên thế giới, đó là dây chuyền đồng bộ bọc chống ăn mòn cho các đường ống, sử dụng phương pháp bọc ba lớp 3LPE/PP (Polyethylene/Polypropylene) kết hợp với lớp lót FBE (Fusion Bonded Epoxy) và dây chuyền đồng bộ bọc bê tông gia tải cho đường ống, được sử dụng công nghệ phun văng (Impingement) liên tục có lưới thép gia cường cho bê tông, cho các loại ống có đường kính từ 6 - 48 inch, công suất trung bình trong điều kiện làm việc một ca là 240km ống bọc/năm [1]. Nội dung bài báo giới thiệu về hiện trạng công nghệ bọc chống ăn mòn 3 lớp tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí, sự cần thiết phải nghiên cứu đề xuất ứng dụng giải pháp dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp tại Nhà máy và giới thiệu tổng thể dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp do PVID đề xuất nghiên cứu, thiết kế và lắp đặt tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí.

Giới thiệu chung

Hiện nay, trên thế giới thường sử dụng phổ biến 3 phương pháp bọc chống ăn mòn cho đường ống gồm: phương pháp bọc Asphalt Enamel (AE), phương pháp bọc Fusion Bounded Epoxy (FBE) và phương pháp bọc 3 lớp Polyethylene/ Polypropylene (3LPE/PP) kết hợp với lớp lót FBE. Phương pháp bọc AE đã có từ khá lâu và là phương pháp bọc chống ăn mòn phổ biến nhất trong thập niên 60 - 80 của thế kỷ XX, tuy nhiên đến nay, phương pháp này hầu như không còn được sử dụng ở các nước phát triển. Nguyên nhân bởi chi phí bọc AE phụ thuộc nhiều vào giá dầu mỏ; đường ống bọc AE cũng có chi phí thiết kế, bảo trì Anode cao hơn trong khi tuổi thọ thấp hơn so với các phương pháp bọc tiên tiến khác; hơn nữa AE còn được xác định là vật liệu gây tác hại đối với môi trường và nhiều nước không cho phép sử



Hình 1. Sơ đồ tổng thể dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn và bọc bê tông Nhà máy Bọc ống Dầu khí

dụng loại vật liệu này trong bọc ống. Phương pháp bọc chống ăn mòn được triển khai tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí của PVID là phương pháp bọc 3 lớp Polyethylene/ Polypropylene kết hợp với lớp lót FBE. Đây là công nghệ

mới nhất hiện nay, đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới. Sơ bộ về hệ thống bọc các lớp tại Nhà máy gồm:

- Hệ thống bọc một lớp (Mono-layer system) gồm lớp lót Fusion Bonded Epoxy (FBE), dày 60 - 750µm.
- Hệ thống bọc 2 lớp (Dual-layer system) gồm lớp Dual Fusion Bonded Epoxy (DFBE), dày 300 - 750µm.
- Hệ thống bọc 3 lớp (Polyolefin's three-layer system) gồm lớp Polyethylene (PE)/Polypropylene (PP), chiều dày từ 1,5 - 20mm PE/PP.
- Đường kính ống bọc 4 - 48 inch.
- Chiều dài mỗi ống 8,5 - 12,2m.

Sơ đồ tổng thể dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn và bọc bê tông Nhà máy Bọc ống Dầu khí được thể hiện trên Hình 1 [2].

1. Hiện trạng công nghệ bọc chống ăn mòn tại PVID

1.1. Giới thiệu tổng thể dây chuyền bọc 3 lớp

Hệ thống bọc chống ăn mòn là một dây chuyền bán tự động làm nhiệm vụ bọc các lớp chống ăn mòn FBE và lớp PE/PP để bảo vệ mặt ngoài ống nhằm chống tác động cơ học cho lớp FBE. Ống trần (bare pipes) được đưa vào hệ thống bọc bằng xe nâng và các băng chuyền chuyên dụng. Tại các băng chuyền, ống sẽ được di chuyển, nâng/hạ qua các băng chuyền và giới hạn hành trình của ống nhờ các cần nâng/hạ và các thiết bị dừng ống dẫn động bằng các mô tơ và xy lanh thủy lực.

Trước khi bọc, ống được đưa vào khu vực làm sạch bằng phương pháp phun nước cao áp để rửa sạch đất, bụi bám trên ống trong quá trình bảo quản và vận chuyển ống trần và giảm nồng độ muối có trên bề mặt ống (nếu có). Sau đó ống được làm nóng sơ bộ (Pre-heating) bằng khí đốt (LPG) trước khi chuyển vào làm sạch bề mặt ngoài bằng phương pháp phun bi (blasting) để tăng độ bám dính giữa bề mặt ống và lớp sơn chống ăn mòn FBE. Sau khi ống được bắn Blasting, bộ phận kiểm tra chất lượng sản phẩm (quality control - QC) sẽ tiến hành các bước kiểm tra như sau: kiểm tra nồng độ muối (salt test), hình dáng (profile) bề mặt ống, độ bụi (dust test). Kiểm tra bằng mắt thường các khuyết tật trên bề mặt ống (nếu có khuyết tật, sẽ tiến hành sửa chữa ống).

Sau đó ống được gia nhiệt cảm ứng (induction coil) đến khoảng 220 - 245°C. Tại các công đoạn bọc ba lớp (3L) gồm: lớp FBE (lớp sơn chống ăn mòn), lớp Adheshive (lớp

keo liên kết) và lớp PE-PP (lớp đùn quấn - topcoat), các nguyên liệu này từ các máy được phun/đùn về phía ống trong khi ống được xoay tròn và di chuyển tịnh tiến về phía trước. Sau các công đoạn bọc, ống sẽ được làm mát bằng nước và kiểm tra khuyết tật nhằm phát hiện những khiếm khuyết trên lớp bọc để tiến hành sửa chữa, hoàn thiện công đoạn bọc chống ăn mòn.

Để thực hiện tốt và đảm bảo chất lượng kết quả quá trình bọc 3 lớp, hệ thống dây chuyền công nghệ bọc 3L được trang bị các thiết bị đo, được lắp đặt ngay tại các máy ở mỗi công đoạn chính nhằm kiểm tra và hiển thị các thông số cần kiểm soát trong suốt quá trình bọc. Đồng thời, PVID bố trí đội ngũ QA/QC trực tiếp kiểm tra chất lượng sản phẩm tại mỗi công đoạn của quá trình bọc nhằm đáp ứng yêu cầu chất lượng đặt ra theo yêu cầu kỹ thuật của mỗi dự án. Tại mỗi công đoạn, các kỹ sư/công nhân kỹ thuật vận hành và giám sát quá trình bọc để kịp thời phát hiện/xử lý những bất thường (nếu xảy ra) trong quá trình sản xuất. Hình ảnh tổng thể hiện trạng dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn cho các đường ống tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí được thể hiện trên Hình 2.



Hình 2. Dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí

1.2. Các loại công nghệ bọc 3 lớp

Về công nghệ bọc chống ăn mòn 3 lớp hiện nay đều theo một nguyên lý chung như sau: ống được gia nhiệt đến nhiệt độ thích hợp, sau đó được đưa qua bọc các lớp:

- Lớp 1: FBE - Phun tĩnh điện.
- Lớp 2: Adhesive - Phun bột hoặc extrusion (tùy theo độ dày).
- Lớp 3: Topcoat - Đùn quấn PE/PP.

Về công nghệ bọc lớp thứ 2 (Adhesive), phổ biến có 2 loại công nghệ bọc: công nghệ bọc dùng hệ thống súng phun (Spray gun) và công nghệ bọc dùng hệ thống đùn (Extrusion).

1.2.1. Công nghệ bọc dùng hệ thống đùn (Extrusion system):

- Ưu điểm:
 - + Công suất cao, thích hợp cho lớp bọc dày;
 - + Tính ổn định cao.
- Nhược điểm:
 - + Khó kiểm soát chiều dày lớp bọc;
 - + Độ bám dính giữa các lớp không cao.

1.2.2. Công nghệ bọc dùng hệ thống súng phun (Spray gun):

- Ưu điểm:
 - + Gọn nhẹ, có thể lắp đặt trong không gian nhỏ;
 - + Dễ kiểm soát chiều dày lớp bọc, thích hợp cho các lớp bọc có chiều dày < 1mm;
 - + Độ bám dính giữa các lớp cao;
 - + Tỷ lệ ống bị lỗi của lớp bọc thấp.
- Nhược điểm:
 - + Độ bụi thải ra ngoài môi trường cao;
 - + Giá thành cao hơn.

Sơ đồ quy trình bọc 3 lớp (3 Layer application process) được thể hiện trên Hình 3.

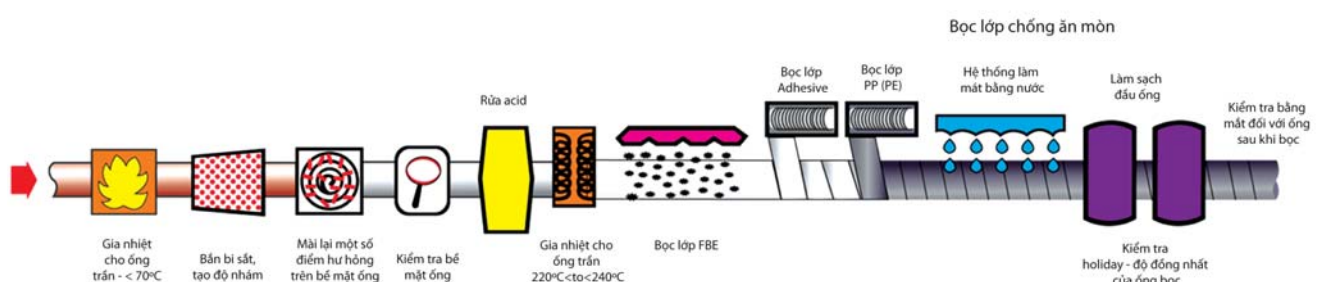
2. Các nội dung cải tiến dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn 3L

2.1. Các đặc điểm chưa phù hợp của dây chuyền công nghệ bọc 3L

- Công suất của máy đùn nhỏ (extruder) dùng cho bọc adhesive, không đủ để dùng cho bọc topcoat của 5LPP. Do chênh lệch đầu ra và đầu vào khi bọc 3LPE/3LPP là khoảng 5mm, nhưng đối với bọc 5LPP là khoảng 10 - 15mm.
- Hệ thống băng chuyển không phù hợp để bọc lớp dày trên 12mm.
- Hệ thống làm mát không đủ đáp ứng cho lớp bọc dày.
- Hệ thống cấp liệu chưa phù hợp cho việc bọc vật liệu nhiều thành phần.
- Roller bọc (Application roller) không đủ độ mềm để tạo lớp bọc có tỷ trọng thấp.
- Thiếu hệ thống gia nhiệt bên ngoài lớp bọc.
- Thiết bị cut-back không tạo được bậc (PP Toe) tại đoạn cut-back của 2 đầu ống (phục vụ cho công tác bọc mối hàn tại công trường).

2.2. Các nội dung PVID đề xuất và đã cải tiến

- Lắp đặt máy đùn mới với công suất lớn hơn để bọc Topcoat.
- Thiết kế, cải tiến hệ thống băng chuyển, có thể điều chỉnh linh hoạt theo chiều dày lớp bọc.
- Nối dài hệ thống làm mát.
- Bổ sung thêm hệ thống làm mát bên trong ống (internal quench).
- Lắp đặt thêm máy trộn vật liệu vào hệ thống cấp liệu.



Hình 3. Sơ đồ quy trình bọc 3 lớp (3 Layer application process) tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí

- Gia công roller bọc (Application roller) có độ cứng thấp.
- Thiết kế, lắp đặt cơ cấu gia nhiệt hồng ngoại.
- Thiết kế, lắp đặt thêm máy cut-back 5LPP.

3. Sự cần thiết phải nghiên cứu, đề xuất giải pháp dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp

Do mới tham gia vào thị trường bọc ống trong vòng 2 năm gần đây, PVID đã chịu những áp lực nhất định khi tham gia đấu thầu trực tiếp với các doanh nghiệp bọc ống hàng đầu trên thế giới. Dây chuyền bọc 3 lớp là dây chuyền chỉ dùng để bọc chống ăn mòn bằng FBE một lớp hay nhiều lớp hoặc bọc 3 lớp PE/PP (FBE + Adhesive + PE/PP). Tuy nhiên, trên thực tế chủ đầu tư một số dự án đòi hỏi không chỉ cần sản phẩm bọc chống ăn mòn mà còn bọc cách nhiệt (bảo ôn) cho đường ống, đặc biệt phải đáp ứng các điều kiện khắc nghiệt như: chịu được nhiệt độ cao khi vận hành (tới 150°C), chịu được áp lực bên ngoài cao (tuyến ống được lắp đặt ở khu vực nước sâu hoặc rất sâu) nên yêu cầu phải bọc 5 lớp PP (5LPP). Đây là một loại bọc cách nhiệt có công nghệ rất phức tạp và thi công khó khăn, kể cả đối với các nhà máy bọc ống trên thế giới đã có hàng chục năm kinh nghiệm.

Do yêu cầu thực tế và cần phải đa dạng hóa sản phẩm, PVID đã đề xuất nhiệm vụ nghiên cứu, thiết kế và lắp đặt dây chuyền công nghệ bọc ống 5 lớp tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí nhằm hợp lý hóa dây chuyền công nghệ hiện có và bổ sung dây chuyền công nghệ mới. Trong quá trình triển khai thực hiện Nhà máy đã cùng hợp tác với đối tác nước ngoài để chế tạo và cải hoán nhằm đảm bảo dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp đơn giản hợp lý và tiết kiệm chi phí.

4. Dây chuyền công nghệ mới bọc 5 lớp được lắp đặt tại Nhà máy bọc ống PVID

4.1. Tổng quan về dây chuyền

Dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp do PVID cùng đơn vị tư vấn nước ngoài tự nghiên cứu, thiết kế và lắp đặt, bao gồm tất cả các hệ thống, công đoạn để tạo ra một sản phẩm bọc ống 5 lớp 5LPP hoàn thiện. Dây chuyền này

được nghiên cứu, thiết kế hợp lý và sáng tạo về bố trí các thiết bị dây chuyền, chọn lựa các thiết bị, điều động linh hoạt các thiết bị như: hệ thống băng chuyền linh hoạt, có thể điều chỉnh tốc độ, bề rộng... để phù hợp với điều kiện mặt bằng, nhà xưởng hiện tại của Nhà máy và với chi phí thấp nhất.

Dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp bao gồm các bộ phận, thiết bị chính:

- + Hệ thống 2 máy đùn với công suất 1.200kg/giờ và 750kg/giờ.
- + Hệ thống băng chuyền linh hoạt, có thể điều chỉnh tốc độ, bề rộng... phù hợp với bọc 5LPP.
- + Cơ cấu cấp liệu với tỷ lệ pha trộn chính xác đến 0,02%.
- + Cụm máy cutback được thiết kế gọn nhẹ phù hợp với mặt bằng dây chuyền với tính hiệu quả cao.
- + Trạm nước làm mát được thiết kế với công suất lớn, đáp ứng được yêu cầu của công nghệ bọc 5 lớp.

4.2. Kết quả chạy thử nghiệm dây chuyền công nghệ bọc 5 lớp 5LPP

- + Tỷ trọng ổn định đạt 650 - 660 kg/m³ tại đầu ra với tỷ lệ pha trộn chất tạo bọt khí trong PP (blow agent) là 1,7%.
- + Chiều dày một lần bọc đạt được 15 - 17mm ứng với tốc độ chạy ống 0,4m/phút, như vậy đối với ống bọc 5LPP dày 65mm sẽ bọc 4 lần.
- + Trạm nước làm mát có hiệu quả tốt, làm giảm nhiệt độ lớp bọc xuống dưới 60°C.
- + Thiết bị cut-back đã vận hành thành công với máy mài chổi (Brushing cutback).

Với kết quả chạy thử nghiệm dây chuyền công nghệ bọc 5LPP thành công như nêu trên, PVID có thể khẳng định Nhà máy bọc ống hoàn toàn đáp ứng được yêu cầu của các dự án bọc ống 3 lớp và 5 lớp, đảm bảo chất lượng cũng như tiến độ của sản phẩm và của các dự án. Chi tiết kết quả thử nghiệm dây chuyền 5LPP được nêu chi tiết trong Bảng 1.

Bảng 1. Bảng thông số kết quả thử nghiệm dây chuyền 5LPP

Loại ống	Tốc độ băng tải	Tốc độ máy đùn	Áp suất máy đùn	Khối lượng vật liệu/phút	Chiều dày lớp bọc
12 inch	130s/m	50Rpm	6,8Mpa	7 - 8kg	13mm

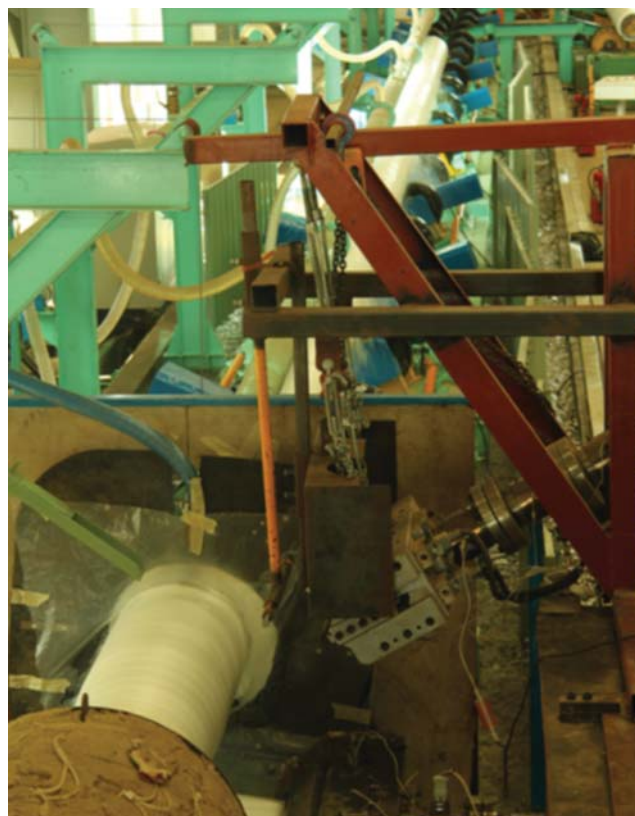
Một số hình ảnh của dây chuyền 5 lớp đang bọc ống cho DA BD1/CRA:



Ống chuẩn bị đưa vào dây chuyền bọc 5 lớp



Ống sau khi bọc PP được chuyển qua khu vực làm mát



Ống đưa vào dây chuyền qua hệ thống gia nhiệt bề mặt bằng tia hồng ngoại trước khi đi qua hệ ống bọc extrusion, sau đó được làm mát

5. Một số sản phẩm bọc chống ăn mòn 3 lớp và 5 lớp đã thực hiện tại PVID (Bảng 2)

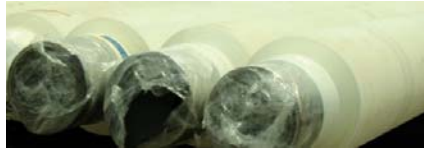
Bảng 2. Một số sản phẩm bọc chống ăn mòn 3 lớp và 5 lớp đã thực hiện tại Nhà máy bọc ống PVID

TT	Hợp đồng	Chủ đầu tư	Tình trạng	Năm hợp đồng được thực hiện	Yêu cầu kỹ thuật bọc	Ghi chú
1	Dự án Hải Sư Trắng	PV Gas	Hoàn thành	13/11/2011	Line pipes coating (3LPE + CWC)	12 inch, 28km
2	Tê Giác Trắng	Hoang Long JOC	Hoàn thành	27/1/2011	0,7mm FBE + 53,2mm PUF + 5mm HDPE + 80mmCWC	6, 8, 10 & 12 inch, 36km
3	RC5 + RC6 & RC7	Vietsovpetro	Hoàn thành	15/7/2011	FBE, PU FOAM, HDPE and CWC	8 & 10 inch, 15km
4	Sư Tử Trắng	Cuu Long JOC	Hoàn thành	25/2/2012	35mm 5LPP + 58mm CWC	12 inch, 20km
5	Bien Dong carbon steel project	BDPOC/PTSC M&C	Hoàn thành	28/2/2012	3mm 3LPE + 40mm CWC	20 inch, 46km
6	Dự án đường ống xuất khẩu khí Biển Đông NCSP2	PTSC M&C	Hoàn thành	28/3/2012	3mm 3LPE + 40mm CWC	26 inch, 4km
7	BK14 - VSP	Vietsovpetro	Hoàn thành	24/3/2012	3mm 3LPE + 40mm CWC	8 inch, 6km
8	MTC1 - VSP	Vietsovpetro	Hoàn thành	28/4/2012	0,5mm FBE + 30,0mm PUF + 5mm HDPP + 40 mmCWC	12 inch, 10,8km
9	Bien Dong clad pipes project	BDPOC/PTSC M&C	Đang thực hiện	-	65mm 5LPP + 40mm CWC	12 inch, 20,8km
10	Dự án Hải Sư Trắng - Hải Sư Đen	Thang Long JOC	Đang thực hiện	-	0,5mm FBE + 32,2mm PUF+ 5mm HDPE + 40 mmCWC	6, 8, 10 & 12 inch, 36km

Một số hình ảnh các loại sản phẩm bọc chống ăn mòn 3 lớp và 5 lớp đã thực hiện tại PVID



Sản phẩm bọc ống 5LPP - Dự án Sư Tử Trắng



Sản phẩm bọc ống 5LPP - Dự án Biển Đông
clad pipes



Sản phẩm bọc ống 3LPP - Dự án Việt Nhật



Sản phẩm bọc 3LPP cho bend - Dự án Sư Tử
Trắng



Sản phẩm bọc ống 3LPE - Dự án Tê Giác Trắng



Sản phẩm bọc ống 3LPE - Dự án Hải Sư
Trắng/Hải Sư Đen

6. Kết luận

1. Dây chuyền đồng bộ bọc chống ăn mòn cho các đường ống, sử dụng phương pháp bọc 3 lớp 3LPE/PP kết hợp với lớp lót FBE được lắp đặt tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí từ tháng 8/2009 đến nay là dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn tiên tiến nhất hiện nay và đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới. Qua gần 3 năm khai thác, dây chuyền công nghệ bọc chống ăn mòn 3LPE/PP của Nhà máy đã thực hiện thành công nhiều dự án với chất lượng đạt chuẩn quốc tế (Bảng 2).

2. Trên thực tế, một số dự án yêu cầu áp dụng công nghệ bọc 5 lớp PP (5LPP) để sản phẩm chịu được điều kiện môi trường đặc biệt khắc nghiệt như: chịu được nhiệt độ cao khi vận hành (tới 150°C), chịu được áp lực bên ngoài cao (tuyến ống được lắp đặt ở khu vực nước sâu hoặc rất sâu)... Đây là loại bọc cách nhiệt có công nghệ rất phức tạp và thi công khó khăn, kể cả đối với các nhà máy bọc ống trên thế giới đã có hàng chục năm kinh nghiệm. Tuy nhiên, PVID đã quyết định đề xuất nhiệm vụ nghiên cứu, thiết kế và lắp đặt dây chuyền công nghệ mới bọc ống 5 lớp tại Nhà máy Bọc ống Dầu khí nhằm hợp lý hóa dây chuyền công nghệ hiện có và bổ sung dây chuyền công nghệ mới. Hiện nay, dây chuyền công nghệ bọc ống 5 lớp đã được lắp đặt hoàn chỉnh, chạy thử đạt kết quả tốt và sẵn sàng phục vụ các dự án bọc 5 lớp.

3. Đến nay, Nhà máy Bọc ống Dầu khí đang vận hành 5 dây chuyền công nghệ bọc ống. Hai dây chuyền được lắp đặt ban đầu do Nhà thầu chính - Tập đoàn Bauhuis International B.V của Hà Lan thực hiện, đó là:

+ Dây chuyền đồng bộ bọc chống ăn mòn cho các đường ống, sử dụng phương pháp bọc ba lớp 3LPE/PP kết hợp với lớp lót FBE.

+ Dây chuyền đồng bộ bọc bê tông gia tải cho đường ống, được sử dụng công nghệ phun văng liên tục có lưới thép gia cường cho bê tông.

Ngoài ra, Ban lãnh đạo, đội ngũ cán bộ khoa học của Nhà máy nói riêng và PVID nói chung đã phát huy tính tự chủ, sáng tạo, dám nghĩ dám làm và quyết tâm cao để ứng dụng công nghệ mới vào sản xuất. Kết quả là đã thực hiện lắp đặt bổ sung hoàn chỉnh thành công 3 dây chuyền công nghệ mới, một trong những số đó là dây chuyền công nghệ mới bọc ống 5 lớp (5LPP). Hai dây chuyền công nghệ mới còn lại là:

+ Dây chuyền công nghệ bọc cách nhiệt bằng vật liệu PU foam [3].

+ Dây chuyền công nghệ bọc bends (bọc ống cong). Đây là công nghệ rất phức tạp, nhưng bằng nỗ lực quyết tâm PVID đã lắp đặt thành công dây chuyền công nghệ này và thực hiện thành công nhiều dự án bọc bends. Trong các số báo tiếp theo, nhóm tác giả sẽ giới thiệu chi tiết, cụ thể về dây chuyền công nghệ bọc bends và dây chuyền công nghệ bọc bê tông gia tải trên Tạp chí Dầu khí.

Tài liệu tham khảo

1. Khởi công xây dựng Nhà máy Bọc ống Phú Mỹ. <http://www.pvid.com.vn>.
2. Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy Bọc ống Dầu khí. <http://www.pvid.com.vn>.
3. PVID ứng dụng công nghệ mới bọc ống cách nhiệt PU FOAM cho các dự án đường ống dẫn dầu trên thềm lục địa Việt Nam. Tạp chí Dầu khí 2012; 2: p. 59 - 65.

Cần hiểu & vận dụng đúng bản chất loại hợp đồng EPC

KS. Trương Văn Thiện

Ban QLDA Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch

1. Giới thiệu

Hình thức hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng (hợp đồng EPC - *Engineering, Procurement and Construction*) được áp dụng vào Việt Nam từ những năm cuối của thập niên 90 thế kỷ XX. Hiện nay, hợp đồng EPC đang được nhiều chủ đầu tư trong nước và nước ngoài sử dụng cho các dự án xây dựng công nghiệp ở Việt Nam. Việc chủ đầu tư lựa chọn hình thức thực hiện EPC là do không muốn tham gia sâu vào quá trình thực hiện dự án trên cơ sở cân nhắc các nguồn lực sẵn có, tính phức tạp của công trình, đồng thời mong muốn chuyển giao các rủi ro trong quá trình thực hiện hợp đồng sang cho nhà thầu EPC cùng với việc nhà thầu cam kết về tiến độ, chất lượng, tính năng công trình và giá trị hợp đồng trọn gói.

Tuy nhiên, Việt Nam hiện chưa có quy định cụ thể về loại hợp đồng EPC, ngoài một số nội dung khái quát nêu tại các Điều 30, 31 của Nghị định số 48/2010/CP-NĐ ngày 7/5/2010 của Chính phủ về Hợp đồng trong hoạt động xây dựng và một số nội dung về công tác quản lý chất lượng nêu tại các Điều 20, 21 của Nghị định số 209/2004/NĐ-CP ngày 16/12/2004 của Chính phủ về quản lý chất lượng công trình xây dựng. Do đó, khi áp dụng loại hợp đồng này, đặc biệt là đối với các trường hợp chọn nhà thầu EPC trong nước, các bên liên quan thường có các cách hiểu, diễn giải khác nhau nên thường phát sinh các vướng mắc, tranh chấp trong quá trình thực hiện, thanh toán và quyết toán hợp đồng.

Trên thế giới, khi áp dụng hình thức EPC người ta sử dụng phổ biến bộ Điều kiện Hợp đồng EPC mẫu do Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn (FIDIC) ban hành, để thương thảo, đàm phán các hợp đồng EPC. Với việc sử dụng bộ Điều kiện Hợp đồng EPC của FIDIC, các bên chủ đầu tư

và nhà thầu EPC có cách hiểu thống nhất về bản chất, về quyền và nghĩa vụ của từng bên theo hợp đồng. Ở Việt Nam, mặc dù bộ Điều kiện Hợp đồng EPC của FIDIC cũng được sử dụng ở nhiều dự án thực hiện theo hình thức EPC, tuy nhiên không phải lúc nào các điều khoản hợp đồng EPC này cũng được hiểu và vận dụng đúng.

Phạm vi bài viết này trình bày các nội dung chính về bản chất loại hợp đồng EPC theo thông lệ quốc tế (thông qua bộ Điều kiện Hợp đồng EPC của FIDIC), có đối chiếu một số quy định liên quan của Việt Nam về việc thực hiện dự án theo hình thức EPC.

2. Sự hình thành loại hợp đồng EPC

Vào thập niên 80 của thế kỷ XX, trên thị trường xây dựng thế giới xuất hiện nhu cầu của một số chủ đầu tư mong muốn có một loại hợp đồng xây dựng công trình mà theo đó họ được bảo đảm chắc chắn về chi phí và thời hạn thực hiện. Đối với các chủ đầu tư, việc hoàn thành công trình đúng tiến độ và chi phí thực hiện không vượt quá giá trị đầu tư dự tính có tầm quan trọng quyết định đến sự thành công và hiệu quả kinh doanh. Chủ đầu tư sẵn sàng thỏa thuận giá trị hợp đồng cao hơn các hình thức hợp đồng khác đã có vào thời gian đó như: hợp đồng xây dựng (*Contract for construction*), hợp đồng cung cấp nhà máy và thiết kế - xây dựng (*Contract for plant and design - build*), đồng thời chủ đầu tư không tham gia nhiều vào quá trình thực hiện hợp đồng mà để nhà thầu chủ động thực hiện và gánh chịu hầu hết các rủi ro. Trên cơ sở đó, loại hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng (hợp đồng EPC) ra đời [1].

Để thống nhất cách hiểu về bản chất loại hợp đồng EPC, về nghĩa vụ và quyền hạn theo hợp đồng của các

bên, về sự phân bổ rủi ro cho mỗi bên, Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn (FIDIC) đã xây dựng và công bố bộ Điều kiện hợp đồng EPC mẫu vào năm 1999. Bộ Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC không những thể hiện rõ các nội dung bản chất hợp đồng EPC mà còn bao gồm các quy trình quản lý dự án cần thiết cho việc thực hiện hiệu quả công trình và đưa ra cấu trúc các mối quan hệ, các kênh liên lạc giữa các bên để tạo điều kiện thuận lợi trong quá trình thực hiện hợp đồng. Bộ Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, kể từ khi ra đời đến nay, đã và đang nhận được sự chấp nhận và áp dụng rộng rãi ở nhiều quốc gia trên thế giới.

3. Bản chất loại hợp đồng EPC

Theo FIDIC [1], loại hợp đồng EPC thích hợp khi các chủ đầu tư có nhu cầu được cung cấp một nhà máy điện hay một nhà máy công nghiệp, hoặc một xí nghiệp hay nhà xưởng tương tự, hoặc một dự án cơ sở hạ tầng hay một loại dự án phát triển khác trên cơ sở “chìa khóa trao tay” và là loại hợp đồng phù hợp với hai yếu tố: (i) yêu cầu độ chắc chắn cao của giá thành công trình và thời gian hoàn thành và (ii) nhà thầu đảm nhận trách nhiệm tổng thể về thiết kế và thực hiện công trình, với sự tham gia hạn chế của chủ đầu tư. Với hình thức hợp đồng EPC, chủ đầu tư thỏa thuận với nhà thầu về chi phí thực hiện trọn gói, thời điểm hoàn thành và giá trị các thông số vận hành của công trình và tại thời điểm nhận bàn giao, nhà máy được trang bị hoàn chỉnh và sẵn sàng để chủ đầu tư vận hành (với khái niệm “*turn of the key*” hay “*turnkey*”, tức là “chìa khóa trao tay”).

Theo FIDIC, hợp đồng EPC cũng chính là hợp đồng chìa khóa trao tay (*Turnkey*) và được gọi đầy đủ là hợp đồng EPC chìa khóa trao tay (*EPC Turnkey Contracts* hay *EPC Turnkey Projects*) [1]. Theo đó, khái niệm hợp đồng chìa khóa trao tay theo FIDIC và thông lệ quốc tế có khác với khái niệm hợp đồng chìa khóa trao tay theo quy định của Việt Nam (ở bước đầu tiên nhà thầu lập dự án đầu tư xây dựng công trình và tiếp theo đó, thực hiện hợp đồng EPC). Như vậy, đối với khái niệm hợp đồng chìa khóa trao tay của Việt Nam, khi ký hợp đồng chìa khóa trao tay hai bên chưa thể xác định và thống nhất giá hợp đồng trọn gói mà phải chờ sau khi nhà thầu lập xong dự án đầu tư xây dựng công trình và được phê duyệt, mới đến bước xem xét, thống nhất giá trị thực hiện EPC.

Với hình thức hợp đồng EPC, về phía nhà thầu được quyền chủ động trong quá trình thực hiện, nhưng nếu không đáp ứng đúng các cam kết hợp đồng, họ sẽ chịu

các mức phạt về chậm trễ, phạt về không đạt các giá trị thông số vận hành và cả trường hợp phải chịu lỗ nếu chi phí thực hiện thực tế cao hơn giá hợp đồng trọn gói đã được thỏa thuận với chủ đầu tư.

Các rủi ro chính mà nhà thầu gánh chịu trong quá trình thực hiện hợp đồng được quy định tại các điều khoản của Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC như sau [1]:

- Rủi ro về dữ liệu liên quan đến công trường. Theo khoản 4.10 - Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, nhà thầu chịu trách nhiệm kiểm tra và làm rõ tất cả các dữ liệu về địa chất, thủy văn, môi trường tại khu vực công trường. Các dữ liệu về địa chất, thủy văn, môi trường được chủ đầu tư nêu tại các tài liệu cấp cho nhà thầu là chỉ để nhà thầu biết thông tin về các dữ liệu về công trường và chủ đầu tư không chịu trách nhiệm về tính chính xác, đầy đủ hoặc hoàn chỉnh của các dữ liệu này.

- Rủi ro về các khó khăn không lường trước. Theo khoản 4.12, nhà thầu cần tự thu thập các thông tin cần thiết về các rủi ro, các hoàn cảnh khó khăn có thể ảnh hưởng hoặc tác động đến công trình, để gánh chịu toàn bộ các rủi ro này. Theo đó, giá hợp đồng sẽ không điều chỉnh vì bất kỳ khó khăn hoặc chi phí không lường trước nào.

- Rủi ro về thiết kế. Theo điều 5, các rủi ro của nhà thầu đối với thiết kế như sau:

- + Theo khoản 5.1, nhà thầu có trách nhiệm nghiên cứu kỹ tài liệu “Các yêu cầu của chủ đầu tư” (bao gồm cả các tiêu chí thiết kế, tính toán) trước khi chào thầu. Chủ đầu tư không chịu trách nhiệm về bất kỳ lỗi, sai hoặc bỏ sót nào trong tài liệu “Các yêu cầu của chủ đầu tư”. Nhà thầu chịu trách nhiệm đối với công tác thiết kế công trình và đối với tính chính xác của các tiêu chí thiết kế và tính toán. Chủ đầu tư chỉ chịu trách nhiệm về tính chính xác đối với các thông tin, dữ liệu thuộc trách nhiệm của chủ đầu tư (chẳng hạn dữ liệu về nhiên liệu sử dụng ở dự án nhà máy nhiệt điện), về các định nghĩa mục đích dự định của công trình và về các tiêu chí thí nghiệm đo thông số vận hành của công trình hoàn thành.

- + Theo khoản 5.8, nếu có các lỗi, bỏ sót, tối nghĩa, mâu thuẫn, không đầy đủ hoặc các sai sót khác được phát hiện ở các tài liệu của nhà thầu, bất kể tài liệu đó đã được chủ đầu tư chấp thuận hoặc phê duyệt, nhà thầu phải điều chỉnh thiết kế và công trình đã thi công theo thiết kế đó bằng chi phí của nhà thầu.

- Rủi ro về vật tư, thiết bị. Theo điều 7, chủ đầu tư có quyền kiểm tra, kiểm định, đo lường và thí nghiệm các

vật tư, thiết bị trong quá trình gia công, chế tạo hoặc thi công tại công trường. Tuy nhiên, các hoạt động này của chủ đầu tư không giải phóng bất kỳ trách nhiệm hoặc nghĩa vụ nào của nhà thầu theo hợp đồng. Theo kết quả của các hoạt động này hoặc trong quá trình thực hiện hợp đồng, nếu phát hiện các vật tư, thiết bị có khiếm khuyết hoặc không tuân thủ hợp đồng, chủ đầu tư có thể từ chối không chấp nhận vật tư, thiết bị đó.

- Rủi ro về tiến độ hoàn thành. Theo điều 8, nhà thầu chịu mọi rủi ro về tiến độ trong quá trình thực hiện, ngoại trừ trường hợp được kéo dài thời hạn hoàn thành khi chủ đầu tư chỉ thị các lệnh thay đổi (Variation) hoặc khi có sự chậm trễ do cơ quan chức năng hoặc chủ đầu tư gây ra.

- Rủi ro không đạt kết quả thí nghiệm hoàn thành. Theo khoản 9.4, nếu kết quả thí nghiệm khi hoàn thành không đạt yêu cầu, chủ đầu tư có quyền từ chối tiếp nhận công trình/phần công trình được thí nghiệm, hoặc có thể tiếp nhận nhưng sẽ khấu trừ khoản tiền tương ứng với giá trị giảm đi của công trình mà họ sẽ chịu.

- Rủi ro trách nhiệm đối với các khiếm khuyết, hư hỏng. Theo điều 11, sau khi chủ đầu tư tiếp nhận công trình để vận hành và trong giai đoạn bảo hành, nhà thầu vẫn chịu trách nhiệm sửa chữa, khắc phục, bằng chi phí và rủi ro của nhà thầu, các khiếm khuyết, hư hỏng bởi các nguyên nhân do thiết kế công trình, do vật tư, thiết bị hoặc tay nghề không tuân thủ đúng hợp đồng hoặc do vận hành hay bảo trì sai mà nguyên nhân được quy do lỗi đào tạo hay do các sổ tay vận hành và bảo trì được nhà thầu trình.

- Rủi ro đối với thương tật con người và mất mát tài sản. Theo điều 17, nhà thầu chịu mọi trách nhiệm về thương tật con người, mất mát, hư hỏng tài sản xảy ra trong quá trình thiết kế, thi công và hoàn thành công trình, ngoại trừ những trường hợp do lỗi của chủ đầu tư.

- Rủi ro do không tuân thủ đúng quy trình báo trước. Theo điều 20, nếu có tình huống hoặc sự kiện mà nhà thầu cho rằng họ có quyền theo hợp đồng đòi gia hạn thời gian hoàn thành và/hoặc được thanh toán bổ sung, thì cần phải thông báo cho chủ đầu tư trong vòng 28 ngày kể từ khi nhà thầu nhận biết hoặc lẽ ra đã phải ý thức được về tình huống hoặc sự kiện đó. Nếu nhà thầu không thông báo cho chủ đầu tư trong thời hạn này, chủ đầu tư được giải phóng toàn bộ trách nhiệm pháp lý liên quan đến khiếu nại.

Về phía chủ đầu tư, khi lựa chọn loại hợp đồng EPC, sẽ chịu các rủi ro chính như: rủi ro liên quan đến bàn giao mặt bằng công trường và quyền tiếp cận công trường của nhà thầu (khoản 2.1 - Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC), rủi ro ngừng thi công khi phát hiện cổ vật ở công trường (khoản 4.24), rủi ro chậm trễ thí nghiệm do các chỉ dẫn của chủ đầu tư (khoản 7.4), rủi ro kéo dài thời gian hoàn thành do chủ đầu tư phát hành các lệnh thay đổi hoặc do các nguyên nhân bị quy cho lỗi của chủ đầu tư hay các cơ quan chức năng (các khoản 8.4 và 8.5), rủi ro do lệnh đình chỉ công trình của chủ đầu tư (khoản 8.9), rủi ro do chậm thanh toán (khoản 14.8), rủi ro do các trường hợp bất khả kháng (khoản 19.4) và rủi ro do khiếu nại của nhà thầu (khoản 20.1).

Với các nội dung điều khoản về rủi ro nêu trên, có thể thấy hầu hết các rủi ro thực hiện thiết kế, cung cấp vật tư, thiết bị và thi công xây dựng công trình đều do nhà thầu gánh chịu. Vì vậy, theo Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn FIDIC, loại hợp đồng EPC không thích hợp để áp dụng cho các trường hợp sau:

- + Nếu không có đủ thời gian hoặc thông tin để các nhà dự thầu nghiên cứu và kiểm tra “Các yêu cầu của chủ đầu tư” hoặc để họ thực hiện các công việc thiết kế, nghiên cứu đánh giá rủi ro và lập dự toán giá chào trong giai đoạn chuẩn bị hồ sơ chào thầu EPC.

- + Nếu công trình sẽ bao gồm công việc đáng kể dưới mặt đất hoặc công việc ở các khu vực khác mà các nhà dự thầu không thể kiểm tra được.

- + Nếu chủ đầu tư dự định giám sát chặt chẽ hoặc kiểm soát công việc của nhà thầu, hoặc thẩm tra, phê duyệt hầu hết các bản vẽ thiết kế thi công.

- + Nếu giá trị mỗi đợt thanh toán trong thời gian thực hiện hợp đồng cần phải được người có thẩm quyền hoặc một bên trung gian xác định.

Theo FIDIC, đối với các trường hợp này nên áp dụng loại hợp đồng cung cấp nhà máy và thiết kế - xây dựng (*Contract for plant and design - build*).

Đối với việc thực hiện công trình theo hình thức EPC, Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn FIDIC khuyến cáo các bước thực hiện, các điểm cần lưu ý như sau:

- + Chủ đầu tư chuẩn bị “Các yêu cầu của chủ đầu tư” mô tả các nguyên lý và thiết kế cơ sở của nhà máy căn cứ trên các yêu cầu về chức năng nhà máy, để gửi cho nhà thầu. Tiếp theo, nhà thầu phải được phép và được yêu cầu

kiểm tra tất cả các dữ liệu và thông tin liên quan nêu trong tài liệu “các yêu cầu của chủ đầu tư” và thực hiện các cuộc khảo sát cần thiết. Nhà thầu cũng phải thực hiện bước thiết kế của riêng mình để có thông tin chi tiết về các thiết bị và nhà máy cụ thể mà họ dự định chào và ở bước thiết kế này nhà thầu có thể đề xuất các giải pháp tốt nhất cho thiết bị của họ và dựa theo kinh nghiệm của họ. Với việc thực hiện đầy đủ các bước chuẩn bị này, nhà thầu đánh giá được các rủi ro và chào giá phù hợp với các rủi ro mà họ gánh chịu.

+ Trong quá trình thực hiện hợp đồng, nhà thầu phải được tự do thực hiện công trình theo phương pháp chọn của họ, miễn sao kết quả cuối cùng đáp ứng các tiêu chí về thành quả công trình được chủ đầu tư đưa ra. Do đó, chủ đầu tư chỉ nên thực hiện việc kiểm soát một cách hạn chế và nói chung không can thiệp vào công việc của nhà thầu.

Hiển nhiên là chủ đầu tư muốn biết và theo dõi tiến độ công trình và muốn được bảo đảm rằng chương trình tiến độ đang được tuân thủ. Họ cũng muốn biết rằng chất lượng công trình là đúng như đã yêu cầu và các thí nghiệm đo, kiểm tra thông số vận hành/tính năng của công trình đạt các thông số đã cam kết. Mức độ tham gia theo dõi và kiểm soát của chủ đầu tư đối với các vấn đề nêu trên được nêu rõ tại các điều khoản của Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC như được trình bày ở mục 4.6.

FIDIC lưu ý đặc trưng của loại hợp đồng EPC là nhà thầu phải chứng minh tính tin cậy và hiệu năng của thiết bị và nhà máy của họ. Do đó, chủ đầu tư cần đặc biệt chú trọng đến “các thí nghiệm khi hoàn thành” thường diễn ra qua khoảng thời gian vài tháng. Chủ đầu tư chỉ thực hiện việc tiếp nhận công trình sau khi hoàn thành thành công các thí nghiệm này.

4. Một số vấn đề quan tâm khi áp dụng hình thức hợp đồng EPC ở Việt Nam

4.1. Về cơ sở lập hồ sơ “Các yêu cầu của chủ đầu tư”

Đối với các dự án thực hiện theo hình thức EPC ở Việt Nam, thông thường chủ đầu tư lập hồ sơ “Các yêu cầu của chủ đầu tư” trên cơ sở thiết kế kỹ thuật hoặc thiết kế FEED (Front end engineering and design), để phát hành cho nhà thầu. Bước thiết kế kỹ thuật hay thiết kế FEED bao gồm các nội dung công việc thiết kế theo quy định hoặc thông lệ như sau:

- Tính toán lại và làm rõ phương án lựa chọn kỹ thuật sản xuất, dây chuyền công nghệ, lựa chọn thiết bị, so sánh các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật, kiểm tra các số liệu làm căn cứ thiết kế.

- Lập danh mục các tiêu chuẩn xây dựng và các chỉ dẫn kỹ thuật được áp dụng.

- Lập các yêu cầu thiết kế về độ tin cậy, an toàn, mức độ thuận tiện trong bảo trì và tác động môi trường.

- Thiết kế tích hợp các hệ thống và xác định giao diện.

- Lập tài liệu đặc tính kỹ thuật (specifications) và các bản vẽ.

- Lập tiến độ thực hiện công trình.

Tuy nhiên, khi phát triển thiết kế ở bước này, do chưa có đầy đủ thông tin cần thiết (chẳng hạn do chưa chọn được thiết bị công nghệ chính của nhà máy) nên nhà tư vấn thiết kế đưa ra một số giả định về tiêu chí thiết kế (design criteria), về tính năng, kích cỡ thiết bị dự kiến lựa chọn và để mở một số phương án thiết kế để xem xét, quyết định trong giai đoạn thiết kế sau. Với các giả định và một số thông tin còn để mở khi thiết kế dẫn đến các tính toán thiết kế chuyên ngành (xây dựng, cơ nhiệt, điện...) trong hồ sơ thiết kế kỹ thuật có độ chính xác không cao, do đó không thể căn cứ vào các tính toán thiết kế này để yêu cầu nhà thầu tuân thủ hoàn toàn và chào thầu. Hơn nữa, độ không chắc chắn của thiết kế sẽ tác động đến các giá trị dự toán thiết bị, dự toán vật liệu, dự toán nhân công... khi chủ đầu tư lập tổng dự toán và xác định giá trị gói thầu EPC như đề cập ở phần sau.

Về mặt tiến độ, nhà tư vấn thiết kế thường chỉ đưa ra các mốc thời gian yêu cầu hoàn thành trên cơ sở tham khảo một số dự án khác chứ chưa lập được tiến độ cụ thể dựa trên việc xem xét, đánh giá các yếu tố tác động liên quan đến dự án đặc thù (điều kiện địa điểm, phạm vi công việc, phương thức thực hiện dự án, năng lực nhà thầu...) nên nếu ràng buộc tiến độ này cho nhà thầu mà không cho phép họ nghiên cứu kỹ để đề xuất tiến độ cụ thể của họ, sẽ dẫn đến tiến độ được đưa vào hợp đồng không có tính khả thi khi triển khai thực hiện.

Chính vì các vấn đề nêu trên, nếu chủ đầu tư giao cho nhà thầu hồ sơ thiết kế kỹ thuật để đàm phán ký hợp đồng EPC thì khi thực hiện hợp đồng sẽ nảy sinh nhiều tranh cãi về phát sinh hợp đồng liên quan đến việc viện dẫn các giải pháp thiết kế và tính toán nêu tại hồ sơ thiết kế kỹ thuật vốn có độ chính xác không cao.

Mục đích của bước thiết kế kỹ thuật ở các dự án thực hiện theo hình thức EPC là để lập tổng dự toán và hồ sơ mời thầu. Vì vậy, chủ đầu tư cần chuẩn bị kỹ hồ sơ "Các yêu cầu của chủ đầu tư" dựa trên cơ sở hồ sơ thiết kế kỹ thuật để phát hành cho nhà thầu và cho phép nhà thầu có thời gian để phát triển thiết kế phù hợp với các thiết bị công nghệ chính được họ dự kiến chào, đồng thời họ có thể để xuất các giải pháp thiết kế tốt nhất đối với thiết bị cụ thể của họ trong hồ sơ chào thầu.

4.2. Về giá gói thầu EPC

Giá trị gói thầu EPC được ước tính căn cứ theo tổng dự toán xây dựng công trình được lập ở bước thiết kế kỹ thuật. Tuy nhiên, có một số điểm chưa hợp lý hiện nay trong công tác lập tổng dự toán, lập giá gói thầu EPC dẫn đến các vướng mắc trong lựa chọn nhà thầu EPC, đặc biệt là khi chỉ định thầu EPC trong nước. Với việc lựa chọn hợp đồng EPC trọn gói là chủ đầu tư chuyển giao hầu hết các rủi ro sang cho nhà thầu và nhà thầu thường chào giá bao gồm chi phí dự phòng rủi ro cao để gánh chịu các rủi ro có thể xảy ra. Vì vậy, cần thiết phải xác định được chi phí dự phòng rủi ro của dự án trên cơ sở đánh giá rủi ro, từ đó phân bổ phần chi phí dự phòng rủi ro hợp lý vào giá gói thầu EPC.

Hiện nay, theo quy định hiện hành của Việt Nam về lập tổng dự toán xây dựng công trình, chi phí dự phòng G_{DP} bao gồm: chi phí dự phòng cho yếu tố khối lượng công việc phát sinh, chi phí dự phòng cho yếu tố trượt giá. Đối với các công trình có thời gian thực hiện đến 2 năm, chi phí dự phòng được tính bằng 10% trên tổng chi phí (G_{XD} - xây dựng, G_{TB} - thiết bị, G_{QLDA} - quản lý dự án, G_{TV} - tư vấn đầu tư xây dựng và G_K - chi phí khác). Còn đối với công trình có thời gian thực hiện trên 2 năm, chi phí dự phòng được tính bằng 5% trên tổng chi phí (G_{XD} , G_{TB} , G_{QLDA} , G_{TV} và G_{DP}) cộng với chi phí dự phòng cho yếu tố trượt giá được tính theo chỉ số giá xây dựng của từng loại công trình xây dựng, khu vực và độ dài thời gian xây dựng.

Việc ấn định tỷ lệ chi phí dự phòng rủi ro theo quy định Việt Nam như nêu trên là không dựa trên cơ sở đánh giá, phân tích các rủi ro đối với từng dự án đặc thù và do đó, không thể hiện giá trị tương xứng với các rủi ro có thể xảy ra. Hiện nay, theo lý thuyết quản lý dự án hiện đại trên thế giới người ta không ấn định trước tỷ lệ chi phí dự phòng, mà thay vào đó, chi phí dự phòng rủi ro của dự án được lập trên cơ sở đánh giá, phân tích các

rủi ro của dự án đó [2, 3, 4]. Các bước xác định chi phí dự phòng rủi ro như sau: lập dự toán cơ sở; xác định các yếu tố rủi ro ảnh hưởng đến dự toán cơ sở; xác định ảnh hưởng của các yếu tố rủi ro lên dự toán cơ sở; sử dụng công cụ hoặc mô hình phân tích rủi ro; diễn giải các kết quả phân tích rủi ro và chọn xác suất mong muốn để xác định chi phí dự phòng rủi ro cần thiết cho dự án. Hiện có nhiều phương pháp xác định chi phí dự phòng rủi ro dự án như: phương pháp đánh giá của chuyên gia, phương pháp phân tích mô phỏng sử dụng giá trị kỳ vọng, phương pháp ước lượng khoảng biến thiên... [3, 4].

Ở Việt Nam, vì không xác định chi phí dự phòng dựa trên việc đánh giá rủi ro, chủ đầu tư không có cơ sở để phân bổ chi phí dự phòng rủi ro cho từng yếu tố rủi ro và cho từng giai đoạn dự án, để qua đó phân bổ phần chi phí dự phòng rủi ro hợp lý cho các công tác E, P, C vào giá gói thầu EPC, để làm căn cứ đánh giá giá chào và đàm phán giá hợp đồng với nhà thầu.

Một điểm bất cập khác là một số chủ đầu tư trong nước xác định chi phí dự phòng theo tỷ lệ 10% để đưa vào giá trị tổng dự toán, nhưng khi xác định giá gói thầu EPC lại không phân bổ phần chi phí dự phòng vào. Mặc dù chuyển giao rủi ro sang cho nhà thầu nhưng chủ đầu tư lại giữ toàn bộ chi phí dự phòng được xác định theo tổng dự toán. Với các điểm chưa hợp lý này, khi sử dụng giá gói thầu EPC để chỉ định thầu EPC trong nước, các nhà thầu được chỉ định khó có thể đảm bảo thực hiện thành công hợp đồng với mức giá trọn gói đó.

Vì vậy, để xác định được giá gói thầu EPC, các chủ đầu tư trong nước cần yêu cầu đơn vị tư vấn, khi lập tổng mức đầu tư hoặc tổng dự toán công trình, ngoài việc phải lập dự toán cơ sở một cách đầy đủ, phải tiến hành đánh giá rủi ro, xác định chi phí dự phòng rủi ro để đưa vào giá trị tổng mức đầu tư/tổng dự toán (giá trị tổng mức đầu tư/tổng dự toán = dự toán cơ sở + chi phí dự phòng rủi ro) và tiếp theo đó, phân bổ phần chi phí dự phòng rủi ro hợp lý vào giá gói thầu EPC.

4.3. Về thời gian chuẩn bị hồ sơ chào thầu

Theo Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn FIDIC, đối với loại hợp đồng EPC, cần có đủ thời gian để các nhà dự thầu chuẩn bị hồ sơ chào thầu EPC trên cơ sở nghiên cứu và kiểm tra "Các yêu cầu của chủ đầu tư", thực hiện các công việc thiết kế, nghiên cứu đánh giá rủi ro (đặc biệt là các rủi ro do các khó khăn không lường trước và rủi ro về độ

chính xác các dữ liệu có trong tài liệu của chủ đầu tư) và lập dự toán giá chào.

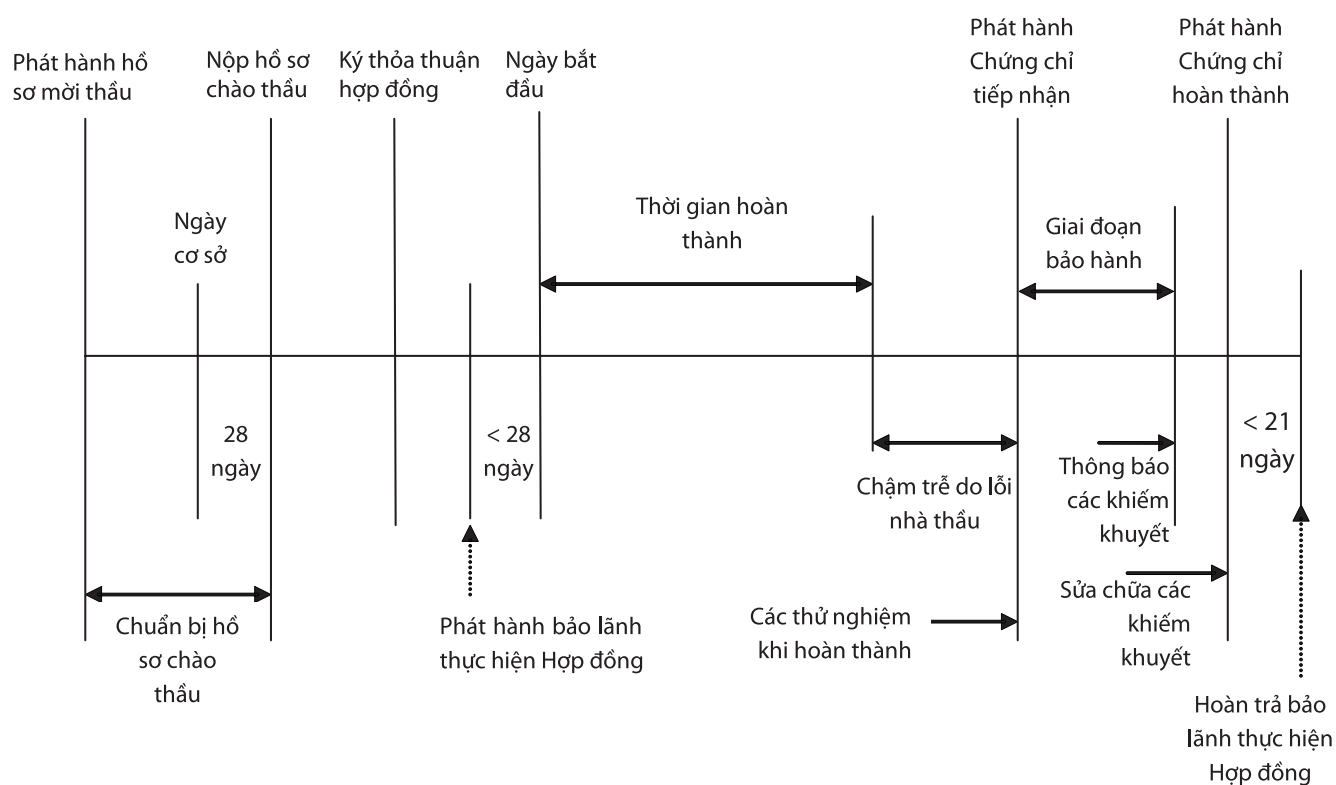
FIDIC có đưa ra sơ đồ trình tự các mốc, các sự kiện đối với quá trình lựa chọn và thực hiện hợp đồng EPC như trình bày dưới đây [1]. Đối với giai đoạn chuẩn bị hồ sơ chào thầu, FIDIC còn đưa ra định nghĩa “Ngày cơ sở” là ngày trước hạn cuối nộp hồ sơ chào thầu 28 ngày. Mục đích của Ngày cơ sở là mốc để xác định có hay không việc điều chỉnh giá hợp đồng khi thay đổi luật áp dụng. Theo đó, nếu thay đổi luật trước Ngày cơ sở, giá hợp đồng không được điều chỉnh, còn nếu thay đổi luật sau Ngày cơ sở và có ảnh hưởng đến giá hợp đồng thì cho phép điều chỉnh giá hợp đồng. Như vậy, Ngày cơ sở có thể xem là thời điểm nhà thầu xác định giá chào liên quan đến luật áp dụng.

Với nội dung trình bày trên, có thể thấy thời gian chuẩn bị hồ sơ chào thầu EPC rất được chú trọng và bao gồm cả khoảng thời gian cần thiết để nhà thầu chào giá trên cơ sở luật áp dụng. Thông thường, cần khoảng 3 tháng để chuẩn bị hồ sơ chào thầu EPC cho các dự án nhà máy điện hoặc nhà máy công nghiệp và cần khoảng 4 tháng để chủ đầu tư làm rõ, đánh giá hồ sơ chào và thương thảo, đàm phán hoàn thiện hợp đồng với nhà thầu.

Trong khi đó, khi chỉ định thầu EPC cho các nhà thầu trong nước, một số chủ đầu tư có xu hướng áp đặt thiết kế kỹ thuật và giá trị gói thầu cho nhà thầu và yêu cầu nhà thầu đàm phán ngay để ký kết hợp đồng. Với cách làm này, nhà thầu không có thời gian chuẩn bị và dựa hoàn toàn vào các thông tin, dữ liệu thiết kế có trong hồ sơ “Các yêu cầu của chủ đầu tư” nhưng lại gánh chịu hầu hết các rủi ro sau này khi thực hiện hợp đồng EPC nên các nội dung thỏa thuận tại hợp đồng không thật sự công bằng với nhà thầu, và khi triển khai thực hiện hợp đồng xảy ra nhiều vướng mắc, đôi khi dẫn đến việc thực hiện hợp đồng không còn khả thi về mặt giá, tiến độ thực hiện và không còn đúng bản chất hợp đồng EPC.

4.4. Về trách nhiệm đối với thiết kế

Đối với loại hợp đồng EPC, nhà thầu chịu trách nhiệm toàn bộ về công tác thiết kế và sản phẩm thiết kế. Chủ đầu tư chỉ xem xét, chấp thuận/phê duyệt một phần thiết kế bản vẽ thi công (những tài liệu thiết kế được chủ đầu tư chú trọng); còn các tài liệu thiết kế khác được nhà thầu cấp cho chủ đầu tư để biết thông tin. Các tài liệu nào chủ đầu tư cần xem xét để chấp thuận/phê duyệt sẽ được hai bên thống nhất trong giai đoạn đàm phán hợp đồng. Tuy vậy, việc chấp thuận/phê duyệt tài liệu thiết kế của chủ



đầu tư không giải phóng bất kỳ trách nhiệm nào của nhà thầu về sản phẩm thiết kế trong giai đoạn thực hiện cũng như trong giai đoạn bảo hành công trình. Ngoài ra, theo khoản 17.1 - Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, nhà thầu phải bảo đảm cho chủ đầu tư khỏi tất cả các khiếu nại, thiệt hại, tổn thất và các phí tổn (bao gồm cả các chi phí pháp lý) liên quan đến tổn thất tài sản hoặc con người do nguyên nhân của thiết kế.

Trong khi đó, theo quy định hiện hành của Việt Nam, chủ đầu tư phải tổ chức nghiệm thu, thẩm định, phê duyệt thiết kế bản vẽ thi công và chịu trách nhiệm trước pháp luật về kết quả thẩm định, phê duyệt của mình. Quy định này phù hợp với các hình thức thực hiện dự án thông thường nhưng rõ ràng là chưa phù hợp với hình thức hợp đồng EPC theo thông lệ quốc tế quy định trách nhiệm toàn diện của nhà thầu EPC đối với sản phẩm thiết kế như nêu trên. Trong bối cảnh loại hợp đồng EPC đã và đang áp dụng nhiều ở Việt Nam và có sự tham gia của cả nhà thầu nước ngoài và nhà thầu trong nước, đòi hỏi sự cần thiết của văn bản pháp luật quy định cụ thể về quyền và nghĩa vụ của các bên đối với hợp đồng EPC phù hợp với thông lệ quốc tế.

4.5. Về thiết kế tối ưu kinh tế - kỹ thuật trong quá trình thực hiện hợp đồng

Theo các khoản 13.2 và 13.3 - Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, trong quá trình thực hiện hợp đồng nhà thầu có thể thực hiện thiết kế tối ưu kinh tế - kỹ thuật (*Value engineering*) và nếu thấy phương án thiết kế đem lại những lợi ích cho chủ đầu tư như: có thể rút ngắn thời gian hoàn thành; hoặc giảm chi phí cho chủ đầu tư liên quan đến thực hiện, bảo trì hay vận hành công trình; hoặc nâng cao hiệu quả hay giá trị của công trình hoàn thành đối với chủ đầu tư, nhà thầu có thể trình đề xuất phương án thiết kế đó lên chủ đầu tư, mô tả cụ thể công việc, thời gian hoàn thành và giá trị hợp đồng điều chỉnh, để chủ đầu tư xem xét, quyết định. Giá trị điều chỉnh hợp đồng sẽ được thống nhất trên cơ sở xem xét đến chi phí lập đề xuất và khoản lợi nhuận hợp lý của nhà thầu.

Tuy nhiên, khi thực hiện các hợp đồng EPC, một số nhà thầu EPC trong nước không hiểu rõ hoặc vận dụng tốt điều khoản hợp đồng này để mang lại lợi ích cho cả chủ đầu tư và nhà thầu. Hoặc có trường hợp chủ đầu tư sử dụng Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC nhưng liên quan đến điều khoản này lại loại bỏ phần nêu rõ việc điều chỉnh giá hợp đồng phải bao gồm khoản lợi nhuận hợp lý của

nhà thầu và như vậy sẽ không có động lực để nhà thầu nghiên cứu và đề xuất giải pháp thiết kế tối ưu cho chủ đầu tư.

4.6. Về sự tham gia của chủ đầu tư trong quá trình thực hiện hợp đồng

Với việc lựa chọn loại hợp đồng EPC, chủ đầu tư giảm được chi phí quản lý dự án so với các hình thức thực hiện khác. Chủ đầu tư chỉ thành lập một bộ phận/ban quản lý dự án với bộ máy tinh gọn nhằm thực hiện các nhiệm vụ chủ yếu của chủ đầu tư, theo Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC [1] như sau: bàn giao mặt bằng sạch đúng tiến độ cho nhà thầu; hỗ trợ nhà thầu trong việc xin các giấy phép, giấy chứng nhận theo quy định của pháp luật; thu xếp tài chính để thanh toán và thanh toán đúng hạn cho nhà thầu; chấp thuận các nhân sự chính của nhà thầu; xem xét để chấp thuận những tài liệu thiết kế chính trong toàn bộ hồ sơ thiết kế chi tiết, thiết kế bản vẽ thi công do nhà thầu lập; xem xét để chấp thuận các mẫu vật liệu do nhà thầu trình; có quyền tiếp cận và kiểm tra tất cả các vật tư, thiết bị trong quá trình chế tạo, gia công hoặc khi đến công trình; theo dõi tiến độ thực hiện qua các báo cáo hàng tháng của nhà thầu; tổ chức lực lượng tham gia đào tạo vận hành để chuẩn bị tiếp quản nhà máy; chứng kiến các thử nghiệm khi hoàn thành; tiếp nhận công trình/bộ phận công trình và bàn giao cho đơn vị quản lý sử dụng công trình.

Tuy vậy, khi vận dụng hình thức thực hiện EPC đối với các dự án ở Việt Nam, một số yêu cầu bổ sung về sự tham gia của chủ đầu tư để phù hợp với các quy định hiện hành (Nghị định số 48/2010/CP-NĐ, Nghị định số 209/2004/NĐ-CP) đã và đang được áp dụng như sau:

+ Nhà thầu phải trình danh sách các nhà thầu phụ cùng với năng lực, kinh nghiệm để chủ đầu tư xem xét, chấp thuận, trong khi theo Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, nhà thầu chỉ gửi thông báo trước để báo cho chủ đầu tư biết về việc giao thầu phụ của nhà thầu và nhà thầu chịu trách nhiệm đối với các hành động hoặc các vi phạm của các nhà thầu phụ như thể là các hành động hoặc các vi phạm của chính nhà thầu. Yêu cầu bổ sung này của chủ đầu tư về việc chấp thuận các nhà thầu phụ cũng không giải thoát bất kỳ trách nhiệm nào của nhà thầu theo hợp EPC.

+ Chủ đầu tư xem xét, chấp thuận toàn bộ hồ sơ thiết kế, trong khi theo Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, chủ đầu tư chỉ xem xét để chấp thuận một số tài liệu thiết kế. Để tuân thủ yêu cầu này, cá bên cần vận dụng như sau:

ngoài các tài liệu được hai bên thống nhất là cần được trình chủ đầu tư chấp thuận hoặc phê duyệt, đối với các tài liệu thiết kế khác chủ đầu tư vẫn tiến hành xem xét và chấp thuận bằng hình thức đóng dấu “chấp thuận để biết thông tin” (accepted for information).

+ Chủ đầu tư giám sát thường xuyên việc thực hiện công việc, trong khi theo Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, chủ đầu tư chỉ kiểm tra, chứng kiến các công việc cần thiết. Vì vậy, để phù hợp với quy định hiện hành đối với công tác thi công xây dựng, chủ đầu tư có bộ phận giám sát công việc hàng ngày và ghi nhật ký giám sát thi công.

Việc tham gia “bổ sung” của chủ đầu tư so với thông lệ quốc tế cần được thể hiện tại các điều kiện hợp đồng khi soạn thảo dự thảo hợp đồng để đưa vào hồ sơ mời thầu và cần được thảo luận, thống nhất khi đàm phán hợp đồng EPC. Chủ đầu tư tránh can thiệp vào các công việc thuộc quyền và nghĩa vụ của nhà thầu EPC theo hợp đồng (chẳng hạn như quản lý và chịu hoàn toàn trách nhiệm đối với các công việc của các nhà thầu phụ) để tránh các khiếu nại từ phía nhà thầu EPC. Trong trường hợp nhà thầu EPC vi phạm hoặc không thực hiện đúng hợp đồng, chủ đầu tư có các quyền và chế tài xử lý theo hợp đồng như: đình chỉ công việc (khoản 8.8, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC); chủ đầu tư thực hiện phần việc chậm trễ với rủi ro và chi phí của tổng thầu (khoản 9.2, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC - chậm trễ công tác thí nghiệm khi hoàn thành); chủ đầu tư thực hiện hoặc thuê bên thứ ba thực hiện nếu nhà thầu chậm khắc phục khiếm khuyết (khoản 11.4, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC); chấm dứt hợp đồng (điều 15, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC); phạt bồi thường thiệt hại do chậm tiến độ (khoản 8.7, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC); phạt bồi thường do không đạt tính năng công trình như cam kết (khoản 9.4, Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC).

5. Kết luận

Với bối cảnh loại hợp đồng EPC đã và đang áp dụng nhiều ở Việt Nam và có sự tham gia của cả nhà thầu nước ngoài và nhà thầu trong nước, đòi hỏi sự cần thiết có văn bản pháp luật ban hành một bộ hợp đồng EPC mẫu quy định cụ thể về quyền và nghĩa vụ của các bên trên cơ sở bộ Điều kiện hợp đồng EPC của FIDIC, có xem xét điều chỉnh một số nội dung cho phù hợp với quy định pháp luật của Việt Nam. Đối với loại hợp đồng EPC, cần nhấn mạnh trách nhiệm toàn diện của nhà thầu đối với các công tác E (thiết kế), P (cung cấp vật tư thiết bị),

C (thi công xây dựng), đặc biệt là trách nhiệm pháp lý đối với sản phẩm thiết kế của họ.

Khi áp dụng loại hợp đồng EPC, các chủ đầu tư và nhà thầu trong nước cần hiểu đúng bản chất hợp đồng EPC và vận dụng đúng các điều kiện hợp đồng EPC, có chú trọng đến điều kiện hợp đồng mang lại lợi ích cho cả chủ đầu tư và nhà thầu (như điều khoản về thiết kế tối ưu kinh tế - kỹ thuật).

Trong giai đoạn chuẩn bị lựa chọn nhà thầu EPC, các chủ đầu tư cần chuẩn bị kỹ hồ sơ “Các yêu cầu của chủ đầu tư” và xác định giá trị gói thầu EPC trên cơ sở phân tích và phân bổ chi phí dự phòng rủi ro vào gói thầu EPC một cách hợp lý. Khi lựa chọn nhà thầu, các chủ đầu tư phải cho phép khoảng thời gian chuẩn bị cần thiết để các nhà thầu nghiên cứu và lập hồ sơ chào thầu do đây là giai đoạn quan trọng hình thành các nội dung và các cam kết của các bên theo hợp đồng.

Khi triển khai thực hiện hợp đồng, chủ đầu tư tham gia với mức độ như quy định tại các điều khoản của hợp đồng và không can thiệp thêm nữa vào công việc của nhà thầu để tránh các khiếu nại từ phía nhà thầu, ngoại trừ sự “can thiệp” cần thiết là buộc nhà thầu thực hiện nghiêm chỉnh các điều khoản cam kết tại hợp đồng. Để hình thành nên thị trường xây dựng trong nước có tính cạnh tranh và lành mạnh, các hành động hoặc các vi phạm hợp đồng của các bên trong quá trình thực hiện cần được phân xử theo đúng quy định hợp đồng và luật áp dụng.

Tài liệu tham khảo

1. Hiệp hội Quốc tế các kỹ sư tư vấn. *Điều kiện Hợp đồng FIDIC - Điều kiện Hợp đồng dự án EPC chìa khóa trao tay*. Nhà xuất bản Xây dựng. 2002.
2. Peter G. Hessler. *Power plant construction management: A survival guide*. PennWell. 2005.
3. AACE International recommended practice No. 40R-08. *Contingency estimating - general principles*. The association for the advancement of cost engineering. 2008.
4. AACE International recommended practice No. 41R-08. *Risk analysis and contingency determination using range Estimating*. The association for the advancement of cost engineering. 2008.

CÁC NGUỒN THAY THẾ nhiên liệu truyền thống

Theo thống kê của các cơ quan nghiên cứu năng lượng Mỹ và quốc tế, lượng dầu mỏ tiêu thụ toàn cầu hiện nay khoảng 86 triệu thùng/ngày và dự báo đến năm 2025 sẽ tăng lên khoảng 118 triệu thùng/ngày. Trong đó, Mỹ là nước tiêu thụ nhiều nhất (chiếm 24%) hiện đang phải nhập thêm 10,5 triệu thùng/ngày và có thể tăng lên 19,7 triệu thùng/ngày vào năm 2025. Với 53% nhu cầu dầu mỏ phụ thuộc vào nguồn cung từ nước ngoài, Mỹ hiện là nước dẫn đầu về tìm nguồn nhiên liệu thay thế. Nhiều nước trên thế giới cũng đang tìm các nguồn thay thế nhiên liệu truyền thống và cắt giảm lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính.

1. Ắc quy Li-ion

Công ty Đóng tàu DCNS (Pháp) đã hoàn thành công trình nghiên cứu về ứng dụng công nghệ chế tạo ắc quy Li-ion thể hệ mới trước hết dùng cho tàu ngầm. Từ nhiều năm nay, Công ty này đã hợp tác với Saft - hãng sản xuất ắc quy Li-ion để thiết kế, sản xuất các module, hệ thống, thiết bị điện tử điều khiển, phần mềm để tích hợp và bảo đảm năng lượng an toàn cho tàu ngầm. Theo DCNS, công nghệ mới sẽ giúp tàu ngầm tăng gấp đôi thời gian chạy ở trạng thái lặn với tốc độ cao, giảm khả năng dễ bị phát hiện, tăng tầm xa, nâng cao độ an toàn và giảm yêu cầu bảo dưỡng.

Hãng Saft đã phát triển và thử nghiệm 1 module 40 pin cho hệ thống dự trữ năng lượng của hải quân trên cơ sở công nghệ ắc quy Li-ion VL45E (ban đầu để sử dụng cho xe điện). Ắc quy VL45E có 2 module đó là M0 (gồm 40 pin cung cấp năng lượng 141Wh/l) và M1 (gồm 40 pin, cung cấp năng lượng 180Wh/l). So với ắc quy chì - acid, các module công nghệ Li-ion có thể phóng dòng cao áp, cung cấp cùng một mức năng lượng từ tốc độ thấp đến tốc độ cao.

Công nghiệp đóng tàu ngầm của Đức cũng đang áp dụng giải pháp tương tự để đảm bảo năng lượng cho tàu ngầm diesel điện. Ắc quy Li-ion do Công ty Đóng tàu Howaldtswerke - Deutsche Werft (HDW) hợp tác với hãng sản xuất ắc quy GAIA chế tạo có điện thế 3,6V với điện lượng gần 500Ah. Loại ắc quy này được làm bằng những lớp lá kim loại mỏng cuộn tròn và hàn kín trong vỏ thép không gỉ thành hình trụ dài 210mm và đường kính 170mm, trọng lượng 17kg. Năng lượng dự trữ tương đương 1.800Wh, mật độ năng lượng 360Wh/l và hiệu suất nạp 98%.

Hiện nay, ý tưởng của HDW về công nghệ Li-ion là tạo ra một tổ hợp 2 bộ ắc quy thành phần. Mỗi bộ ắc quy thành phần gồm 18 chuỗi ắc quy để tạo ra điện áp 662,4V (như điện áp sử dụng cho động cơ đẩy) với 8 module ắc quy có cùng kích thước bên ngoài như module ắc quy chì - acid khoảng 1.450 x 500 x 290mm. Mỗi module có 23 ắc quy Li-ion để tạo ra điện áp 82,8V, điện lượng khoảng 500Ah và mật độ năng lượng khoảng 40kWh.

Ắc quy Li-ion có ưu điểm là không phải bảo dưỡng khi sử dụng nên tuổi thọ có thể kéo dài 10 - 15 năm. Loại ắc quy này không cần đến những hệ thống phụ trợ và luôn biết được mức điện áp nên tiếng ồn giảm; không cần có khoảng hở để bảo dưỡng nên có thể lắp thêm các linh kiện khác... Tuy nhiên, ắc quy Li-ion cũng có những nhược điểm, có thể bị hư hại do nạp quá mức, quá nóng và đoản mạch, gây nổ và làm thủng ắc quy. Theo hãng GAIA, ắc quy Li-ion ứng dụng công nghệ này có giá thành cao gấp 3 lần so với ắc quy chì - acid dù chúng được sử dụng rộng rãi trong các thiết bị điện tử dân dụng.

2. Pin nhiên liệu

Dẫn đầu trong lĩnh vực pin nhiên liệu là hãng Protonex của Mỹ. Với công nghệ màng trao đổi proton, Protonex đã chế tạo ra loại pin nhiên liệu sử dụng cho các phương tiện cơ động của quân đội Mỹ, đồng thời phát triển thêm pin nhiên liệu oxide rắn. Pin nhiên liệu phát điện thông qua quá trình điện cơ. Điện sinh ra khi hydro đi qua chống tấm lưỡng cực bên cạnh các cụm điện cực màng gồm một chất điện phân và hai điện cực xốp bọc chất xúc tác.

Protonex đang đẩy mạnh việc ứng dụng công nghệ pin nhiên liệu PEM cho máy bay không người lái cỡ nhỏ và xe không người lái. Sản phẩm đã sử dụng thử cho các kiểu máy bay không người lái Puma, Raven (của hãng Aero Vironment) và kết quả là Puma có thể bay liên tục hơn 9 giờ. Ngoài ra, Protonex còn sử dụng thử pin nhiên liệu cho xe không người lái trên bộ Talon của hãng Foster Miller, kết quả là xe chạy xa gấp 3 lần so với khi sử dụng ắc quy. Giống như công nghệ pin PEM, pin nhiên liệu oxide rắn (SOFC) phát điện qua quá trình điện cơ và cho phép tạo ra điện trực tiếp từ nhiên liệu. Nhiên liệu sử dụng cho SOFC có thể là hydro hay hỗn hợp hydro với carbon monoxide. Protonex dự kiến trong vòng hơn 1 năm nữa sẽ đưa SOFC ra thị trường.

So với ắc quy, pin nhiên liệu có trọng lượng và kích thước nhỏ hơn, thời gian sử dụng dài hơn và ít độc hại hơn. Pin nhiên liệu không phát ra tiếng động lớn như máy phát điện bằng động cơ đốt trong, bức xạ ít hơn, hiệu suất cao. Tuy nhiên, pin nhiên liệu lại có nhược điểm: giá mua linh kiện tương đối cao; pin nhiên liệu khi hoạt động sẽ sinh nhiệt và nước do đó cần phải thận trọng khi sử dụng nếu không kịp thời xử lý thì có thể xảy ra hiện tượng tràn nước hay quá nóng.

3. Nhiên liệu nặng

Nhiên liệu nặng là nhiên liệu ở thể rắn sệt, rất khó bốc cháy, do đó cần phải làm nóng lên để dễ đưa vào buồng đốt, tăng khả năng bốc cháy khi được phun vào xy lanh. Độ nhớt của nhiên liệu nặng ở nhiệt độ môi trường cao hơn rất nhiều so với độ nhớt phun. Ưu thế của nhiên liệu nặng là khi được làm nóng lên thì linh hoạt hơn nhiều do độ nhớt giảm đi. Mặt khác, nhiên liệu nặng khi được hâm nóng thì quá trình lọc ly tâm sẽ hiệu quả hơn.

Hãng Barger (Anh) đang nghiên cứu chế tạo động cơ piston quay chạy bằng nhiên liệu nặng. Giám đốc điều hành của RCV Engines khẳng định, nguyên nhân khiến động cơ chạy bằng nhiên liệu nặng chậm được đưa vào sử dụng cho máy bay không người lái là do công nghệ. Với công nghệ của RCV Engines, động cơ sử dụng nhiên liệu nặng của máy bay không người lái không gặp vấn đề gì. Hiện RCV Engines đã giới thiệu động cơ mẫu và lên kế hoạch chính thức sản xuất, phân phối sản phẩm này trong vòng vài năm tới.

Các công ty công nghiệp hàng không như Aurora Flight Sciences, Boeing và Raytheon của Vương quốc Anh cũng đang tham gia chương trình thiết kế, chế tạo các kiểu động cơ dân dụng mới có thể chạy bằng nhiên

liệu nặng. Trong khi đó, Mỹ là nước chậm đưa vào sử dụng động cơ dùng nhiên liệu nặng cho máy bay không người lái, hiện chỉ có máy bay không người lái Hunter của Lục quân Mỹ sử dụng nhiên liệu nặng. Cơ quan phụ trách các Dự án Nghiên cứu Tiên tiến (DARPA) của Bộ Quốc phòng Mỹ đang nghiên cứu, thiết kế động cơ dùng nhiên liệu nặng cho máy bay không người lái A160 Hummingbird và nhiều loại máy bay khác.

Lý do nhiều quốc gia quan tâm đến công nghệ chế tạo động cơ dùng nhiên liệu nặng cho máy bay không người lái bởi ưu điểm giảm được gánh nặng về mặt hậu cần và tăng độ an toàn so với xăng; nhiên liệu nặng có điểm bốc cháy cao, do đó khó bắt lửa hơn. Tuy nhiên, động cơ dùng nhiên liệu nặng cũng có nhược điểm về mặt hiệu suất, khi ở nơi có nhiệt độ thấp, khởi động ở trạng thái nguội là khó khăn. Theo Ryan Hartman, người phụ trách chương trình KillerBee, động cơ sử dụng nhiên liệu nặng không có hiệu suất bằng động cơ sử dụng diesel. Hartman cho biết hãng Raytheon đang tìm kiếm vật liệu mới nhẹ nhưng bền cho động cơ chạy bằng nhiên liệu nặng của máy bay không người lái. Đến nay, hãng Raytheon đã chế tạo hệ thống KillerBee trọng lượng nhẹ, gồm 4 máy bay (mỗi chiếc chỉ nặng 70kg) nhờ thiết kế kết hợp hài hòa thân và cánh, tạo lực nâng cho toàn bộ khung máy bay, góp phần làm tăng hiệu suất của máy bay.

Hãng Insitu và Sonex cùng hợp tác chế tạo ra máy bay không người lái cỡ nhỏ ScanEagle. Tháng 5/2008, Honeywell đã ký hợp đồng thứ hai với hãng RCV Engines về sản xuất động cơ xi-lanh van quay dùng bằng nhiên liệu nặng cho máy bay không người lái siêu nhỏ RQ-16A.

4. Nhiên liệu tổng hợp

Trước mắt nhiên liệu tổng hợp được coi là hướng lựa chọn tốt nhất trong việc tìm kiếm nhiên liệu thay thế xăng dầu truyền thống. Không quân Mỹ đã sử dụng rộng rãi nhiên liệu tổng hợp và khẳng định đến năm 2016, nhiên liệu tổng hợp sẽ chiếm một nửa khối lượng nhiên liệu mà quân chủng này mua. Mới đây, F-15E là máy bay tiêm kích đầu tiên được Không quân Mỹ sử dụng thử nhiên liệu tổng hợp; những lần thử nghiệm trước được tiến hành với máy bay ném bom B-1, B-52 và máy bay vận tải C-17.

Phương pháp sản xuất nhiên liệu tổng hợp được biết đến nhiều nhất là phương pháp Fischer-Tropsch. Việc sử dụng nhiên liệu tổng hợp thay thế cho nhiên liệu sản xuất từ dầu lửa không phải là mới bởi, Đức và Nhật đều đã sử dụng rộng rãi loại nhiên liệu này từ Chiến tranh thế giới thứ 2. Nhiên liệu tổng hợp được sản xuất bằng cách

chuyển từ dạng khí sang dạng lỏng bằng 3 nguồn nguyên liệu chính: khí sinh vật hóa lỏng (BTL), khí than hóa lỏng (CTL) và khí thiên nhiên hóa lỏng (GTL).

CTL là nhiên liệu đã được sản xuất nhiều ở Nam Phi và hãng Sasol là cơ sở duy nhất trên thế giới sản xuất CTL với quy mô thương phẩm khoảng 150.000 thùng/ngày. Theo Liên minh Nhiên liệu tổng hợp châu Âu (ASFE), năm 2010, GTL thương phẩm sản xuất ở châu Âu đạt 100.000 thùng/ngày; dự kiến đến năm 2020, khi trên 10 cơ sở sản xuất GTL quy mô lớn đi vào hoạt động, con số này sẽ tăng lên khoảng 1 triệu thùng/ngày.

Những ưu điểm chính của nhiên liệu sản xuất theo những phương pháp này là đã qua thử nghiệm và không đòi hỏi phải sửa đổi động cơ, hoặc nếu có thì cũng không đáng kể. Bên cạnh đó, nhiên liệu tổng hợp cho phép thực hiện đa dạng hóa về mặt địa lý, sản phẩm và công nghệ trong việc tìm kiếm nhiên liệu thay thế. Phương pháp này lại có nhược điểm là chu trình nhiên liệu GTL sinh ra khí thải gây hiệu ứng nhà kính gấp 2 lần so với nhiên liệu dầu mỏ; đặc biệt CTL và GTL sử dụng các nguồn nguyên liệu thiên nhiên không thể tái sinh.

5. Nhiên liệu sinh học

Ethanol là loại nhiên liệu sinh học chủ yếu thay thế cho xăng. Nhiên liệu ethanol khi cháy chỉ sinh ra carbon dioxide đã hấp thụ trước, do đó giảm tới 90% khí thải gây hiệu ứng nhà kính so với nhiên liệu sản xuất từ dầu lửa. Mặc dù đã được chứng minh là sử dụng tốt cho xe hơi, nhưng ethanol không thể thay thế cho JP-8 (JP-8 là nhiên liệu tiêu chuẩn hiện đang được sử dụng cho máy bay, có nguồn gốc từ dầu mỏ) vì mật độ năng lượng còn thấp. Nếu muốn sử dụng ethanol cho động cơ turbine của máy bay hiện đại thì cần phải thay đổi lại thiết kế.

Đến nay, công nghệ sản xuất ethanol từ ngũ cốc đã tương đối hoàn thiện và khá phổ biến. Ước tính để lấp đầy khoảng thiếu hụt xăng dầu từ năm 2001 - 2007, tổng sản lượng ethanol trên toàn thế giới đã tăng gấp 3 lần từ 18,5 tỷ lít lên đến 60 tỷ lít. Tương tự, tổng sản lượng biodiesel đã tăng gấp gần 10 lần từ 1 tỷ lít lên hơn 9 tỷ lít. Từ năm 2006, 3 nước/khu vực lớn trong lĩnh vực sản xuất ethanol là: Mỹ (18 tỷ lít), Brazil (17 tỷ lít) và EU (1,6 tỷ lít). Người ta cho rằng ethanol đã "ăn" ngũ cốc và tạo ra nguy cơ đe dọa an ninh lương thực. Theo dự báo chỉ tính riêng Mỹ và EU đến năm 2020, tổng sản lượng nhiên liệu sinh học sẽ đạt khoảng 197 tỷ lít/năm. Nếu tiếp tục đà mở rộng sản xuất nhiên liệu sinh học như hiện nay thì đến năm 2020, 13% sản lượng ngũ cốc thế giới, 15%

lượng dầu thực vật và 30% lượng mía sẽ được đưa vào sản xuất nhiên liệu sinh học.

Dầu diesel sinh học (biodiesel) được sản xuất bằng quá trình chuyển hóa ester, với nguyên liệu chủ yếu là hạt cải dầu và đậu tương, ngoài ra sử dụng thêm gai dầu, mù tạt, dầu cọ, mỡ động vật, thực vật phế thải... Với công nghệ hiện nay, có thể sản xuất diesel sinh học để trộn vào xăng với tỷ lệ 5% mà không gây hại cho động cơ. Tuy nhiên, loại nhiên liệu này có một số đặc tính hạn chế, vì điểm đông đặc gần 0°C nên biodiesel dễ đông quánh hơn các loại nhiên liệu khác, do đó độ nhớt tăng lên và có thể làm tắc bộ lọc của động cơ. Khắc phục vấn đề này có thể tăng tỷ lệ pha trộn diesel sinh học với diesel dầu mỏ lên 20%. Nước sinh ra khi sản xuất diesel sinh học cũng ngưng tụ khi tồn trữ nhiên liệu và có thể là tác nhân ăn mòn các bộ phận của động cơ.

Butanol sinh học được sản xuất bằng phương pháp lên men. Năng lượng sinh ra khi đốt butanol sinh học cao hơn 30% so với ethanol. Đây cũng là nhiên liệu an toàn hơn nhiều so với ethanol và xăng, độ bay hơi thấp hơn 6 lần so với ethanol và 13,5 lần so với xăng. Tuy nhiên, do butanol có giá thành cao và công nghệ không tiến bộ nhiều nên sản lượng thấp so với ethanol.

Thế giới hiện nay đang nghiên cứu và hoàn thiện thể hệ công nghệ mới sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo. Tảo là nguồn nguyên liệu có thể tái sinh, phát triển mạnh ở những môi trường không thân thiện: nước mặn, không khí, có hàm lượng carbon và nhiệt độ cao. Sau khi thu hoạch tảo, lipid từ tảo có thể tinh chế ở một số cơ sở chế biến tảo. Nhiên liệu sản xuất từ tảo cũng có ưu điểm là có thể cho sản lượng cao hơn nhiều so với loại nguyên liệu khác. Thể hệ công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo có giá thành cao hơn, do đó đang tiếp tục được nghiên cứu và hoàn thiện.

Như vậy, với tình hình giá dầu mỏ ngày càng tăng, sự phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu và các nguồn nhiên liệu truyền thống sẵn có cho thấy việc tìm kiếm các nguồn nhiên liệu thay thế có ý nghĩa vô cùng quan trọng, cấp bách. Trong tương lai gần, các loại nhiên liệu nói trên chưa thể hoàn toàn đáp ứng nhu cầu thay thế nhiên liệu truyền thống, do cần có thời gian và tiến bộ kỹ thuật để giải quyết những mâu thuẫn nảy sinh giữa an ninh lương thực và an ninh năng lượng. Song về lâu dài, nguồn năng lượng mới sẽ giúp con người giảm bớt sự phụ thuộc vào nhiên liệu truyền thống là hoàn toàn có cơ sở.

Nguyễn Nhâm (tổng hợp)

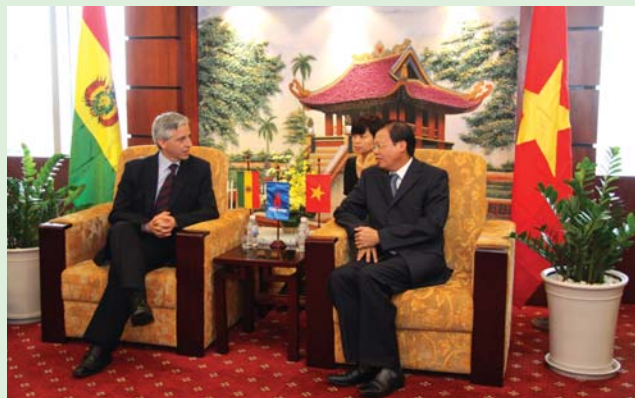
TIN TRONG NGÀNH

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

Sáng 26/9/2012, tại Hà Nội, Phó Tổng thống Nhà nước đa dân tộc Bolivia Alvaro García Linera cùng đoàn công tác đã đến thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam). Trong khuôn khổ chuyến thăm chính thức Việt Nam, Phó Tổng thống đặc biệt quan tâm đến việc thúc đẩy hợp tác giữa Bolivia và Việt Nam trong lĩnh vực dầu khí. Tại buổi làm việc, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giới thiệu về quá trình xây dựng và phát triển của Petrovietnam, các lĩnh vực hoạt động then chốt, tình hình sản xuất kinh doanh hiện nay cũng như chiến lược đầu tư ra nước ngoài của Tập đoàn, trong đó khu vực Mỹ Latinh là địa bàn tiềm năng (gồm Venezuela, Peru, Bolivia...).

Phó Tổng thống Bolivia bày tỏ sự vui mừng trước sự lớn mạnh của Petrovietnam, đồng thời khẳng định sự ủng hộ của lãnh đạo cấp cao Bolivia trong việc thúc đẩy hợp tác dầu khí giữa hai nước. Phó Tổng thống cũng cập nhật thông tin về chiến lược, chính sách năng lượng, dầu khí của Bolivia, đặc biệt là chủ trương thu hút đầu tư của các đối tác nước ngoài. Phó Tổng thống nhấn mạnh Chính phủ Bolivia rất mong sự hiện diện của Petrovietnam trong các dự án cụ thể tại Bolivia và sẵn sàng tạo mọi điều kiện để hoạt động hợp tác đầu tư được triển khai thuận lợi.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định thể mạnh và quan tâm chung của Bolivia và Việt



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực tiếp Phó Tổng thống Bolivia Alvaro García Linera. Ảnh: PVN

Nam về khai thác chế biến khí - một trong những lĩnh vực then chốt mà hai bên có nhiều khả năng hợp tác. Đối với các dự án khai thác dầu của Petrovietnam tại Venezuela và Peru, TSKH. Phùng Đình Thực cho rằng đây là tiền đề thuận lợi để thiết lập cụm dầu khí tại khu vực Mỹ - La tinh trong tương lai nếu có được dự án ở Bolivia. Trước nhu cầu nhập khẩu dầu ngày càng tăng của Bolivia, Chủ tịch HĐQT đề cập khả năng dầu khai thác được từ các dự án của Petrovietnam tại Venezuela và Peru có thể sẽ được xuất sang Bolivia, vừa đáp ứng được nhu cầu phát triển của các bên, vừa mở rộng thêm khả năng hợp tác giữa hai nước.

Hoàng Sơn

Tổng giám đốc Petrovietnam làm việc tại Liên bang Nga



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu và đoàn công tác làm việc với Rusvietpetro. Ảnh: PVN

Từ ngày 26 - 28/9/2012, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu cùng đoàn công tác đã thăm và làm việc với các doanh nghiệp đối tác, liên doanh tại Liên bang Nga. Trong cuộc gặp gỡ với Tổng giám đốc Zarubezhneft Nikolay Brunich, thay mặt Tập

đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nhiệt liệt chúc mừng Zarubezhneft nhân dịp kỷ niệm 45 năm Ngày thành lập. Chuyến thăm của lãnh đạo Petrovietnam - đối tác trong nhiều dự án lớn của Zarubezhneft đã củng cố thêm mối quan hệ tốt đẹp giữa hai doanh nghiệp cùng hoạt động trong lĩnh vực dầu khí của Việt Nam và Liên bang Nga.

Trong chuyến công tác lần này, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã có buổi làm việc với Công ty Liên doanh Rusvietpetro. Sau khi nghe báo cáo tình hình sản xuất kinh doanh năm 2012 của Rusvietpetro, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã biểu dương những kết quả cán bộ, nhân viên của Rusvietpetro đạt được trong thời gian qua. TS. Đỗ Văn Hậu đã trao Bằng khen của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho cán bộ Rusvietpetro vì những đóng góp tích cực trong sản xuất kinh doanh.

Tú Mai

Petrovietnam trưng bày nhiều thành tựu khoa học và công nghệ nổi bật tại Techmart 2012



Phó Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân tham quan gian triển lãm của Petrovietnam và nghe giới thiệu về Cụm công trình được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN năm 2010. Ảnh: Việt Hà

Ngày 20/9/2012, Phó Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân, Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Thiện Nhân, Bộ trưởng Khoa học và Công nghệ Nguyễn Quân cùng lãnh đạo các Bộ, Ban, Ngành đã đến dự, cắt băng khai mạc Chợ Công nghệ và Thiết bị Quốc tế Việt Nam 2012 (Techmart 2012). Techmart 2012 thu hút 479 đơn vị trong nước và quốc tế tham gia với 520 gian hàng, giới thiệu gần 3.000 công nghệ, thiết bị mới. Đây là hoạt động quan trọng hưởng ứng “Năm Khoa học và công nghệ ASEAN - EU 2012”. - 23/9/2012.

Phát biểu tại buổi lễ, Phó Thủ tướng Nguyễn Thiện Nhân nhấn mạnh, Việt Nam đang thực hiện đổi mới mô hình tăng trưởng và cơ cấu lại nền kinh tế theo hướng nâng cao chất lượng, hiệu quả, sức cạnh tranh, đòi hỏi phải phát huy mạnh mẽ vai trò của khoa học và công nghệ (KHCN), đẩy mạnh ứng dụng rộng rãi các thành tựu KHCN để KHCN thực sự trở thành động lực then chốt cho phát triển kinh tế - xã hội.

Tại sự kiện này, gian triển lãm của Petrovietnam trưng bày nhiều hình ảnh, mô hình, sản phẩm giới thiệu các thành tựu khoa học và công nghệ (KHCN) nổi bật của Ngành Dầu khí Việt Nam: Cụm công trình được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN năm 2010, giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03, sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đạm Phú Mỹ, hóa phẩm DMC, sản phẩm dầu của PV OIL...

Theo Ban Tổ chức, Techmart 2012 hướng tới mục tiêu gắn kết nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ với sản xuất kinh doanh, thúc đẩy đổi mới sáng tạo, đẩy mạnh giao dịch mua bán công nghệ tiên tiến, tăng cường trao đổi hợp tác nghiên cứu, chuyển giao công nghệ với các nước trong khu vực và trên thế giới, nhất là các nước ASEAN+3, EU, Nga, Mỹ...

Ngọc Linh

Đưa vào sử dụng Trung tâm mô hình hóa mỏ PVU-Schlumberger

Ngày 28/8, tại Hà Nội, Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) đã tiếp nhận tài trợ và khánh thành Trung tâm mô hình hóa mỏ PVU-Schlumberger. Hệ thống phần mềm mô phỏng dầu khí và chi phí bảo trì với tổng giá trị 10,2 triệu USD hiện là gói tài trợ lớn nhất của Schlumberger dành cho một trường đại học ở Đông Nam Á. Theo PGS.TS. Lê Phước Hào - Hiệu trưởng PVU, đây là cơ hội giúp sinh viên PVU tiếp cận với các công nghệ mới của Schlumberger trong quá trình học, thu hẹp được khoảng cách giữa lý thuyết và thực tiễn, góp phần nâng cao chất lượng đào tạo nguồn nhân lực cho Ngành Dầu khí Việt Nam.

Được biết, gói sản phẩm phần mềm gồm Petrel (mô hình hóa địa chất và địa vật lý, mô phỏng động lực học), Techlog (tạo ảnh thành giếng), Eclipse (mô phỏng mỏ dầu khí), Pipesim (phân tích quá trình khai thác và hoạt động của giếng), Omega (minh giải địa chấn) và chương trình Ocean tích hợp cho Petrel. Ngoài mục đích hỗ trợ



Hiệu trưởng Đại học Dầu khí Việt Nam PGS.TS. Lê Phước Hào và Tổng giám đốc Schlumberger Việt Nam Sujit Kumar ký văn bản hợp tác, công bố khánh thành Trung tâm mô hình hóa mỏ. Ảnh: CTV

đào tạo sinh viên chính quy, NCKH cho cán bộ giảng dạy, PVU sẽ sử dụng các phần mềm này để đào tạo bồi dưỡng thường xuyên và nâng cao, giúp cho các cán bộ trong Ngành Dầu khí Việt Nam tiếp cận và làm chủ công nghệ mới.

Việt Hà

Đào tạo và phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực khoan - khai thác



Lễ ký thỏa thuận nguyên tắc về hợp tác hỗ trợ đào tạo giữa PVEP và PV Drilling. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) mới đây đã tổ chức Hội thảo “Tăng cường công tác đào tạo và phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực khoan - khai thác” với mục tiêu xây dựng và đào tạo đội ngũ cán bộ kỹ sư và chất lượng có trình độ cao, thay thế đội ngũ chuyên gia nước ngoài làm chủ khoa học công nghệ tại các dự án dầu khí. Trong chương trình, PVEP đã ký thỏa thuận nguyên tắc về hợp tác hỗ trợ đào tạo với PV Drilling nhằm tăng cường hoạt động đào tạo, học hỏi kinh nghiệm qua thực tế tại các dự án đang triển khai.

Tại Hội thảo, các đại biểu đã được nghe và thảo luận về báo cáo Quy hoạch phát triển của PVEP giai đoạn đến 2015, định hướng đến 2025 và Quy hoạch phát triển nguồn nhân lực của PVEP giai đoạn đến 2015, định hướng đến 2025; thực trạng công tác đào tạo phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực khoan - khai thác của PVEP, bài học kinh nghiệm; các giải pháp, chương trình hành động cụ thể.

Hội thảo đã thống nhất xây dựng kế hoạch hành động cụ thể giai đoạn 2013 -2015 nhằm đẩy mạnh và tăng cường, bổ sung kiến thức thực tế cho đội ngũ làm việc trong lĩnh vực khoan, phát triển mỏ và khai thác, tập trung đào tạo kiến thức và kỹ năng làm việc về khoan (khoan nước sâu, thiết bị khoan dung dịch khoan, dịch vụ khoan), hoàn thiện giếng, phát triển khai thác mỏ nhỏ (sử dụng MOPU, công nghệ mới...) để đội ngũ cán bộ làm công tác khoan, khai thác của PVEP có thể đảm đương tốt nhiệm vụ tại các dự án, góp phần thực hiện thành công mục tiêu kế hoạch của PVEP trong năm 2012 và các năm tiếp theo.

Thu Hương

Đảm bảo tiến độ bàn giao FSO PTSC Biển Đông 01 vào tháng 12/2012



FSO PTSC Biển Đông 01 đã được hạ thủy thành công. Ảnh: PTSC

Ngày 7/9/2012, tại Nhà máy đóng tàu Sungdong Hàn Quốc, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và đối tác đã hạ thủy thành công kho nổi chứa và xuất dầu thô “PTSC Biển Đông 01”, dự kiến đảm bảo đúng tiến độ bàn giao vào cuối tháng 12/2012. FSO PTSC Biển Đông 01 sẽ được sử dụng tại mỏ condensate Hải Thạch - Mộc Tinh, Lô 05.2 - 05.3, thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn.

FSO PTSC Biển Đông 01 là tàu chứa condensate trên biển không tự hành (không có động cơ), dài 171,5m; rộng 32,4m, cao 18,2m, mớn nước 12,6m, trọng tải toàn phần 55.000 tấn. Kho nổi có sức chứa lên đến 350.000 thùng và có hệ thống neo đặc biệt bên trong thân tàu. Hệ thống neo này giúp kho nổi hoạt động ngoài khơi vùng biển Việt Nam 20 năm mà không phải vào bờ sửa chữa, bảo dưỡng lớn.

Việc lần đầu tiên đầu tư kho nổi sử dụng hệ thống neo hiện đại và phức tạp này đánh dấu một cột mốc quan trọng của PTSC trong việc làm chủ công nghệ, trình độ quản lý và phát triển dịch vụ dầu khí chất lượng cao.

Khánh Linh

Nhà máy Polyester Đình Vũ hoàn thành chạy thử vào tháng 10/2012

Ngày 5/9/2012, Công ty CP Hóa dầu & Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) và tổ hợp nhà thầu đã ký giao ước và phát động thi đua “40 ngày đêm hoàn thành chạy thử Nhà máy Polyester Đình Vũ”. Các tiêu chí thi đua được PVTEX và tổ hợp nhà thầu đặt ra: cập nhật tiến độ thời gian các công đoạn chạy thử, nhập liệu, vận hành phân xưởng polycon, vận hành phân xưởng filament, vận hành phân xưởng PSF; đánh giá, kiểm soát chất lượng sản phẩm...

Hoàng Nam

DQS hoàn thành sửa chữa, bàn giao tàu VSP.01 cho Vietsovpetro

Công ty Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) cho biết đã hoàn thành việc sửa chữa và chính thức bàn giao tàu VSP.01 (FSO) cho chủ tàu Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Đây là một trong những tàu chứa dầu lớn nhất tại Việt Nam. Phần động lực, máy, thiết bị, vỏ của tàu VSP.01 đã được DQS chỉnh sửa, nâng cấp theo đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng.

Nguyễn Rộng

Hạ thủy khối thượng tầng giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch



Khối thượng tầng giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch được hạ thủy thành công xuống sà lan S-45. Ảnh: PTSC

Ngày 9/9, khối thượng tầng giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch thuộc Dự án Biển Đông 1 do Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) làm chủ đầu tư đã được hạ thủy thành công theo đúng kế hoạch. Khối thượng tầng có khối lượng khoảng 12.500 tấn đã

được nhà thầu chính là Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) và MAMMOET (nhà thầu phụ) hạ thủy tuyệt đối an toàn xuống sà lan S-45 để thực hiện công tác chằng buộc (sea fastening), chuẩn bị cho tổ hợp nhà thầu PTSC POS/SAIPEM thực hiện việc vận chuyển và lắp đặt trên biển theo kế hoạch vào đầu tháng 10/2012.

Khối thượng tầng giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch được hạ thủy theo phương pháp kéo trượt trên đường trượt (skidding), theo đó khối thượng tầng được hệ thống kích thủy lực chuyên dùng (strand jack) đặt nằm ngang với phương hạ thủy, kéo/đẩy trượt theo đường trượt để dịch chuyển khối thượng tầng từ vị trí chế tạo trên công trường xuống sà lan. Trong suốt quá trình hạ thủy mặc dù mực nước thủy triều liên tục thay đổi nhưng mặt đường trượt trên sà lan và trên cầu cảng cũng như khu vực chế tạo được kiểm soát chặt chẽ và liên tục điều chỉnh sao cho cân bằng thông qua hệ thống bơm ballast được lắp đặt và tính toán chi tiết trên sà lan.

Đỗ Khánh

Khai thác, thu gom, xử lý và đưa vào sử dụng mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao



Đại diện PVEP giới thiệu tổng quan về các mỏ khí tiềm năng chứa CO₂ ở thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: CTV

Đó là chủ đề của Hội thảo khoa học do Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (CTAT) - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) phối hợp tổ chức. Hội thảo thu hút sự quan tâm của nhiều chuyên gia trong Ngành; các công ty nước ngoài có kinh nghiệm trong lĩnh vực chế biến, xử lý khí như: UOP LLC, ExxonMobil, Talisman...

Tại hội thảo, các đại biểu đã nghe đại diện PVEP giới thiệu tổng quan về các mỏ khí tiềm năng chứa CO₂ ở thềm lục địa Việt Nam. Phần lớn các mỏ khí tự nhiên đã hoặc đang nghiên cứu, phát triển, dự định đưa vào khai thác ở Việt Nam có hàm lượng CO₂ cao. Trên cơ sở đó, các đại biểu trong và ngoài nước đã chia sẻ kinh nghiệm trong việc nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn công nghệ khai thác, thu gom, xử lý và đưa vào sử dụng mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao. Trong đó, Vietsovpetro giới thiệu giải pháp kỹ thuật khai thác và công nghệ xử lý khí tại mỏ Thiên Ứng; PVEP - Talisman chia sẻ kinh nghiệm xử lý khí giàu CO₂ tại dự án PM3 CAA-46CN; ExxonMobil và UOP cung cấp thông tin về công nghệ tách và xử lý khí chứa CO₂ của hãng...

Hà Linh

Vietsovpetro, PVEP mở rộng thăm dò Lô 09-3/12



Lễ ký hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-3/12. Ảnh: PVN

Ngày 12/9/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-3/12 với Liên danh nhà thầu gồm: Vietsovpetro, PVEP và Bitexco, trong đó Vietsovpetro là nhà điều hành dự án. Tỷ lệ góp vốn đầu tư của các bên trong Hợp đồng này là: Vietsovpetro 55%, PVEP 30% và Bitexco 15%.

Lô 09-3/12 nằm liền kề BK-14 mỏ Bạch Hổ và cụm công nghệ Nam Rồng - Đồi Mồi. Vietsovpetro đang cùng các đối tác khẩn trương thu xếp khảo sát địa chấn 3D, phục vụ cho việc thực hiện cam kết khoan giếng thăm dò đầu tiên vào năm 2013. Có được tiến độ kế hoạch khẩn trương như trên là do bề dày kinh nghiệm, kỹ năng quản lý điều hành trên 30 năm của Vietsovpetro và khả năng kết nối nhanh các công trình biển mới với các phương tiện kỹ thuật - công nghệ sẵn có của Vietsovpetro trong khoảng cách 5 - 10km.

Văn Nguyên

PV Gas đã cung cấp trên 70 tỷ m³ khí khô

Tính từ khi thành lập đến hết tháng 9/2012, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) đã cung cấp trên 70 tỷ m³ khí khô, gần 7 triệu tấn LPG, đạt doanh thu trên 280.000 tỷ đồng. PV Gas đã xây dựng được một hệ thống cơ sở vật chất tương đối hoàn chỉnh về lĩnh vực khí từ thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ đến phân phối với tổng tài sản gần 3 tỷ USD. PV Gas đang cung cấp khí cho 11 nhà máy điện, 2 nhà máy đạm và nhiều hộ công nghiệp, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và lương thực Quốc gia...

Theo kế hoạch đến năm 2020, PV Gas sẽ hoàn thành và đưa nhiều dự án khí vào hoạt động: Dự án khí Lô B - Ô Môn công suất trên 6 tỷ m³ khí/năm (2015 - 2016); Dự án khí Nam Côn Sơn 2 công suất trên 2 tỷ m³ khí/năm (2015); Dự án nhập LNG tại Thị Vải, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu công suất 1 triệu tấn/năm (2015); Dự án nhập LNG tại Bình Thuận công suất 3 - 6 triệu tấn/năm (2017 - 2018); Kho LPG lạnh tại Thị Vải, tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu công suất 60.000 tấn/năm (2012); Dự án



Nhà máy Chế biến khí Dinh Cố. Ảnh: Lại Hiền

Thăng Long - Đông Đô, Hàm Rồng - Thái Bình, Nhà máy xử lý khí Cà Mau sẽ lần lượt được hoàn thành năm 2013 - 2015. Để phát triển bền vững, PV Gas đang tích cực triển khai đồng bộ nhiều giải pháp, trong đó tập trung tăng cường đầu tư vào lĩnh vực thu gom, nhập khẩu, tàng trữ và phân phối khí, với định hướng chiến lược phát triển trở thành một trong những ngành công nghiệp đầu tàu trong nền kinh tế, từng bước vươn ra thị trường quốc tế để có tên trong các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

Nguyễn Cẩm

Dự kiến khai thác mỏ Lan Đỏ vào Quý IV/2012



Lô 06.1 gồm hai mỏ khí tự nhiên Lan Tây và Lan Đỏ. Ảnh: CTV

Nhà điều hành Lô 06.1 TNK Vietnam cho biết, dự án phát triển mỏ Lan Đỏ đến nay đã hoàn thành khoan 2 giếng, lắp đặt đường ống, hút nước, kiểm tra và dự kiến sẽ bắt đầu đưa mỏ vào khai thác trong Quý IV/2012. Dự án phát triển mỏ Lan Đỏ được thực hiện trên cơ sở điều chỉnh lại giàn khai thác Lan Tây của Lô 06.1, với 2 giếng ngầm ở độ sâu 185m, lắp đặt ống 7inch để tối ưu hóa khai thác khí, nối với giàn Lan Tây thông qua đường ống một pha 12inch dài 28km. Mỏ Lan Đỏ ước tính có trữ lượng khoảng 11,648 - 14,448 tỷ m³ khí (tương đương 416 - 516bcf khí) và 0,2 - 0,3 triệu thùng condensate.

Chính thức hoạt động tại Việt Nam từ tháng 10/2011, TNK Vietnam hiện đang sản xuất khoảng 4,7 tỷ m³ khí/năm, cung cấp năng lượng để sản xuất khoảng gần 1/4 lượng điện sản xuất trong nước của Việt Nam. Bên cạnh hoạt động sản xuất kinh doanh, TNK Vietnam dành 2,1 tỷ đồng trong năm 2012 để triển khai các hoạt động xã hội, phát triển cộng đồng tại Tp. Hồ Chí Minh và Hà Nội. Đặc biệt với dự án nghiên cứu khoa học, TNK Vietnam sẽ cấp kinh phí 400 triệu đồng cho 10 nhóm sinh viên Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội giúp sinh viên nâng cao kỹ năng nghiên cứu khoa học, phát huy tính chủ động, sáng tạo. Đề tài nghiên cứu (do từng nhóm đề xuất) sau khi được Ban Tổ chức lựa chọn sẽ được các nhóm nghiên cứu triển khai trong 6 tháng, hoàn thiện và trình bày báo cáo trước Hội đồng khoa học của Trường. Trên cơ sở đó, TNK Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất sẽ trao giải cho những nghiên cứu xuất sắc.

Thanh Nga

Hội thảo Khoa học Công nghệ PVE lần thứ I - 2012

Ngày 28/9/2012, Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP (PVE) và Khoa Địa chất - Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh tổ chức Hội thảo Khoa học Công nghệ PVE lần thứ I - 2012. Hội thảo đã tập trung thảo luận vấn đề "Phát triển công nghiệp khí miền Trung - giải pháp và quy hoạch" và "Đường ống Nam Côn Sơn 2 - những vấn đề và giải pháp vận chuyển khí và condensate".

Nguyễn Quang

Bàn giao dự án Block nhà ở 28 chỗ giàn MS P4

Ngày 7/9/2012, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã bàn giao công trình Block nhà ở 28 chỗ giàn MSP4 cho chủ đầu tư Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Dự án Block nhà ở bổ sung 28 chỗ giàn MS P4 được PVC-MS chính thức khởi công ngày 13/6 gồm các hạng mục: chế tạo, lắp đặt kết cấu thép, nội thất, hệ thống lạnh, điện, nước, phòng cháy chữa cháy, thông tin liên lạc.

Minh Phương

TIN THẾ GIỚI

IEA dự báo nhu cầu dầu mỏ sẽ ổn định



IEA dự báo nhu cầu dầu mỏ trong năm 2013 sẽ đạt khoảng 90,6 triệu thùng/ngày

Trong báo cáo mới nhất về thị trường dầu mỏ, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã hạ dự báo nhu cầu dầu mỏ năm 2012, do tăng trưởng kinh tế toàn cầu yếu, giá dầu mỏ tăng cao trên thị trường và hiệu quả sử dụng năng lượng được cải thiện. Theo đó, IEA dự báo tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ trong vòng 18 tháng tới vẫn tương đối ổn định, với mức tăng so với năm 2011 khoảng 800.000 thùng/ngày. Nhu cầu trong năm 2012 ước đạt 89,8 triệu thùng/ngày, còn trong năm 2013 sẽ đạt khoảng 90,6 triệu thùng/ngày.

Theo IEA, nhu cầu tăng trưởng yếu nhất thế giới là châu Âu với mức giảm khoảng 2,6% trong năm 2012 do phải vật lộn với khủng hoảng nợ công. Trong khi đó, nhu cầu của các nước châu Á, thành viên của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) ước tăng 3,3%, nhờ nhu cầu của Nhật Bản tăng lên sau sự cố tại các nhà máy điện hạt nhân. Đến năm 2013, khi Nhật Bản từng bước khôi phục sản xuất điện hạt nhân, nhu cầu của châu Á có thể giảm 1,9%; còn triển vọng kinh tế khá hơn của châu Âu có thể giúp nhu cầu dầu mỏ của châu lục này giảm còn 1,3%. Theo IEA, tăng trưởng kinh tế toàn cầu chỉ đạt 3,3% trong năm 2012 và 3,6% trong năm 2013.

Các hợp đồng dầu Brent biển Bắc giao sau cho thấy giá dầu sẽ duy trì trên ngưỡng 100USD/thùng trong năm 2012, trước khi giảm xuống dưới 99USD/thùng vào năm 2013. Nguồn cung dầu thô toàn cầu trong tháng 8/2012 giảm 100.000 thùng so với tháng trước, xuống 90,8 triệu thùng/ngày. Trong đó, nguồn cung từ Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) tăng 45.000 thùng/ngày lên 31,55 triệu thùng/ngày; nguồn cung từ các nước ngoài OPEC giảm gần 200.000 thùng/ngày.

Lê Minh (theo AFP/TTXVN)

Total ước tính sẽ thu được 15 - 20 tỷ USD từ việc bán tài sản

Hãng dầu mỏ Total (Pháp) vừa đưa ra một kế hoạch lớn về bán tài sản và tăng mạnh sản lượng dầu khí cũng như nổi lại hoạt động khai thác từ mỏ Elgin ở biển Bắc vào cuối năm 2012. Giám đốc tài chính Patrick de la Chevardiniere cho biết, Total ước tính sẽ thu được 15 - 20 tỷ USD (11,5 - 15,4 tỷ euro) từ việc bán tài sản trong hai năm 2012 - 2014, trong đó có việc sắp xếp lại các hoạt động thăm dò và sản xuất song song với bán bớt cổ phần trong các nhà máy hóa chất và lọc dầu.

Bên cạnh đó, Total đã lên kế hoạch tăng sản lượng dầu khí sau một năm sụt giảm. Cụ

thể là sản lượng sẽ tăng trung bình 3%/năm trong giai đoạn 2011 - 2015, cao hơn mục tiêu tăng 2,5% đặt ra trước đó cho giai đoạn 2010 - 2015. Trong khi đó, Total cũng hướng đến kế hoạch tiết kiệm 650 triệu euro thông qua những biện pháp tăng năng suất theo chương trình tái cơ cấu các hoạt động lọc dầu và hóa chất công bố năm 2011. Total cũng công bố đã mua lại 40% cổ phần tại một mỏ dầu ngoài khơi bờ biển Mozambique và dự kiến sẽ bắt đầu khoan thăm dò vào cuối năm nay.

Mai Hà (theo TTXVN)

OPEC: Nguồn cung dầu mỏ vẫn đảm bảo

Trong báo cáo nhằm làm dịu quan ngại phải sử dụng nguồn dầu mỏ dự trữ chiến lược để giảm giá dầu, Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) cho biết, sản lượng dầu mỏ của tổ chức này vẫn tăng khoảng 260.000thùng/ngày trong tháng 8/2012 bất chấp lệnh cấm của Liên minh châu Âu (EU) đối với xuất khẩu dầu mỏ của Iran.

Báo cáo của OPEC được công bố trong bối cảnh Mỹ và các nước tiêu thụ dầu mỏ khác lo ngại về tình trạng giá dầu tăng cao, khi giá dầu Brent đã tăng lên 115USD/thùng. Các nhà lãnh đạo của Nhóm 8 nước công nghiệp phát triển hàng đầu thế giới (G8) đã phát tín hiệu sẵn sàng sử dụng kho dự trữ dầu khẩn cấp nếu cần thiết. Theo OPEC, kho dự trữ dầu thô khẩn cấp của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) vẫn ở mức "thoải mái" (nhất là ở thị trường Mỹ) nên bất kỳ sự thiếu hụt nguồn cung nào cũng có thể sẵn sàng được đáp ứng.

Anh Quân (theo Reuters/TTXVN)

Tandania sẽ trở thành quốc gia xuất khẩu khí đốt hàng đầu thế giới?

Với việc phát hiện các mỏ khí tự nhiên có trữ lượng 43.000 tỷ ft³, trị giá 430 tỷ USD, Tandania sẽ trở thành một trong những quốc gia xuất khẩu khí đốt hàng đầu thế giới và làm thay đổi bản đồ năng lượng của thế giới. Vài tháng gần đây, Tandania đã thu hút sự quan tâm quốc tế bởi trữ lượng khổng lồ khí tự nhiên tại các mỏ mới phát hiện và khẳng định hiện tượng này sẽ góp phần đáng kể vào cuộc "bùng nổ khí đốt" đang diễn ra tại một loạt quốc gia Đông Phi.

Theo đánh giá mới nhất của các nhà địa chất Mỹ, vùng duyên hải Đông Phi có thể cung cấp tới 441.000 tỷ ft³ khí tự nhiên, lớn gần gấp đôi trữ lượng được công bố hồi tháng 5/2012. Con số này có thể tăng cao hơn nữa nếu hoạt động tìm kiếm thăm dò tiếp tục được triển khai.

Hãng British Gas (Anh) đã công bố kế hoạch sẽ đầu tư 15 tỷ USD vào Tandania trong thập kỷ tới, một con số lớn hơn 50% GDP hàng năm hiện nay của quốc gia này. Với khả năng thu hút đầu tư mạnh trong thời gian tới, Tandania dự kiến sẽ nhanh chóng chuyển dịch nền kinh tế chủ yếu dựa vào nông nghiệp sang công nghiệp.

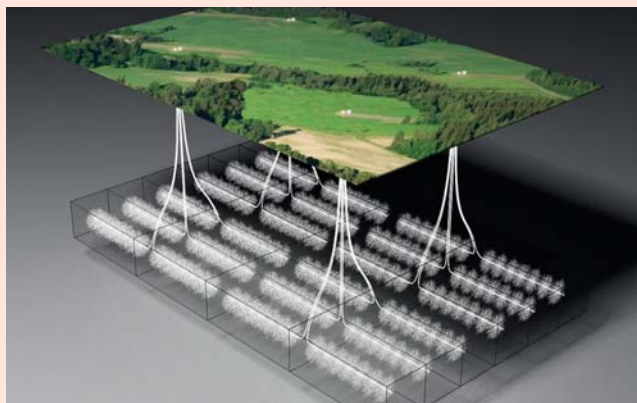


Statoil và ExxonMobil đã phát hiện mỏ khí lớn ngoài khơi Tanzania hồi đầu năm 2012. Ảnh: LNGworldnews.com

Tuy nhiên, Chính phủ Tandania dường như chưa sẵn sàng đón nhận luồng vốn đầu tư mới. Trong tuyên bố mới đây, Tập đoàn Dầu khí Tandania xác nhận đã trì hoãn việc cấp giấy phép thăm dò ngoài khơi, đến khi Chính phủ Tandania hoàn tất việc rà soát lại một dự luật liên quan tới ngành công nghiệp dầu khí.

Trà My (theo TTXVN)

Khai thác khí đá phiến sẽ giúp Anh giảm phụ thuộc vào khí đốt nhập khẩu



Mô hình khai thác khí đá phiến sét. Ảnh: Statoil

Viện các giám đốc quản lý (IoD) cho rằng Vương quốc Anh nên bắt đầu khai thác khí đốt từ đá phiến sét, nhằm giảm sự phụ thuộc vào khí đốt nhập khẩu. Theo điều tra của hãng tin Reuters, nếu không phát triển nguồn khí đốt mới từ trong nước, chi phí nhập khẩu khí tự nhiên của Anh có thể tăng từ 8,5 tỷ USD/năm hiện nay lên trên 11 tỷ USD vào năm 2015.

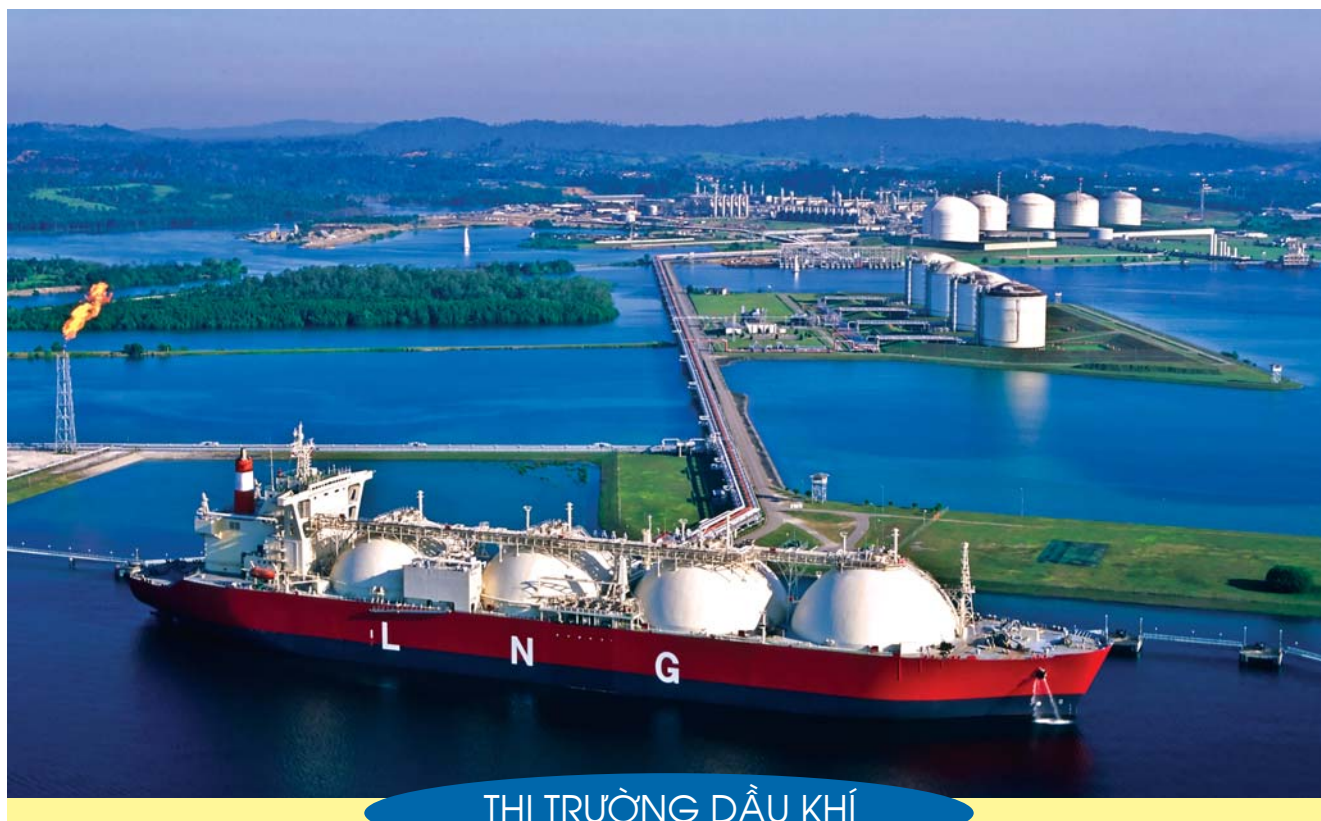
Anh từng là nước xuất khẩu ròng khí đốt cho đến năm 2004, song sản lượng của Anh đã giảm mạnh trong

thời gian gần đây, buộc quốc gia này phải phụ thuộc vào lượng khí đốt nhập khẩu từ Na Uy và Qatar. Báo cáo của IoD ghi nhận, cách duy nhất để Anh không bị phụ thuộc ngày càng nhiều vào nhập khẩu là bắt đầu khai thác khí đốt từ đá phiến sét ngay trên lãnh thổ nước này.

Qua khảo sát điều tra địa lý, ước tính trữ lượng khí đốt từ đá phiến sét ở khu vực gần bờ biển nước Anh vào khoảng 5.300 tỷ ft³, đủ đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước trong vòng 1,5 năm. Trong khi đó, các công ty khai thác khí đá phiến, trong đó có Cuadrilla Resources cho biết, con số này có thể lên tới 200.000 tỷ ft³.

Theo IoD, không giống như ở khu vực Bắc Mỹ, việc phát triển ngành công nghiệp khí đá phiến ở Anh sẽ gặp phải một số thách thức bởi khi sản lượng tại biển Bắc giảm, chương trình năng lượng tái sinh tiếp tục làm tăng chi phí năng lượng cho hoạt động công nghiệp, công suất của các nhà máy năng lượng nguyên tử và nhiệt điện giảm, thêm vào đó, khai thác khí đá phiến còn làm gia tăng quan ngại về môi trường.

Trang Nhung (theo Reuters/TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Giá dầu thô và sản phẩm dầu

Các nhà phân tích thị trường cho rằng, giá dầu thô sẽ còn tăng đến cuối năm và có thể kéo dài sang Quý I/2013. Từ tháng 7/2012, giá dầu bắt đầu tăng nhẹ trở lại và đến tháng 9/2012 thì khuynh hướng này càng rõ ràng (Bảng 1). Giá dầu WTI ngày 5/9/2012 đã lên trên mức 97,6USD/thùng và giá dầu Brent ở trên mức 118USD/thùng. Mức chênh lệch giữa 2 loại dầu chuẩn của thế giới là WTI và Brent giảm đáng kể (Bảng 2). Thông thường, sự tăng giá dầu cũng như các loại hàng hóa khác là do yếu tố cung - cầu điều khiển nhưng trong thời gian qua, cán cân cung - cầu dầu thô khá cân bằng, sản lượng thường cao hơn mức tiêu thụ từ 500.000 - 1.000.000 thùng/ngày. Đặc biệt, giá sản phẩm dầu (đặc biệt là xăng) luôn có chiều hướng tăng, bởi ngoài việc phụ thuộc vào yếu tố cung - cầu thì sản phẩm dầu còn bị chi phối bởi tình trạng lạm phát, phá giá đồng USD, thuế, tình trạng kỹ thuật của các nhà máy lọc dầu, cước vận tải và hoạt động đầu cơ của các nhà kinh doanh phân phối. Các nhà nghiên cứu kinh tế dầu khí đã rút ra kết quả từ sự phân tích giá xăng trên thị trường thế giới như sau: trong thành phần giá xăng trên thị trường bán lẻ thì giá dầu thô chiếm 68%, chi phí lọc 10%, thuế các loại 10%, chi phí phân phối - quảng cáo 5% và lợi nhuận biên 7%. Hiện tượng phổ biến là khi giá dầu thô tăng thì giá xăng dầu tăng theo với tỷ lệ cao hơn mức tăng của dầu thô; tuy nhiên, khi giá dầu thô giảm thì giá xăng dầu không giảm hoặc chỉ giảm rất ít.

Bảng 1. Giá dầu thô thế giới (giá basket chuẩn OPEC bằng giá basket trung bình tuần tháng 8/2012: 111,14USD/thùng)

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	6/2012	7/2012
Dầu chuẩn của OPEC	93,98	99,55
Arab nhẹ của Saudi Arabia	94,51	99,90
Bashrah nhẹ Iraq	92,02	98,16
Bonny nhẹ 37° Nigeria	97,19	104,24
ES Sider Libya	96,04	102,89
Grassol Angola	96,44	103,01
Iran nặng	93,09	98,81
Kuwait xuất khẩu	93,32	98,75
Marine Qatar	94,86	99,47
Merey Venezuela	87,52	91,86
Murban UEA	96,76	101,48
Oriente Ecuador	89,22	94,13
Sahara trộn, 44° - Algeria	94,69	99,64
Minas 34° - Indonesia	104,83	106,62
Fateh 32° - Dubai	94,44	99,15
Brent 38° - UK	95,19	102,59
Isthmus 33° - Mexico	93,16	100,08
Tia Juana 31° - Venezuela	NA	NA
Urals Nga	93,81	102,63
Chênh lệch		
WTI/Brent	-12,86	-14,80
Brent/Dubai	0,75	3,44

Nguồn: OPEC Monthly Oil Market Report

Giá dầu thô giao sau trên thị trường quốc tế đêm 27/9/2012 đã tăng mạnh trở lại từ mức thấp nhất trong vòng 8 tuần qua. Theo các chuyên gia phân tích, vấn đề

Bảng 2. Diễn biến giá dầu Brent và WTI spot từ ngày 17/8 đến ngày 18/9/2012

Đơn vị: USD/thùng

Ngày	Dầu WTI	Dầu Brent
17/8/2012	96,5	113,5
21/8/2012	97,0	114,5
25/8/2012	96,0	115,0
29/8/2012	95,8	112,5
2/9/2012	95,0	114,7
6/9/2012	95,5	113,0
10/9/2012	96,2	114,5
14/9/2012	97,0	115,5
18/9/2012	98,8	116,8

Nguồn: Google - Oil Prices

căng thẳng ở Iran và một số quốc gia là một trong những nguyên nhân chính kéo giá dầu thô thế giới tăng trở lại. Chốt phiên 27/9/2012, giá dầu thô ngọt, nhẹ giao tháng 11 tăng 1,87USD, tương ứng 2,1%, lên 91,85USD/thùng trên sàn giao dịch hàng hóa New York. Đây là mức chốt theo ngày cao nhất của dầu thô kỳ hạn trong vòng 1 tuần qua và cũng là phiên tăng giá đầu tiên của mặt hàng này trong 3 phiên qua. Cùng tăng mạnh với dầu thô còn có khí tự nhiên và xăng, với mức tăng đều trên 2%. Kết thúc phiên này, giá xăng đang ở mức cao nhất trong tháng, còn giá khí ở mức cao nhất kể từ tháng 12/2011 đến nay. Cụ thể, chốt phiên 27/9/2012, giá xăng giao tháng 10 tăng tới 6 cent, tương ứng 2,1%, lên 3,14USD/gallon. Tính từ đầu tháng tới nay, giá xăng đã tăng hơn 5%. Giá khí tự nhiên giao tháng 11 tăng 8 cent, lên mức 3,3USD/MMBtu, mức cao nhất kể từ phiên ngày 9/12/2011. Giá dầu sồi giao tháng 10 cũng tăng 5 cent, tương ứng 1,6%, lên 3,16USD/gallon.

Thị trường khí đốt

Giá LNG nhập khẩu có nhiều biến động, trong đó giá spot đắt nhất thuộc về chuyến tàu nhập khẩu Atlantic chở LNG từ Guinea Xích đạo (châu Phi) về Đông Á, lên đến 18,84USD/MMBtu. Trong danh sách những khách hàng mua LNG với giá cao, Hàn Quốc đứng thứ hai khi phải mua với giá 15,89USD/MMBtu, Đài Loan đứng thứ ba, mua LNG với giá 15,28USD/MMBtu. Trong khi đó, giá mua LNG của Trung Quốc vẫn luôn ở mức thấp, chỉ 9,84USD/MMBtu nhưng vẫn tăng 16% so với năm trước. Sau tháng 5/2012, giá LNG bắt đầu giảm. Theo WGI ngày 5/9/2012 giá spot LNG cho thị trường Đông Bắc Á là 13,1USD/MMBtu, Tây Nam Âu là 9,5USD/MMBtu và Anh là 9,52USD/MMBtu. Giá khí khô ở thị trường Mỹ là 2,75USD/MMBtu. Giá spot LNG cho các thị trường khác thể hiện trong Bảng 3.

Trung bình hiện nay, giá LNG nhập khẩu của các nước Đông Bắc Á là 15,99USD/MMBtu, so với giá cùng kỳ

Bảng 3. Giá spot LNG tính lùi tại các thị trường chính

Đơn vị: USD/thùng

Giá tính lùi tại nước xuất khẩu	Đông Bắc Á	Tây Nam Âu	Anh	Bỉ
Qatar	10,84	7,52	6,40	6,41
Oman	11,04	7,69	6,72	6,57
Abu Dhabi	10,89	7,56	6,49	6,45
Indonesia	12,00	6,65	5,62	5,28
Malaysia	11,96	6,73	5,73	5,74
Australia	11,72	6,60	5,61	5,46
Nga	12,57	6,11	5,17	5,18
Trinidad	8,66	8,32	7,32	7,28
Algeria	9,51	9,17	7,87	7,83
Egypt	10,00	8,76	7,49	7,50
Nigeria	9,48	8,26	7,20	7,16
Eq, Guinea	9,56	8,33	7,23	7,23

Nguồn: WGI 5/9/2012

Bảng 4. Dữ liệu sản lượng khí tiêu thụ nội địa tại một số nước châu Á

Đơn vị: nghìn tấn

TT	Các nước	Nửa đầu năm 2012	Nửa đầu năm 2011
1	Nhật Bản - LNG	44.552	37.448
2	Hàn Quốc - LNG	18.420	18.616
3	Trung Quốc		
	- LNG	6.670	5.174
	- Nhập khẩu ròng qua đường ống	5.038	3.386
	- Sản lượng nội địa	42.182	37.478
4	Đài Loan - LNG	6.259	5.475
5	Ấn Độ		
	- LNG	2.492	2.537 (Q1)
	- Sản lượng nội địa	16.107 (Q1)	17.947
6	Thái Lan		
	- LNG	328	NA
	- Nhập khẩu ròng qua đường ống	3.503	3.709
	- Sản lượng nội địa	10.498	9.881

năm 2011 (12,76 USD/MMBtu) đã tăng 25,3%. Chỉ riêng trong tháng 5/2012 nhóm nước này nhập khẩu 11,5 triệu tấn LNG, tăng so với năm trước 12,2 %. LNG từ khu vực Đại Tây Dương xuất khẩu sang thị trường các nước phương Đông tăng từ 12 chuyến tàu/năm 2011 lên 16 chuyến chỉ trong 6 tháng đầu năm 2012. Trong đó có 14 chuyến đến thị trường Nhật Bản và 2 chuyến đến Hàn Quốc (tháng 6/2012). Điều này cho thấy thị trường Đông Bắc Á sẽ rất thiếu nhiên liệu sau sự kiện Nhật Bản quyết định đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân và chuẩn bị một chiến lược năng lượng mới với tên gọi "Năng lượng phi hạt nhân".

Nguồn LNG từ châu Phi xuất khẩu sang Đông Á tăng liên tục. Trong 6 tháng đầu năm 2012, châu Phi đã cung cấp cho thị trường này 3,63 triệu tấn LNG, trong đó riêng



Cước vận tải dầu thô và các sản phẩm dầu phụ thuộc vào trọng tải tàu, loại tàu, cung đường, các loại thuế. Ảnh: Khánh Linh

Nhật Bản mua 2,29 triệu tấn, phần còn lại thuộc về Hàn Quốc và Đài Loan. Tuy nhiên, nước cung cấp LNG chính cho thị trường Đông Á vẫn là Qatar, trung bình 3 triệu tấn/tháng. Theo số liệu của Ủy ban Cải cách và Phát triển Quốc gia Trung Quốc, nước này nhập khẩu 1,14 triệu tấn LNG và 1,25 triệu tấn khí quy đổi qua đường ống từ Turkmenistan. Ấn Độ cũng là nước nhập khẩu LNG lớn nhưng không có số liệu công bố. Thái Lan nhập khẩu 147.000 tấn LNG/tháng, chiếm gần một nửa nhu cầu hàng năm về LNG của nước này.

Nhìn chung, do sự phân bố tài nguyên khí đốt không đều giữa các quốc gia nên ở phần lớn số nước, sản lượng nội địa chỉ đáp ứng được một phần nhu cầu. Ví dụ rõ nhất là ở khu vực Đông Á. Theo Asia Gas Data (trên www.energyintel.com), lượng khí khai thác từ các mỏ nội trong nửa đầu năm 2012 được tiêu thụ trong một số nước Đông Á và Đông Nam Á như sau: Trung Quốc 42,18 tỷ m³, Ấn Độ 16,1 tỷ m³, Thái Lan 10,498 tỷ m³, Việt Nam khoảng 4 tỷ m³ (Bảng 4).

Thị trường vận tải biển và thiết bị dầu khí biển

Cước vận tải dầu thô, xăng, khí hóa lỏng, LPG phụ thuộc vào trọng tải tàu, loại tàu, cung đường, các loại

thuế. Đối với dầu thô, cước vận chuyển từ vịnh Ba Tư về Nhật Bản bằng tàu trọng tải 230.000 tấn dao động trong khoảng 2 - 2,3USD/thùng. Đối với LPG, cước vận chuyển là 25 - 30 USD/tấn nếu vận chuyển bằng tàu có trọng tải 71.000 tấn và khoảng 25,5 - 31USD/tấn nếu vận chuyển bằng tàu có trọng tải 44.000 tấn. Giá thuê tàu chở LPG thời hạn 12 tháng, loại tàu từ 3.200 - 75.000m³ dao động từ 450.000 - 215.000USD/tháng (tàu càng nhỏ thì cước phí càng đắt). Giá cải hoán tàu chở dầu thành giàn khai thác ở xưởng đóng tàu Keppel Offshore (Singapore) và Jurong Shipyard (Singapore) dao động trong khoảng 90 - 100 triệu USD; giàn nửa nổi nửa chìm đóng mới do Shanghai Weigaoqiao Shipbuilding (SWS) - Trung Quốc thiết kế, chế tạo, có thể khoan giếng sâu 3.050m, mức nước biển sâu đến 10.000m có giá 879 triệu USD. Giá thuê giàn của Songa Offshore chở từ Singapore về Sakhalin do Gazprom thuê có giá 330USD/ngày. Giá thuê tàu dịch vụ ở biển Bắc và vùng biển phía Tây châu Phi loại 3.900 - 18.000 mã lực ở mức từ 9.000 - 25.000USD/ngày.

Hà Phong

Từ số 9/2012, Tạp chí Dầu khí mở chuyên mục giới thiệu sáng kiến, giải pháp mới, hữu ích xoay quanh 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Petrovietnam (tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ dầu khí chất lượng cao) nhằm nhân rộng áp dụng sáng kiến, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của đơn vị và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Giải pháp giới thiệu trên Tạp chí sẽ được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Tòa soạn Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được sự hưởng ứng của đông đảo bạn đọc và CBCNV trong Ngành.

Cải tiến kết cấu “van cắt - POP” trong bộ thiết bị lòng giếng để an toàn khi thực hiện công việc hoàn thiện giếng khoan

Giải pháp trên được áp dụng trong công việc chuẩn bị Bộ thiết bị lòng giếng (tại Xưởng kỹ thuật lòng giếng và khảo sát giếng) và công việc hoàn thiện giếng sau khi khoan giếng mới hay sửa chữa lớn cho tất cả các giếng khai thác dầu và bơm ép nước của Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Giải pháp có 5 đồng tác giả gồm: Lê Việt Hải, Trịnh Hoàng Linh, Võ Thanh Long, A.G. Tischenko, Nguyễn Thành Minh thuộc Xí nghiệp Khai thác Dầu khí, Vietsovpetro.

Trước đây, các thiết bị lòng giếng được sử dụng tại Việt Nam là các thiết bị chế tạo sẵn theo chuẩn của các nhà sản xuất và chuẩn của quốc tế. Tuy nhiên, khi áp dụng vào từng điều kiện giếng cụ thể thì không phải khi nào các “chuẩn” đó cũng phù hợp. Tại các giếng khai thác dầu khí, Vietsovpetro đều trang bị bộ thiết bị lòng giếng, trong đó có tổ hợp thiết bị “phễu - van cắt” (Pup out plug - POP) có vai trò như một nút chặn thủy lực, dùng để kích hoạt các thiết bị lòng giếng khác (như Packer, thiết bị bù trừ nhiệt TRS...) vào trạng thái làm việc.

Tuy nhiên trong quá trình sử dụng, Vietsovpetro phát hiện tại một số giếng phát sinh khó khăn do các nguyên nhân: cần tubing làm bằng thép thường nên bị gỉ sét trong quá trình tái sử dụng; đường kính đế của tổ hợp thiết bị “phễu - van cắt” nhỏ khiến khả năng lưu thông tuần hoàn kém; một số giếng có cấu tạo đất đá phức tạp khó rửa sạch đáy giếng; dung dịch khoan hay tích tụ, đóng keo tại đáy giếng khoan trong thời gian thả bộ thiết bị lòng giếng... Những nguyên nhân trên gây ảnh hưởng đến khả năng bơm tuần hoàn, làm sạch giếng từ trong cần tubing ra ngoài qua POP và tạo thành lớp cặn (hỗn hợp các chất cơ học: gỉ sét, dung dịch sét, bùn khoan) đóng trên tổ hợp “phễu - van cắt”, gây nên sự cố như ở giếng khoan số 10002-BK10 (không thể cắt chốt của “phễu - van cắt” POP, bị và để không giải phóng và không rơi được xuống đáy giếng).

Xuất phát từ thực tiễn trên, nhóm tác giả đã nghiên cứu và tính toán phương án cải tiến 1 tổ hợp “phễu - van cắt” theo các bước sau đây: tháo tất cả các chốt hãm (setting pin), cẩn thận tháo gioăng cao su làm kín, tháo đế của “phễu - van cắt”, tiện mở rộng lỗ thoát của đế từ 1 inch lên 1,5 inch, tăng diện tích lỗ thoát lên 2,25 lần so với ban đầu. Sau đó, ráp lại và thử thủy lực các chốt cắt. Các công việc cải tiến kết cấu “van cắt - POP” thực hiện tại Xưởng kỹ thuật lòng giếng - Xí nghiệp Khai thác Dầu khí của Vietsovpetro cho kết quả kín tốt, các thông số làm việc của POP là bình thường.

Thiết bị POP được cải tiến đã được thả lại vào giếng 10002-BK10. Kết quả, tất cả thiết bị lòng giếng được kích hoạt thành công, bản thân tổ hợp “phễu - van cắt” cũng tự cắt chốt và làm việc đúng thông số kỹ thuật đã được cài đặt. Sau khi thử nghiệm thành công ở giếng 10002-BK10, nhóm tác giả đã tiến hành cải tiến một loạt thiết bị POP; phản hồi, trao đổi kinh nghiệm với các nhà sản xuất nhằm nâng đường kính lỗ thoát của đế POP tối thiểu là 1,5 inch khi cung cấp hàng cho Vietsovpetro và được nhà sản xuất chấp nhận.

Theo nhóm tác giả, công việc hoàn cải một tổ hợp “phễu - van cắt” chi phí thấp và khá đơn giản, chỉ cần 1 thợ nguội và 1 thợ tiện bậc 5 làm việc trong 10 phút. Tuy nhiên, giải pháp mang lại hiệu quả kinh tế to lớn, tiết kiệm (nguồn nhân lực, chi phí) và quan trọng nhất là khắc phục được các sự cố về giếng khoan sau khi kết thúc công việc khoan. Giải pháp trên ngăn chặn thành công các sự cố tương tự như đã xảy ra ở giếng 10002-BK10 và đã được Vietsovpetro công nhận là sáng kiến, được áp dụng vào thực tế tại Xí nghiệp Khai thác Dầu khí, mang lại lợi ích kinh tế trực tiếp sau năm đầu tiên (12 tháng) áp dụng gần 75.000 USD. Giải pháp này đã được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn và được trao giải Nhì tại Hội thi Sáng tạo Ngành Dầu khí Việt Nam lần thứ I.

Nguyễn Thành (giới thiệu)

CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Đề tài**Khảo sát, đánh giá phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn propylene và xác định các thông số tối ưu để giả lập xúc tác FCC cân bằng của các nhà máy lọc dầu**

Việc thường xuyên đánh giá, lựa chọn được loại xúc tác FCC phù hợp sẽ mang lại lợi ích kinh tế to lớn, góp phần vào việc ổn định vận hành các nhà máy lọc dầu. Quá trình đánh giá và lựa chọn được xúc tác FCC phù hợp cho nhà máy lọc dầu gồm nhiều bước, trong đó bước giảm hoạt tính xúc tác mới trong phòng thí nghiệm là bước đầu nhưng lại đóng vai trò quyết định. Khi áp dụng các quy trình giảm hoạt tính sẵn có để mô phỏng xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất không cho kết quả chính xác, sai lệch nhiều so với xúc tác cân bằng thực, thể hiện qua hoạt tính và độ chọn lọc sản phẩm. Nhận thấy tầm quan trọng của việc giả lập xúc tác cân bằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Viện Dầu khí Việt Nam/Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (VPI/PVPro) thực hiện đề tài nghiên cứu khoa học “*Khảo sát, đánh giá phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn propylene và xác định các thông số tối ưu để giả lập xúc tác FCC cân bằng của các nhà máy lọc dầu*”. Đề tài do TS. Nguyễn Hoài Thu làm chủ biên và một số cán bộ VPI/PVPro thực hiện.

Mục tiêu của đề tài là xác định quy luật ảnh hưởng của các thông số của quy trình giảm hoạt tính theo phương pháp tuần hoàn propylene đến tính chất hóa lý, hoạt tính và độ chọn lọc của xúc tác cân bằng và trên cơ sở đó thiết lập được quy trình giảm hoạt tính thích hợp để giả lập chính xác xúc tác cân bằng của các nhà máy lọc dầu. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã có đánh giá - tổng quan cơ chế, bản chất quá trình giảm hoạt tính xúc tác và các phương pháp giả lập xúc tác cân bằng thích hợp trong phòng thí nghiệm cho kết quả nhanh, chính xác và tin cậy. Phân tích các tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác mới: diện tích bề mặt riêng, thể tích và phân bố lỗ xốp của xúc tác, kích thước ô mạng cơ sở của zeolit trong hạt xúc tác, thành phần nguyên tố có trong hạt xúc tác, hình ảnh bề mặt hạt xúc tác, mật độ acid, hàm lượng acid, độ mạnh của các tâm acid của các mẫu xúc tác. Đánh giá ảnh hưởng của các thông số trong quá trình tiền xử lý xúc tác (nhiệt độ nung, tốc độ gia nhiệt, thời gian nung)

lên các tính chất hóa lý như diện tích bề mặt, thể tích, phân bố lỗ xốp, kích thước ô mạng cơ sở, hình ảnh, độ bền hạt xúc tác trước khi tiến hành giả lập xúc tác cân bằng. Khảo sát và tìm quy luật ảnh hưởng của các thông số của phương pháp tuần hoàn propylene đến sự thay đổi một số tính chất hóa lý (diện tích bề mặt, thể tích và phân bố lỗ xốp của xúc tác; kích thước ô mạng cơ sở của zeolit; hàm lượng kim loại; hình ảnh và phân bố kim loại trên bề mặt hạt xúc tác; mật độ acid, hàm lượng acid, độ mạnh của các tâm acid của các mẫu xúc tác; đặc tính kim loại V, Ni trên bề mặt bản chất cốt tạo thành), hoạt tính và độ chọn lọc của xúc tác sau giả lập. Thiết lập quy trình giảm hoạt tính thích hợp để giả lập chính xác xúc tác cân bằng cho một số đối tượng xúc tác (từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các nhà máy lọc dầu khác): xác định tính chất hóa lý, hoạt tính và độ chọn lọc của các mẫu xúc tác cân bằng mục tiêu; sử dụng các quy luật đã tìm được ở phần trên để xác định quy trình giả lập xúc tác cân bằng thích hợp cho từng loại xúc tác cân bằng mục tiêu; thử nghiệm, so sánh đánh giá và hiệu chỉnh quy trình giả lập xúc tác cân bằng trên xúc tác mới...

Nhóm tác giả đã hoàn thành nội dung báo cáo tổng kết Đề tài gồm 6 chương: Chương 1 trình bày tổng quan về quá trình giảm hoạt tính xúc tác và sự cần thiết để thực hiện đề tài; Chương 2 trình bày các phương pháp thực nghiệm để đánh giá các đặc trưng hóa lý, hoạt tính và độ chọn lọc của xúc tác; Chương 3 trình bày ảnh hưởng của quá trình tiền xử lý nhiệt đến việc giảm hoạt tính xúc tác; Chương 4 trình bày ảnh hưởng của các thông số trong quá trình tuần hoàn propylene đến việc giảm hoạt tính xúc tác; Chương 5 trình bày tối ưu hóa quy trình giảm hoạt tính xúc tác theo phương pháp tuần hoàn propylene và một số thử nghiệm; Chương 6 là kết luận và kiến nghị. Kết quả đề tài có thể sử dụng làm tài liệu tư vấn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về cách thức tiếp cận và thực hiện quá trình mô phỏng xúc tác cân bằng của các nhà máy lọc dầu.

Nguyễn Hoài Thu (giới thiệu)



OSEA2012

The 19th International Oil & Gas Industry Exhibition & Conference

SINCE 1976

Energising Asia



27 – 30 November 2012 | Marina Bay Sands, Singapore

Visitor pre-registration @ **www.osea-asia.com**

Organiser:



Singapore Exhibition
Services Pte Ltd

Worldwide Associate:



Overseas Exhibition
Services Ltd

Endorsed by:

