

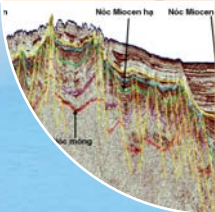
Dầu Khí



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

■ SỐ 11 - 2012

Dấu ấn trong hợp tác dầu khí giữa
VIỆT NAM - LIÊN BANG NGÀ



HÀ NỘI, ngày 22 - 23/5/2013



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

Để biết thông tin chi tiết về Hội nghị, vui lòng xem tại địa chỉ <http://www.petrovietnam-conference.vn>

Xuất bản hàng tháng
Số 11 - 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: TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov và các đại biểu tham dự sự kiện đưa giếng khoan số 3 của mỏ khí Nagumanovskoye vào hoạt động. Ảnh: Tiến Dũng



PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

Trong chuyến thăm Việt Nam ngày 6 - 7/11/2012 của Thủ tướng Dmitry Anatolyevich Medvedev, Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga khẳng định sẽ tạo điều kiện thuận lợi nhất cho các doanh nghiệp dầu khí hai nước tăng cường, mở rộng hợp tác trên lãnh thổ Liên bang Nga và thêm lục địa Việt Nam. Đặc biệt, chuyến công tác của Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Liên bang Nga từ ngày 19 - 24/11/2012 đã khẳng định, hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Việt Nam - Liên bang Nga đang có những bước tiến mới.

Dấu ấn trong hợp tác dầu khí **GIỮA VIỆT NAM - LIÊN BANG NGÀ**



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov thực hiện nghi thức khởi động đưa giếng khoan số 3 của mỏ khí Nagumanovskoye vào hoạt động. Ảnh: PVN

Đưa giếng khoan số 3 mỏ khí Nagumanovskoye - giếng đầu tiên của Liên doanh giữa Petrovietnam và Gazprom tại Liên bang Nga vào hoạt động

Ngày 22/11/2012, tại Tp. Orenburg (Liên bang Nga), TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov đã thực hiện nghi thức khởi động đưa giếng khoan số 3 của mỏ khí Nagumanovskoye đi vào hoạt động. Hiện nay, mỏ Nagumanovskoye đã đi vào khai thác thử với sản lượng khoảng 20 tấn condensate/ngày. Tham dự và chứng kiến sự kiện này có Đại sứ đặc mệnh toàn

quyền nước CHXHCN Việt Nam tại Liên bang Nga Phạm Xuân Sơn.

Chiều cùng ngày, tại trụ sở của Gazprom ở Tp. Orenburg đã diễn ra Hội nghị thường kỳ lần thứ 5 Ủy ban điều phối chung (Joint Coordinating Committee - JCC) giữa Petrovietnam và Gazprom. Hội nghị do Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov và Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đồng chủ trì.

Hội nghị đã thảo luận vấn đề hợp tác phát triển dầu khí ngoài khơi Việt Nam cũng như tại các mỏ



Chủ tịch HĐQTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực hội đàm với ông Alexey Miller - Chủ tịch Tập đoàn Gazprom. Ảnh: Tiến Dũng

Nagumanovskoye (ở Orenburg) và Severo-Purovskoye (ở khu tự trị Yamal-Nenets) tại Liên bang Nga. Các bên bày tỏ sự hài lòng đối với hiệu quả hoạt động của liên doanh Vietgazprom và Gazpromviet trong năm 2012. Hội nghị đặc biệt lưu ý triển vọng cung cấp khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) cho Việt Nam từ Vladivostok, cũng như khả năng thành lập một liên doanh cho việc sử dụng nhiên liệu NGV tại Việt Nam. Hội nghị cũng đề cập đến vấn đề tăng cường hợp tác trong phát triển nghề nghiệp và đào tạo lại...

Tại Hội nghị lần này, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn và Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov đã đại diện hai bên ký Hiệp định hợp tác khoa học và công nghệ. Đặc biệt, các bên sẽ mở rộng hợp tác trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, sản xuất, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối và sử dụng dầu khí...

Các bên thống nhất kế hoạch hành động năm 2013 của Ủy ban điều phối chung, nhóm làm việc chung giữa Petrovietnam và Gazprom; đặt được thỏa thuận tăng cường hợp tác phát triển lĩnh vực dầu khí ở Liên bang Nga và ngoài khơi Việt Nam.

Trước đó, ngày 19/11, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc

với ông Alexey Miller - Chủ tịch Gazprom và lãnh đạo cao cấp của Tập đoàn tại trụ sở của Gazprom nhằm thảo luận các vấn đề nhằm đẩy mạnh hợp tác song phương trong lĩnh vực dầu khí và tập trung vào các động lực chính nhằm thúc đẩy sự phát triển hơn nữa. Đặc biệt, hai bên đánh giá cao nỗ lực của Vietgazprom với phát hiện tại mỏ Báo Vàng và Báo Đen; xử lý và minh giải dữ liệu địa chấn và địa hóa của Lô 129, 130, 131, 132 trên thềm lục địa Việt Nam.

Hai bên trao đổi thông tin về hoạt động các dự án của Gazpromviet, thảo luận Chương trình công tác năm 2013 và kế hoạch sản xuất giai đoạn 2013 - 2015 với mục tiêu đưa mỏ Nagumanovskoye và mỏ Severo-Purovskoye vào khai thác công nghiệp. Gazprom dự kiến sẽ xem xét khả năng tiếp tục chuyển nhượng giấy phép một dự án khác cho Gazpromviet sau khi hoàn thành các báo cáo đánh giá kinh tế kỹ thuật.

Tăng cường hợp tác giữa Petrovietnam và các đối tác Nga

* Ngày 21/11/2012, tại Moscow, Chủ tịch HĐQTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực đã có cuộc hội kiến với ông Igor Ivanovich Sechin - Chủ tịch Công ty Dầu khí Quốc gia Nga Rosneft để thiết lập quan hệ hợp tác chiến lược với công ty dầu khí lớn nhất Liên bang Nga.



Ông Igor Ivanovich Sechin - Chủ tịch Công ty Dầu khí Quốc gia Nga Rosneft và TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại cuộc hội kiến. Ảnh: CTV

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã mời Rosneft tham gia đầu tư vào các lô dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam; bày tỏ mong muốn ủng hộ các dự án chung giữa Petrovietnam và Zarubezhneft ở khu vực biển Baren và Yakutia (Nga). Đồng thời, đề nghị thành lập liên doanh giữa Rosneft và Petrovietnam để tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại Liên bang Nga và đề nghị Rosneft xem xét khả năng cung cấp dầu thô cho Việt Nam.

Về phía mình, Chủ tịch Rosneft bày tỏ sẵn sàng hợp tác với Petrovietnam trong các dự án ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, ở khu vực Biển Bắc và thềm lục địa Liên bang Nga; đồng thời ủng hộ việc hai bên hợp tác lâu dài trong cung cấp dầu thô, lọc hóa dầu cũng như cùng đầu tư vào các dự án dầu khí khác ở nước ngoài.

Hai bên thống nhất thành lập tổ công tác chung cho từng lĩnh vực hợp tác cụ thể của Petrovietnam và Rosneft; đồng thời đẩy nhanh tiến độ để có thể ký hợp tác vào đầu năm 2013.

* Ngày 19/11/2012, TSKH. Phùng Đình Thực dẫn đầu đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có cuộc gặp gỡ và trao đổi với ông Nikolai Brunich - Tổng giám đốc Zarubezhneft. Hai bên đã bàn thảo chi tiết về kế hoạch sản lượng của Vietsovpetro và tiếp tục đàm phán để ký kết hợp đồng Lô 12/11 và Lô 42; xây dựng phương án phát triển mỏ Thiên Ứng (Lô 04-3) để tối ưu hóa chi phí, chia sẻ đầu tư theo hướng kết nối các mỏ lân cận. Hai bên cũng bàn thảo về việc sớm thỏa thuận phương án phân chia sản phẩm khí condensate trình Chính phủ Việt Nam phê duyệt, sớm triển khai khai thác khí khu vực Đông Bắc mỏ Rồng (Lô 09-1).

Hai bên đã bàn về kế hoạch thành lập Rusvietshelf để tham gia các lô ngoài khơi Liên bang Nga mà Zarubezhneft đang trình Chính phủ Nga phê duyệt. Hai bên cùng bàn bạc về kế hoạch mở rộng hoạt động của Rusvietpetro sang khu vực lân cận thông qua mua bán trao đổi tài sản dầu khí và tổ chức hợp Hội đồng điều phối dự án trong thời gian tới.

THỦ TƯỚNG LIÊN BANG NGA THĂM CHÍNH THỨC VIỆT NAM

Nhận lời mời của Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng, Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Dmitry Anatolyevich Medvedev đã thăm chính thức Việt Nam từ ngày 6 - 7/11/2012. Chuyến thăm đánh dấu mốc mới trong quan hệ song phương, góp phần củng cố thêm quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Sáng ngày 7/11/2012, tại Trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng có cuộc hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Anatolyevich Medvedev. Trong không khí hữu nghị, tin cậy và hiểu biết lẫn nhau, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Dmitry Anatolyevich Medvedev đã thông báo cho nhau về tình hình chính trị, kinh tế, xã hội và chính sách đối ngoại của mỗi nước; trao đổi ý kiến về các vấn đề quan hệ song phương, các vấn đề quốc tế và khu vực hai bên cùng quan tâm.

Hai Thủ tướng đánh giá cao hoạt động của các công ty liên doanh trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam và Liên bang Nga. Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh Việt Nam đặc biệt coi trọng thúc đẩy hợp tác với Nga trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng, đề nghị Nga tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp dầu khí hai nước thành lập các liên doanh mới tham gia các dự án tại Liên bang Nga; nhấn mạnh Chính phủ Việt Nam sẽ tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi để các công ty Nga triển khai các dự án hợp tác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Thủ tướng Dmitry Anatolyevich Medvedev khẳng định Chính phủ và các công ty dầu khí của Liên bang Nga sẽ tiếp tục hợp tác với Việt Nam thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam trong thời gian tới; hỗ trợ, tạo điều kiện thuận lợi cho các công ty liên doanh dầu khí hai nước tăng cường, mở rộng hợp tác trên lãnh thổ Liên bang Nga.

Nguyễn Hoàng



Ban hành lộ trình sử dụng nhiên liệu sinh học

Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn

Theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ, từ ngày 1/12/2014, xăng E5 được sản xuất, phối chế, kinh doanh để sử dụng cho phương tiện cơ giới đường bộ tiêu thụ trên địa bàn 7 tỉnh, thành phố: Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Bà Rịa - Vũng Tàu. Từ ngày 1/12/2015, xăng E5 sẽ được sản xuất, phối chế, kinh doanh để sử dụng cho phương tiện cơ giới đường bộ tiêu thụ trên toàn quốc.

Đối với xăng E10, từ ngày 1/12/2016, xăng E10 sẽ được sản xuất, phối chế, kinh doanh để sử dụng cho phương tiện cơ giới đường bộ tiêu thụ trên địa bàn 7 tỉnh, thành phố: Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Bà Rịa - Vũng Tàu. Từ ngày 1/12/2017, xăng E10 sẽ được sản xuất, phối chế, kinh doanh để sử dụng cho phương tiện cơ giới đường bộ tiêu thụ trên toàn quốc.

Tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống gồm các mức:

- Xăng E5 là hỗn hợp của xăng không chì và ethanol nhiên liệu biến tính với hàm lượng ethanol từ 4 - 5% theo thể tích.
- Xăng E10 là hỗn hợp của xăng không chì và ethanol nhiên liệu biến tính với hàm lượng ethanol từ 9 - 10% theo thể tích.
- Diesel B5 là hỗn hợp của nhiên liệu diesel và nhiên liệu diesel sinh học gốc với hàm lượng ester methyl acid béo (FAME) từ 4 - 5% theo thể tích.
- Diesel B10 là hỗn hợp của nhiên liệu diesel và nhiên liệu diesel sinh học gốc và hàm lượng ester methyl acid béo (FAME) từ 9 - 10% theo thể tích.

Trong thời gian chưa thực hiện áp dụng tỷ lệ phối trộn theo Lộ trình, Chính phủ khuyến khích các tổ chức, cá nhân sản xuất, phối chế và kinh doanh xăng E5, E10 và diesel B5, B10. Lộ trình không áp dụng cho các loại xăng, dầu đặc chủng của quân đội, công an phục vụ mục đích quốc phòng, an ninh do Bộ Quốc phòng và Bộ Công an quy định.

Cần sự phối hợp hiệu quả, đồng bộ

Theo Quyết định này, Thủ tướng Chính phủ cũng quy định rõ trách nhiệm của các đơn vị trong việc phối hợp tổ chức thực hiện. Với vai trò đơn vị chủ trì thực hiện Lộ trình này, Bộ Công Thương có trách nhiệm xây dựng và kiểm tra, giám sát việc thực hiện phát triển vùng nguyên liệu bền vững, cơ sở sản xuất, hệ thống phân phối sản phẩm nhiên liệu sinh học phục vụ lộ trình; xây dựng và ban hành các quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia liên quan đến tồn trữ, vận chuyển, phân phối sản phẩm nhiên liệu sinh học; chủ trì, phối hợp với Bộ Giao thông Vận tải và các địa phương tổ chức triển khai các dự án thúc đẩy sử dụng nhiên liệu sinh học trong giao thông vận tải công cộng; đẩy mạnh hợp tác quốc tế để tranh thủ nguồn lực về kỹ thuật và công nghệ phục vụ thực hiện lộ trình...

Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn chịu trách nhiệm phát triển và đảm bảo các vùng nguyên liệu cho ngành công nghiệp sản xuất nhiên liệu sinh học theo hướng bền vững; xây dựng và ban hành các chính sách ưu đãi, hỗ trợ cho sản xuất nguyên liệu sinh khối phục vụ sản xuất nhiên liệu sinh học; đẩy mạnh các chương trình nghiên cứu, nhập khẩu, phát triển các nguồn giống cây trồng, kỹ thuật canh tác cho năng suất sinh khối cao,

Ngày 22/11/2012, Thủ tướng Chính phủ quyết định ban hành Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống. Quyết định có hiệu lực từ ngày 15/1/2013 và được coi là một trong những cơ sở quan trọng nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của các Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học và thúc đẩy việc sử dụng nhiên liệu sạch tại Việt Nam.

chất lượng phù hợp làm nguyên liệu cho ngành sản xuất nhiên liệu sinh học phục vụ Lộ trình. Bộ Khoa học và Công nghệ rà soát, xây dựng và ban hành các tiêu chuẩn quốc gia, quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về nhiên liệu sinh học phục vụ thực hiện lộ trình; chỉ đạo việc kiểm tra, kiểm định nghiêm ngặt các thiết bị đo lường trong sản xuất, phân phối nhiên liệu sinh học và việc đảm bảo tỷ lệ phối trộn, chất lượng sản phẩm theo quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia và tiêu chuẩn công bố áp dụng đối với các sản phẩm nhiên liệu sinh học.

Chính phủ giao các Bộ Kế hoạch & Đầu tư, Bộ Tài chính chủ trì xây dựng và ban hành (hoặc trình cơ quan có thẩm quyền ban hành) các chính sách ưu đãi nhằm thúc đẩy phát triển nhiên liệu sạch gồm: chính sách ưu đãi về đầu tư đối với các dự án sản xuất, phối trộn, phân phối nhiên liệu sinh học đảm bảo thực hiện lộ trình; chính sách ưu đãi thích hợp để khuyến khích, đầu tư phát triển vùng nguyên liệu (Bộ Kế hoạch và Đầu tư); chính sách ưu đãi về thuế nhập khẩu thiết bị, phụ tùng trong nước chưa sản xuất được của các dự án phát triển mạng lưới phối trộn, phân phối, kinh doanh sản phẩm nhiên liệu sinh học; chính sách ưu đãi về thuế đối với các sản phẩm nhiên liệu sinh học theo từng giai đoạn của lộ trình; các quy định về thuế đối với nguyên liệu sản xuất nhiên liệu sinh học (Bộ Tài chính).

UBND tỉnh/thành phố trực thuộc Trung ương chủ động phối hợp với Bộ Công Thương và các Bộ, Ngành liên quan tổ chức xây dựng và kiểm tra, giám sát việc thực hiện quy hoạch phát triển vùng nguyên liệu bền vững, cơ sở sản xuất, hệ thống phân phối sản phẩm nhiên liệu sinh học phục vụ lộ trình. Về phần mình, các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh nhiên liệu sinh học phải tuân thủ các quy hoạch phát triển, các quy định đảm bảo tỷ lệ phối trộn, chất lượng sản phẩm theo quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia và tiêu chuẩn công bố áp dụng đối với các sản phẩm nhiên liệu sinh học.

Việc Chính phủ ban hành Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống được coi là bước tiến quan trọng, thúc đẩy phát triển năng lượng xanh tại Việt Nam, giảm phát thải khí độc hại ra môi trường, giảm lượng xăng dầu nhập khẩu, góp phần bảo vệ môi trường và đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Hiện trên thế giới có khoảng 20 nước bắt buộc sử dụng xăng sinh học có hàm lượng từ 4 - 20% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính và có 14 nước đang khuyến khích sử dụng E5/E10 hoặc tương đương.

Ngọc Linh

Một góc Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước. Ảnh: PVE



Đoàn chủ tịch và thư ký của Hội nghị thường niên lần thứ 48 của Ủy ban Điều phối các chương trình Khoa học Địa chất Khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP). Ảnh: PVN

Các nước thành viên CCOP:

Phát huy nội lực trong xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu, đào tạo về địa chất

Hội nghị thường niên lần thứ 48 và Hội nghị Ban Lãnh đạo lần thứ 59 của Ủy ban Điều phối các chương trình Khoa học Địa chất Khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) được tổ chức tại đảo Langkawi, Malaysia từ ngày 5 - 10/11/2012 với sự bảo trợ của Chính phủ Malaysia và sự tài trợ của Cục Địa chất Malaysia. Tại Hội nghị, các nước thành viên CCOP xác định sẽ phải huy động nội lực nhiều hơn để xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu, đào tạo về địa chất của nước mình trong thời gian tới.

Hội nghị thường niên lần thứ 48 của CCOP (5 - 8/11/2012) có hơn 100 đại biểu từ các nước thành viên CCOP tham dự: Campuchia (3 đại biểu), Trung Quốc (16 đại biểu), Indonesia (20 đại biểu), Nhật Bản (9 đại biểu), Hàn Quốc (3 đại biểu), Lào (2 đại biểu), Malaysia (14 đại biểu), Papua New Guinea (2 đại biểu), Philippines (1 đại biểu), Singapore (2 đại biểu), Thái Lan (13 đại biểu) và Việt Nam (9 đại biểu). Đông Timor vắng mặt tại kỳ họp lần này.

Đoàn CCOP Việt Nam gồm các đại biểu từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng cục Địa chất & Khoáng sản Việt Nam (GDMV), Văn phòng

Chính phủ, Bộ Ngoại giao, Bộ Khoa học & Công nghệ, Viện Khoa học & Công nghệ Việt Nam, do ông Nguyễn Quang Hưng - Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Địa chất & Khoáng sản Việt Nam làm Trưởng đoàn đã tham gia 2 cuộc họp và các hoạt động khác bên lề Hội nghị.

Tham dự Hội nghị còn có đại diện các nước hợp tác với CCOP (Đức, Anh, Đan Mạch, Phần Lan), các tổ chức hợp tác với CCOP (Petrad/Na Uy, Trường UKM/Malaysia), Nhóm tư vấn (Advisory Group) và Ban Thư ký Kỹ thuật CCOP.

Phiên khai mạc Hội nghị thường niên có sự tham dự của Thứ trưởng

Bộ Tài nguyên - Môi trường Malaysia, Đại sứ Nhật Bản và Đại sứ Việt Nam tại Malaysia. Hội nghị đã nhất trí bầu ông Dato'Yunus Abdul Razak và ông He Qingcheng, Giám đốc CCOP T/S đồng chủ trì Hội nghị; Thư ký kỳ họp là TS. Nguyễn Hồng Minh (Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam) và bà Lowe Carmel (Canada).

Tại Hội nghị, lần lượt các nước thành viên, các nước hợp tác và các tổ chức đã trình bày báo cáo thường niên của mình. Báo cáo của Việt Nam do đại diện Tổng cục Địa chất & Khoáng sản Việt Nam trình bày. Hội nghị cũng nghe Ban Thư ký Kỹ thuật báo cáo hoạt động của CCOP, kế hoạch hoạt động 2013, kế hoạch chuẩn bị cho các kỳ họp tiếp theo, khuyến nghị của Nhóm tư vấn, trao giải EAGER (Giải thưởng dành riêng cho các nghiên cứu viên trẻ về khoa học địa chất, tuyển chọn và trao hàng năm cho 1 đại diện của nước chủ nhà tổ chức họp thường niên)...

Hội nghị Ban Lãnh đạo họp ngày 9 và 10/11/2012, bao gồm đại diện của các nước thành viên CCOP và Trưởng Nhóm tư vấn. Hội nghị Ban Lãnh đạo CCOP xem xét chi tiết hơn về hoạt động của CCOP năm 2012 và chương trình công tác, ngân sách 2013, các vấn đề về tổ chức, tái

cơ cấu Ban Kỹ thuật CCOP, cập nhật thông tin về bầu Giám đốc CCOP nhiệm kỳ 2013 - 2016. Ghi nhận chung qua 2 Hội nghị là hiện nay các nước hợp tác coi khu vực các nước CCOP là khu vực đã khá phát triển nên đang chuyển hướng tài trợ sang khu vực châu Phi. Do vậy, các nước thành viên CCOP, trong đó có Việt Nam, sẽ phải huy động nội lực nhiều hơn để xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu, đào tạo về địa chất của nước mình.

Bên lề 2 hội nghị quan trọng trên là 2 hội thảo kỹ thuật với chủ đề "Sáng tạo trong khoa học trái đất hướng tới sự phát triển bền vững" (*Geoscience Innovations for Sustainable Development: the Future We Want*) và "Sạt lở, lún đất, địa - môi trường". Đại diện Tổng cục Địa chất & Khoáng sản Việt Nam có báo cáo giới thiệu về công viên địa chất (cao nguyên đá Đồng Văn) được các đại biểu tham dự đánh giá cao. Các đại biểu CCOP đã tham gia chuyến thực địa đến công viên địa chất KILIM với những diện mạo địa chất, thảm thực vật, các loại động vật rất đặc trưng cho khu vực đảo Langkawi cũng như cảnh quan thiên nhiên, các công trình nhân tạo rất đẹp và sinh động.

Phạm Văn Huy



Đoàn CCOP Việt Nam do ông Nguyễn Quang Hưng - Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Địa chất & Khoáng sản Việt Nam làm Trưởng đoàn đã tham gia 2 cuộc họp quan trọng của CCOP và các hoạt động khác bên lề Hội nghị. Ảnh: PVN

Sáng ngày 13/11, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội thảo “Phối hợp ứng phó sự cố tràn dầu trong hoạt động khai thác dầu khí vùng biển ngoài khơi Việt Nam”. Đây là sự cố môi trường đặc biệt nguy hiểm, công tác ứng phó sự cố trong những năm gần đây đã có thành công bước đầu, song vẫn còn nhiều bất cập, trước hết là từ hệ thống văn bản pháp quy thiếu đồng bộ...

Ông Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ông Lê Hồng Thái Trưởng Ban An toàn Sức khỏe Môi trường Tập đoàn chủ trì Hội thảo. Ảnh: PVN



Ứng phó sự cố tràn dầu trong hoạt động khai thác dầu khí

Sự cố phun trào dầu khí luôn là nguy cơ tiềm ẩn

Tại Hội thảo, ông Nguyễn Văn Khương - Phó Trưởng Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí Tập đoàn đã trình bày tham luận “Hoạt động tìm kiếm dầu khí ngoài khơi Việt Nam và sự cố phun trào dầu khí”. Hiện nay, Tập đoàn đang thực hiện 60 hợp đồng dầu khí, gia tăng trữ lượng đạt khoảng 30 - 35 triệu tấn quy dầu/năm; hàng năm thu nổ khoảng 10.000km địa chấn 2D và 5.000km² địa chấn 3D. Tổng số giếng khoan 1.180 giếng, trong đó riêng năm 2012 khoan khoảng 70 giếng và có 10 - 15 giàn khoan hoạt động liên tục.

Tập đoàn hiện có 24 mỏ đang khai thác, 572 giếng đang khai thác, 68 giàn khai thác, có 7 tàu xử lý dầu, 9 tàu chứa dầu. Hệ thống đường ống nội mỏ và giữa các mỏ khoảng 576km, trong đó 415km là đường ống dẫn dầu thô, 161km là đường ống dẫn khí; hệ thống đường ống dẫn khí vào bờ khoảng 842km. Trong giai đoạn 2013 - 2015, Tập đoàn sẽ khoan khoảng 60 - 70 giếng/năm và theo kế hoạch sẽ phát triển, khai thác các mỏ: Thăng Long - Đồng Đô, Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng, Hải Thạch - Mộc Tinh, Kim Cương, Sư Tử Nâu, Hàm Rồng - Thái Bình, Cá Chó - Gấu Chúa - Gấu Ngựa, Thiên Ứng - Mãng Cầu... Có thể nói, hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi Việt Nam không ngừng được tăng cường, mở rộng, hiện chưa có phun trào gây thảm họa về môi trường. Tuy nhiên,

sự cố phun trào luôn tiềm ẩn, là thách thức của hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi.

Theo ông Nguyễn Văn Khương, sự cố phun trào có thể xảy ra trong quá trình khoan, sửa giếng và khai thác khi hệ thống kiểm soát áp suất không hoạt động. Theo thống kê tại Mỹ có 1 sự cố phun/387 giếng khoan, trong khi đó tỷ lệ này ở Việt Nam là 1/550. Khi xảy ra sự cố, cần có biện pháp ứng cứu phun tại bề mặt: tháo và thu dọn BOP, giàn khoan/giàn khai thác bị cháy/hỏng; lắp thiết bị chụp để kiểm soát dòng dầu, khí phun; bơm dung dịch nặng và xi măng để dập giếng; sử dụng giếng khoan cứu trợ khi các cố gắng dập giếng từ bề mặt thất bại; áp dụng công nghệ khoan định hướng cắt giếng khoan sự cố hoặc cắt vĩa... Do đó, cần phải có kế hoạch ứng phó tốt để hạn chế tối đa thiệt hại. Nếu khí phun xa giàn thì cần sơ tán bớt nhân sự. Nếu khí phun gần giàn, cần tắt hệ thống điện, động cơ; sơ tán toàn bộ nhân sự; quan sát, theo dõi bằng trực thăng và tàu dịch vụ. Nếu khí phun yếu cần khởi động hệ thống động lực, dịch chuyển giàn ra xa; sử dụng ROV quan sát, theo dõi diễn biến sự cố. “Tiếp tục rà soát, hoàn thiện các văn bản pháp lý trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí; tăng cường quản lý, điều hành và thi công thăm dò khai thác dầu khí “an toàn là trên hết”; chuẩn bị một kế hoạch ứng cứu khẩn cấp và ứng phó sự cố phun trào dầu khí cấp độ cao” - ông Nguyễn Văn Khương nhấn mạnh.

Công tác ứng phó sự cố tràn dầu của Petrovietnam

Theo ông Đinh Thế Hùng - Phó Chánh Văn phòng trực tình huống khẩn cấp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, bộ máy quản lý công tác an toàn sức khỏe môi trường của Tập đoàn và các đơn vị được kiện toàn hàng năm. Nguồn nhân lực chuyên trách ứng phó sự cố tràn dầu của Tập đoàn (Vietsovpetro, PV Drilling/NASOS) khoảng 100 người, 8.000m phao vây, 15 bộ thiết bị thu hồi dầu các loại, 40m³ chất phân tán, 12 tàu, 1.800m và 4 tấn vật liệu thấm dầu... Với nguồn lực như hiện nay, trong điều kiện thời tiết thuận lợi, Petrovietnam đủ khả năng ứng phó hiệu quả sự cố tràn dầu trên biển ở cấp II (dưới 2.000 tấn) và một phần cấp III (trên 2.000 tấn). Trong trường hợp sự cố vượt xa cấp III hoặc điều kiện tự nhiên không thuận lợi, việc phối hợp với lực lượng địa phương để làm sạch đường bờ sẽ khó đạt hiệu quả cao. Nếu sự cố lớn xảy ra, Tập đoàn sẽ được một trung tâm ứng phó sự cố tràn dầu của Singapore hỗ trợ.

Từ năm 2002 đến nay, Tập đoàn đã thực hiện công tác ứng phó sự cố tràn dầu tương đối tốt: định kỳ cập nhật kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, 100% các công ty thăm dò khai thác dầu khí xây dựng kế hoạch, chuẩn bị nguồn lực ứng phó, thực tập định kỳ. Petrovietnam tiên phong thực hiện và chỉ đạo thực hiện một cách nghiêm túc các quy định về bảo vệ môi trường của Việt Nam và quốc tế. Đồng thời, áp dụng mọi biện pháp thích hợp để loại trừ hoặc giảm thiểu rủi ro gây tác hại đối với sức khỏe và tính mạng con người, gây thiệt hại tài sản hoặc môi trường

Kinh nghiệm từ sự cố tràn dầu của BP

Tại Hội thảo, các đại biểu đã nghe và thảo luận về sự cố của giàn khoan Deepwater Horizon khiến BP phải khắc phục sự cố tràn dầu lớn nhất trong lịch sử ở vịnh Mexico. Lượng dầu tràn ra vịnh Mexico là 4,9 triệu thùng, ảnh hưởng 180.000km² mặt biển, 11 người chết, 17 người bị thương. BP đã thiệt hại khoảng 14 tỷ USD. Trước sự cố này, BP đã huy động lực lượng lớn tham gia khắc phục sự cố: 47.800 người, 8 công ty dầu quốc tế, hàng trăm công ty dịch vụ, hàng chục cơ quan địa phương, các tổ chức quốc tế, đối tác và chính phủ 19 nước. BP đã sử dụng khoảng 830 máy hút dầu, 150 trục thăng, 6.830m³ chất phân tán, 3 giàn bán chìm nước sâu, 3 tàu khoan nước sâu, 2 FPSO, 6.740 tàu dịch vụ...

Kết quả, trong 4,9 triệu thùng dầu bị tràn thì BP đã thu hồi được từ miệng giếng 17%, thu hồi từ mặt biển 3%, đốt 5%, phân tán hóa học 8%, phân tán tự nhiên 16%, bay hơi 25%, tồn tại trong môi trường 26%. Bài học kinh nghiệm ứng phó của BP là phải có sự hợp tác chặt chẽ, hiệu quả và năng lực ứng phó trên phạm vi toàn cầu; phải thay đổi, mở rộng và áp dụng linh hoạt hệ thống quy trình, quy phạm hiện có khi phát sinh tình huống mới, đảm bảo khả năng ứng phó, xử lý nhanh, phù hợp với tình hình; thông tin chính xác, kịp thời để có quyết định đúng đắn, đảm bảo hoạt động nhịp nhàng và an toàn, đáp ứng yêu cầu cập nhật thông tin của cổ đông và công chúng...

đảm bảo các hoạt động, sản phẩm và các dịch vụ của Ngành đáp ứng yêu cầu của pháp luật và đạt chuẩn mực về môi trường, cung cấp nguồn lực, hệ thống quy trình cần thiết để lập và duy trì mức rủi ro thấp nhất có thể về môi trường. Tập đoàn đã thông qua Trung tâm ứng cứu sự



Phối hợp triển khai hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu từ tàu Bể Đông 50. Ảnh: NASOS

cố Quốc gia để làm việc với các trung tâm ứng cứu trong khu vực, đồng thời chủ động làm việc với các trung tâm lớn trên thế giới.

Theo Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn, tràn dầu là sự cố môi trường đặc biệt nguy hiểm, có mức độ tác động rất lớn đến môi trường thiên nhiên và ảnh hưởng đến sản xuất. Nguy cơ sự cố tràn dầu luôn hiện hữu, đặc biệt trong ngành dầu khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong muốn thông qua hội thảo này, các đơn vị trong và ngoài Ngành phối hợp phân tích tình hình ứng phó sự cố tràn dầu; nêu bật những khó khăn và đề ra những giải pháp.

Hiện công tác ứng phó sự cố tràn dầu vẫn còn nhiều bất cập, trước hết từ hệ thống văn bản pháp quy chưa đồng bộ: chưa có quy định cụ thể loại hình/phạm vi hoạt động cần phải xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu; thang phân cấp sự cố hiện nay chưa thật sự phù hợp với thực tế và giới hạn trách nhiệm của doanh nghiệp chuẩn bị nguồn lực ứng phó. Hiện chưa có văn bản hướng dẫn thi hành Nghị định 95/2010 để cấp phép cho các lực lượng ứng phó sự cố tràn dầu quốc tế vào Việt Nam; chưa có quy định phù hợp cho việc sử dụng chất phân tán; chưa hoàn thiện quy chế tài chính trong ứng phó sự cố tràn dầu và các hướng dẫn xác định và bồi thường thiệt hại do sự cố gây ra... Do đó, cần khẩn trương hoàn thiện hệ thống văn bản pháp luật liên quan đến công tác ứng phó sự cố tràn dầu; tăng cường hợp tác giữa các lực lượng trong và ngoài nước; chú trọng nâng cao năng lực ứng phó sự cố tràn dầu của địa phương, đơn vị cơ sở đóng trên địa bàn; phát triển nhóm nhân lực nòng cốt của Petrovietnam, làm cơ sở truyền đạt kiến thức, kỹ năng, chuyển giao công nghệ cho các đơn vị liên quan. Về vấn đề này, ông Nguyễn Văn Bình - Phó Cục trưởng Cục Cứu hộ, Cứu nạn (Bộ Quốc



Tàu đa năng ứng phó sự cố tràn dầu trên biển NASOS II với tầm hoạt động 250 hải lý. Ảnh: PVD

Trung tâm Ứng phó Sự cố tràn dầu khu vực miền Nam (NASOS) được thành lập năm 2007, đã tiến hành xử lý, ứng cứu hàng ngàn tấn dầu tràn do các sự cố, phòng ngừa ô nhiễm môi trường tại nhiều địa phương ở khu vực miền Nam - nơi luôn có nguy cơ cao xảy ra sự cố tràn dầu. Để tăng cường khả năng hoạt động, NASOS đã thực hiện các dự án trọng điểm: đầu tư xây dựng Căn cứ ứng phó sự cố tràn dầu tại Tp. Vũng Tàu đã được khởi công xây dựng từ tháng 1/2011; đầu tư đóng mới 2 tàu đa năng ứng phó sự cố tràn dầu trên biển NASOS I (tầm hoạt động 150 hải lý) và NASOS II (tầm hoạt động 250 hải lý); đồng thời trang bị thêm nhiều thiết bị hiện đại; đáp ứng nhu cầu cho các đơn vị cả trong và ngoài Tập đoàn; góp phần quan trọng nâng cao năng lực ứng cứu sự cố tràn dầu của Ngành Dầu khí Việt Nam.

phòng) cho rằng, phối hợp sự cố tràn dầu cần có sự phối hợp ngay trong việc quy chuẩn, đồng bộ hệ thống văn bản và trang thiết bị, vật lực, con người. Như vậy khi sự cố xảy ra, kế hoạch khắc phục sẽ được triển khai nhanh chóng, giảm thiệt hại về người và của.

Hà Linh



Đặc điểm thành phần vật chất các đá magma Mesozoi muộn - Kainozoi sớm vùng Bình Thuận (Đông Nam Đà Lạt) và khoáng sản liên quan

TS. Nguyễn Trung Chí

Viện Dầu khí Việt Nam

TS. Ngô Văn Minh

Trung tâm Kiểm định và Công nghệ Địa chất

Trên cơ sở đặc điểm thạch học, địa hóa nguyên tố chính và nguyên tố vết của các thành tạo magma vùng Bình Thuận (Đông Nam đối Đà Lạt), nhóm tác giả đã làm rõ được tính đồng magma của các thành tạo núi lửa Nha Trang với các đá granitoid Đèo Cả, thuộc loạt kiềm - vôi, kiểu magma trộn lẫn giữa granite kiểu - I và S, đồng thời cho thấy quy luật tiến hóa magma của đới Đà Lạt theo 3 mức thời gian tương ứng với 3 tổ hợp núi lửa - xâm nhập được hình thành trong bối cảnh kiến tạo rìa lục địa tích cực kiểu Andơ với các kiểu sinh khoáng đặc trưng của chúng. Bằng việc đối sánh với các mô hình thạch kiến tạo - sinh khoáng cùng kiểu bối cảnh kiến tạo ở Chi Lê, các tác giả cho rằng dị thường từ cực lớn ở Bình Thuận có thể liên quan với một mỏ sắt magnetit - hematit kiểu nguồn gốc phun trào ignimbrite và andesit Nha Trang. Đặc biệt có thể tìm kiếm các mỏ thiếc và wolfram kiểu greisen liên quan nguồn gốc với các thành tạo granitoid Đèo Cả. Ngoài ra, các thành tạo granitoid phức hệ Định Quán ($J_3 - K_1$ đq), phức hệ Đèo Cả ($K_2 - E$ đc) và phức hệ núi lửa Nha Trang (K_2 nt) được xác định là thành phần chủ yếu của đá móng nứt nẻ bể Cửu Long và trở thành tầng chứa dầu quan trọng, là đối tượng khai thác dầu chủ yếu ở bể Cửu Long [8].

1. Giới thiệu

Các nhà địa chất Việt Nam thường gọi dị thường từ hàng không vùng Bình Thuận thuộc Đông Nam đối Đà Lạt là "dị thường từ Ga Lăng" và nó được ghi nhận như là một dị thường từ cực lớn, có khả năng liên quan với một mỏ sắt có quy mô lớn hơn Thạch Khê (Hà Tĩnh) [3]. Để làm rõ hơn bản chất của dị thường từ này cần phải tiến hành hàng loạt nghiên cứu điều tra địa chất, trong đó việc nghiên cứu các đá magma là một nhiệm vụ rất cơ bản. Bằng phương pháp nghiên cứu thạch luận nguồn gốc trên quan điểm kiến tạo mảng, kế thừa các tài liệu nghiên cứu có trước, nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát đo vẽ, thu thập tài liệu, phân tích hàng trăm lát mỏng thạch học, hàng chục mẫu silicat và nguyên tố vết của các thành tạo magma trong diện tích có dị thường từ. Các thành tạo magma đó bao gồm: tổ hợp granitoid Định Quán ($\delta\gamma J_3 - K_1$ đq), tổ hợp granitoid Đèo Cả ($\gamma K_2 - E$ đc) và các thành tạo phun trào hệ tầng Nha Trang (K_2 nt). Việc nghiên cứu các thành tạo magma này góp phần làm sáng tỏ đặc điểm thành phần vật chất và nguồn gốc kiến tạo hình thành các đá móng magma nằm lót dưới các trầm tích Đệ Tam ở rìa Đông Nam thềm lục địa Việt Nam cũng như nguyên nhân nứt nẻ và trở thành tầng chứa

dầu quan trọng và được coi là đối tượng khai thác dầu chủ yếu nhất ở bể Cửu Long [8].

2. Đặc điểm thạch học khoáng vật

Tổ hợp các đá granitoid Định Quán ($\delta\gamma J_3 - K_1$ đq) phân bố chủ yếu ở phía Bắc và Đông Bắc vùng Bình Thuận và hoàn toàn nằm ngoài dị thường từ (xem mặt cắt), trong diện tích nghiên cứu hầu như không gặp lộ gốc do đó ít được tập trung nghiên cứu.

2.1. Các thành tạo núi lửa hệ tầng Nha Trang (K_2 nt)

2.1.1. Hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng dưới (λK_2 nt₁)

Các đá của phụ hệ tầng dưới phân bố chủ yếu ở phần hai bên rìa phía Bắc và Nam của vùng Ga Lăng, có một ít ở vùng trung tâm, với thành phần bao gồm: andesit, andesitodacit, dacit và cuội, sạn kết tuf andesit [2]. Đặc biệt các đá phun trào và mảnh vụn núi lửa của phụ hệ tầng thường gắn bó chặt chẽ có lẽ đồng magma với granitoid Định Quán và bị các granitoid của phức hệ này xuyên cắt. Việc xếp chúng vào phụ hệ tầng dưới hệ tầng Nha Trang (K_2 nt₁) có hợp lý hay không sẽ được thảo luận ở những phần sau.

Các đá andesit có màu xám xanh lục, lục đậm, hạt mịn, kiến trúc porphyre với nền hyalopilit hoặc pilotacxíc, cấu tạo khối hoặc dòng chảy, đôi khi có lỗ rỗng; lượng ban tinh trong đá thay đổi nhiều từ 10 - 40% hầu như không gặp olivin mà chỉ gặp pyroxen (augit), biotit, hornblend. Nền gồm các vi tinh plagioclas (andesin), biotit, hornblend, pyroxen, vi hạt magnetit, zircon và thủy tinh bị clorit hóa (30 - 40%). Andesit thường bị biến đổi carbonate, sausalit, epidot, zoisit hóa (mẫu C.650/3GL).

Andesitodacit có màu xám xanh, xám lục nhạt, có thành phần tương tự như andesit nhưng thường có hàm lượng thạch anh cao hơn. Còn khoáng vật màu là biotit, pyroxen ít gặp hơn (mẫu P.27238).

Dacit có màu xám xanh đến xám nhạt, hạt mịn nhỏ, kiến trúc porphyr với nền hyalopilit, đôi khi vi khảm, cấu tạo dòng chảy hoặc dạng khối, hạnh nhân. Thành phần gồm ban tinh plagioclas (10 - 35%), hornblend (2 - 5%), biotit, thạch anh. Nền thủy tinh hyalopilit. Khoáng vật phụ apatit, epidot (mẫu P.17698).

Cuội sạn kết tuf andesit và andesitodacit có màu xám xanh lục, xanh lốm đốm nâu, kiến trúc mảnh vụn đá phun trào và tinh thể với nền thủy tinh hyalopilit đặc trưng. Cấu tạo khối. Thành phần mảnh vụn gồm: andesit (15%), dacit, mảnh thủy tinh, plagioclas (3%), biotit bị clorit hóa 2 - 3%, thạch anh 3 - 5%. Nền gắn kết 60% chủ yếu là thủy tinh, ít vi tinh plagioclas, clorit, carbonate. Kích thước các mảnh đá và tinh thể thường không đều từ 1 - 6mm. Olivin rất hiếm gặp trong một vài mẫu andesit, ở dạng ban tinh nhỏ, hạt tròn, không màu.

Các đá của phụ hệ tầng dưới nói chung thường bị propylit hóa, thạch anh hóa và thường có khoáng hóa sulfur ở những đới xung yếu, có khả năng liên quan với vàng (Au).

2.1.2. Hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng trên (αK_2 nt₂)

Thường phân bố ở phần trung tâm và trải rộng về phía Bắc, quan hệ của chúng với phụ hệ tầng dưới không rõ ràng, các đá phun trào acid của phụ hệ tầng trên thường phủ trên các đá phun trào trung tính của phụ hệ tầng dưới và trên các thành tạo granitoid Định Quán, đồng thời lại bị các đai mạch granitoid Đèo Cả xuyên cắt. Điều đó cho thấy 2 thành tạo magma phun trào này có lẽ khác nhau về nguồn gốc hoặc độ sâu thành tạo, nhưng hiện được ghép chung vào một hệ tầng đá phun trào tuổi K_2 [7].

Sưu tập mẫu phun trào acid hiện được liệt vào phụ hệ tầng trên hệ tầng Nha Trang trong vùng Ga Lăng [4] bao gồm ryodacit, ryolit, ryolit porphyre thạch anh, felsit và tuf

ryolit, tuf dạng ignimbrit với những đặc điểm thạch học của từng loại đá như sau:

Dacit: màu xám xanh nhạt, kiến trúc porphyre với nền hyalopilit, spherolit, đôi khi có vi khảm; cấu tạo khối, dòng chảy, vi lỗ rỗng hoặc hạnh nhân. Thành phần ban tinh có biotit (8 - 10%), plagioclas (6 - 8%), thạch anh (3 - 5%). Nền thủy tinh bị biến đổi thành clorit, vi hạt thạch anh, felspat và quặng.

Ryodacit màu xám tro, xám xanh, kiến trúc porphyre với nền vi khảm, vi felsit; cấu tạo khối đôi khi dòng chảy yếu, lượng ban tinh 20 - 30% chủ yếu là biotit, felspat kali, thạch anh. Nền vi hạt thạch anh, felspat, thủy tinh acid bị sét hóa mạnh mẽ.

Ryolit và ryolit porphyre thạch anh có màu xám nhạt, xám tro hoặc phớt tím, nâu nhạt; kiến trúc porphyre với nền felsit và thủy tinh bị biến đổi không đều, có các cầu trạng spherolit. Ban tinh chiếm 20 - 25% gồm thạch anh, felspat. Đối với ryolit porphyre thạch anh thường có nền vi hạt cầu và ban tinh thạch anh là chủ yếu.

Felsit: hạt mịn màu xám nhạt hoặc phớt hồng nhạt, chứa ít ban tinh (0 - 3%) với nền felsit điển hình, đặc biệt có cấu tạo phân dải mịn song song.

Tuf ryolit và tuf dạng ignimbrit có màu xám nhạt, có nhiều mảnh đá phun trào nền tím nhạt. Đá có kiến trúc vụn tinh thể với nền tro núi lửa bị biến đổi (75 - 60%). Cấu tạo dòng chảy, phân dải không đều. Thành phần gồm vụn tinh thể plagioclas (10 - 20%), thạch anh (1 - 8%), felspat kali (3 - 6%) và hornblend. Ngoài ra còn gặp một số cuội sạn kết tuf núi lửa (pyroclastic).

2.2. Các đá xâm nhập granitoid Đèo Cả (γK_2 - E đc)

Các đá granitoid Đèo Cả phân bố rải rác ở địa khối Kon Tum và phổ biến rộng rãi trong phạm vi đới Đà Lạt. Chúng xuyên cắt các thành tạo trầm tích tuổi Jura hệ tầng Bản Đôn (J_{1-2} bđ), xuyên cắt các thành tạo granitoid Định Quán và các thành tạo trầm tích phun trào hệ tầng Đơn Dương (K đd). Trong vùng núi Ga Lăng, chúng phân bố rất hạn chế ở phía Đông Bắc nhưng lại khá phổ biến ở phần phía Nam và Đông Nam, đồng thời xuyên cắt các đá phun trào của hệ tầng Nha Trang nói chung (K_2 nt) [9].

Thành phần thạch học chủ yếu bao gồm: granite biotit hạt nhỏ, màu xám phớt hồng, kiến trúc dạng porphyre với ban tinh felspat mà chủ yếu là felspat kali có màu hồng thít, hàm lượng 15%; kích thước ban tinh trung bình 7 - 9mm, phân bố không đều, trong nền kiến trúc hạt nhỏ đều, sáng màu.

Pha đá mạch chủ yếu là các đá granite aplit, aplit, pegmatit có sulfur. Chúng tạo thành các mạch nhỏ với kích thước 0,2 - 0,5m hoặc 2 - 3m. Các mạch xuyên theo hướng Đông Bắc - Tây Nam hoặc á vĩ tuyến. Các đai mạch granite phân bố trong phạm vi các khối xâm nhập đôi khi gặp ở đới ngoại tiếp xúc. Đặc điểm khoáng vật chủ yếu là feldspar kali (orthoclase), plagioclas là những lăng trụ không đều, có cấu tạo đới nhưng không nhiều, một số hạt lớn là oligoclas - andesin ($N^\circ = 28 - 37$). Loại hạt nhỏ là albit ($N^\circ = 3 - 5$), song tinh theo luật albit - carbat. Đa số chúng có phần nhân đều bị sericit hóa.

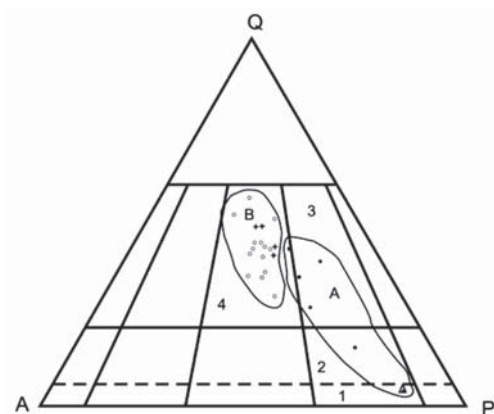
3. Đặc điểm thạch địa hóa

3.1. Các thành tạo núi lửa hệ tầng Nha Trang ($K_2 nt$)

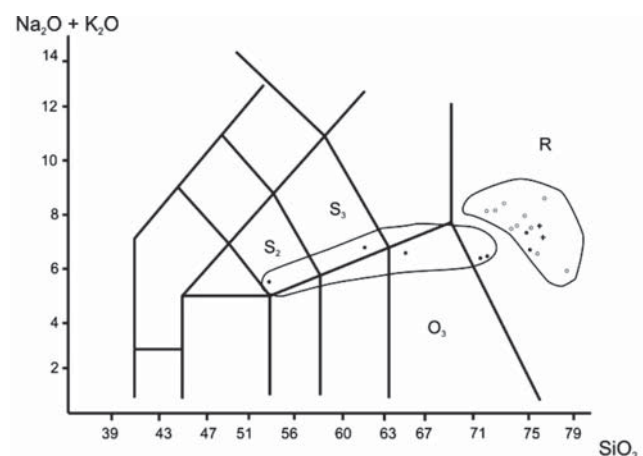
3.1.1. Hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng dưới ($K_2 nt_1$)

Kết quả phân tích hóa học của các đá núi lửa phụ hệ tầng dưới hệ tầng Nha Trang vùng Bình Thuận được trình bày trong Bảng 1. Các biểu đồ từ Hình 1 - 6 cho thấy các đá núi lửa của phụ hệ tầng dưới thuộc nhóm trachyandesitobazan, trachyandesit, dacit và ryodacit thuộc loạt kiềm - vôi, có hàm lượng kiềm trung bình. Các đá có độ chứa kali trung bình đến hơi cao (Biểu đồ Taylor), song natri trội hơn kali, $Na_2O/K_2O = 0,5 - 1$ (trường sodic, Hình 4), đại đa số giàu canxi (chỉ số $C^* > 0,3$), độ chứa nhôm thấp (chỉ số $Al^* < 1,1$), và chỉ số $K^* > 0,5$ thuộc loạt kiềm - vôi (CA). Andesit trong vùng nghiên cứu so với andesit của Daly (1933) nói chung có hàm lượng SiO_2 và Al_2O_3 thấp hơn chút ít, CaO và MgO khá gần gũi. Còn trong dacit lại có SiO_2 thấp, tổng sắt và CaO lại cao hơn. Trên biểu đồ Gotini và Ritman (Hình 6), chúng rơi vào trường các đá phun trào cung đảo (cung rìa lục địa) có chỉ số kiềm thấp hơn so với các đá phun trào của phụ hệ tầng trên.

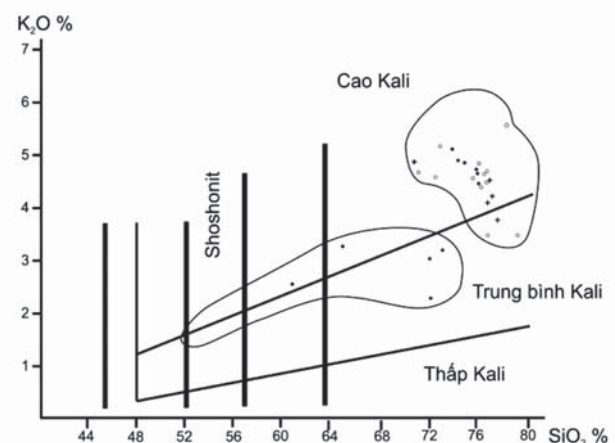
Về đặc điểm nguyên tố không tương hợp (Bảng 1): thấy rằng tỷ lệ trung bình $Rb/Sr = 2,4$ gần gũi với granite cung núi lửa kiểu Chi Lê ($Rb/Sr = 1,82$). Trên các biểu đồ ở Hình 7, 8, 13 và 14 cho thấy chúng hoàn toàn cùng loạt, cùng kiểu magma với các đá granitoid Đèo Cả, bị các đá thuộc pha 1 của thành tạo Đèo Cả xuyên cắt hoặc có lúc chuyển tiếp về mặt thành phần, phải chăng chúng đồng magma với nhau trong cùng một tổ hợp núi lửa - pluton loạt kiềm - vôi, kiểu trộn lẫn giữa I và S-granite, đặc trưng cho hoạt động magma rìa lục địa tích cực kiểu Andor ở giai đoạn giữa của sự hút chìm vỏ đại dương xuống vỏ lục địa. Điều này hoàn toàn phù hợp với phân chia bố cảnh kiến tạo khu vực của Nguyễn Xuân Tùng và Trần Văn Trị (1992) [10].



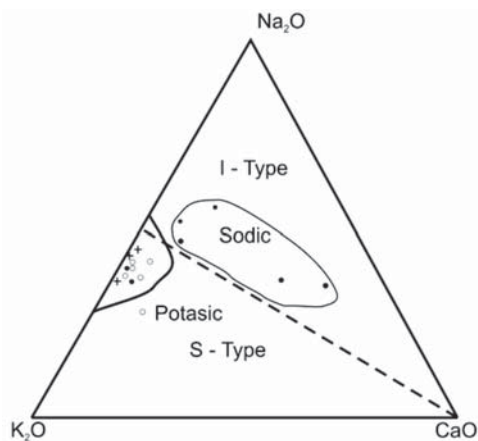
Hình 1. Biểu đồ QAP (phân loại - gọi tên đá) theo thành phần khoáng vật modal (theo Streckeisen, 1976); 1: Trường các đá monzodiorit; 2: Trường các đá monzodiorit thạch anh, monzogabro thạch anh bazan và andesit; 3: Trường các đá granodiorit; 4: Trường các đá granite và ryolit; Δ: Hệ tầng Nha Trang; (•): Phụ hệ tầng dưới; (o): Phụ hệ tầng trên; (+): Phụ hệ tầng Đèo Cả



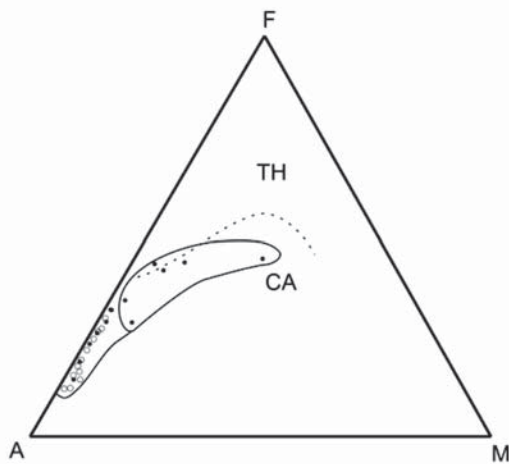
Hình 2. Biểu đồ TAS (theo Le Bas và nnk, 1986) phân loại gọi tên các đá núi lửa; S_2 : trường các đá trachyandesitobazan; S_3 : Trường các trachyandesit; R: trường các đá ryolit; ký hiệu như Hình 1



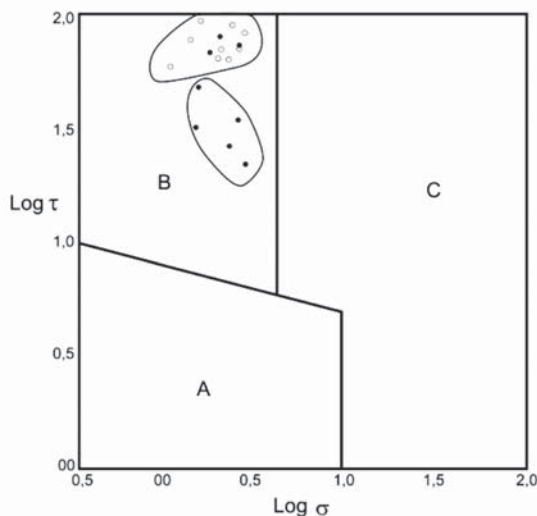
Hình 3. Biểu đồ phân chia các đá bazan (với $SiO_2 > 48\%$), andesitobazan, andesit, dacit và ryolit theo các kiểu thấp kali, trung bình kali và cao kali (theo Peccerillo và Taylor, 1976); ký hiệu như Hình 1



Hình 4. Biểu đồ $\text{Na}_2\text{O}-\text{K}_2\text{O}-\text{CaO}$ (%wt) phân chia loại sodic, potasic (theo Poldervart, 1953) tương ứng với loạt sodic là trường granite kiểu I và với loạt potasic là trường granite kiểu S (theo A.J.White và B.W.Chappell, 1974); ký hiệu như Hình 1



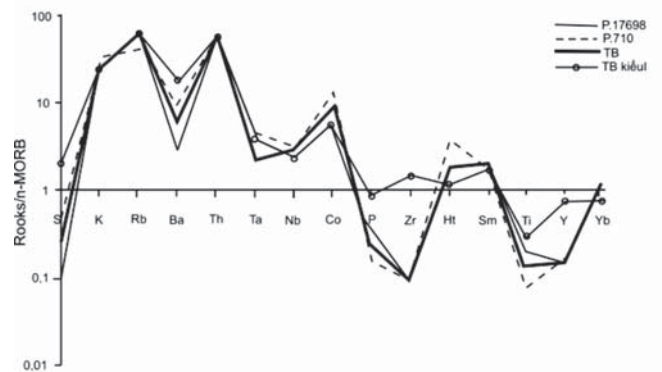
Hình 5. Biểu đồ AMF phân chia loạt tholeiit (TH) và loạt kiềm - vôi (CA) (Theo Irvine và Baragar, 1968) $A = \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$; $F = \text{FeO}^*$; $M = \text{MgO}$; Ký hiệu như Hình 1



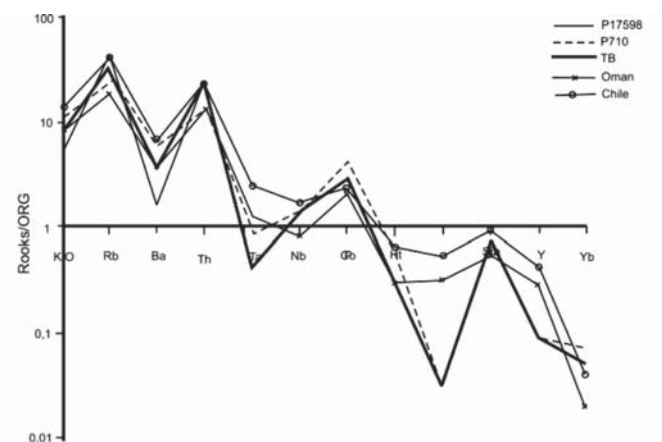
Hình 6. Biểu đồ Gotini và Ritman A, 1973 phân chia các kiểu kiến tạo các đá phun trào; A: Trường phun trào kiểu không tạo núi; B: Trường các đá phun trào đại tạo núi và cung đảo; nếu loạt natri thuộc trường A, nếu loạt kali thuộc trường B; ký hiệu như Hình 1

3.1.2. Hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng trên hệ (K_2nt_2)

Số liệu phân tích hóa học nguyên tố chính và nguyên tố không tương hợp của phụ hệ tầng này khá nhiều (Bảng 1), do vậy các nhận định về đặc điểm địa hóa của chúng sẽ có độ tin cậy cao hơn. Trên các biểu đồ QAP, TAS, Taylor, các đá phun trào phụ hệ tầng trên đều rơi vào trường ryodacit, ryolit là chủ yếu thể hiện tính acid - cao kali, tỷ lệ $\text{K}_2\text{O}/\text{Na}_2\text{O} > 1$ (Hình 4), chúng là các đá phun trào acid trội kali thuộc loạt kiềm - vôi (biểu đồ AFM - Hình 5) đồng thời có chỉ số $\text{K}^* > 0,5$, $\text{C}^* < 0,3$ và $\text{Al}^* > 1,1$ đá khá giàu nhôm, thuộc loạt quá bão hòa nhôm. So sánh với tiêu chuẩn phân loại kiểu S-granite của White và Chappell (1974), thì các phun trào acid này thuộc loạt kiềm - vôi (CA), kiểu S-granite. Mặt khác trên biểu đồ Gotini - Ritman (Hình 6) chúng rơi vào trường B, trường các đá phun trào của đại tạo núi với giá trị log τ từ 1,5 - 2,0 và giá trị log σ từ -0,5 - 0,65 tương ứng.

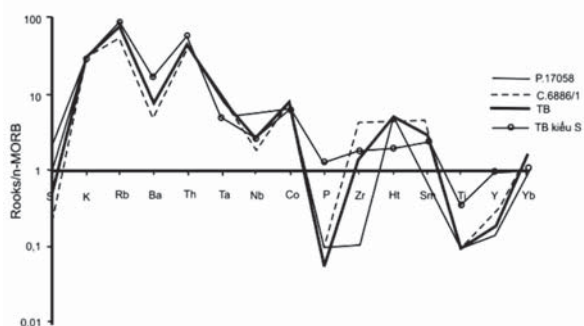


Hình 7. Biểu đồ phân bố các nguyên tố không tương hợp chuẩn hóa với N-MORB của các đá phun trào hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng dưới (Knt_1) (theo Condie, 1989). Giá trị N-MORB (theo Wood, 1979); giá trị trung bình kiểu I (theo Whalen, 1987)

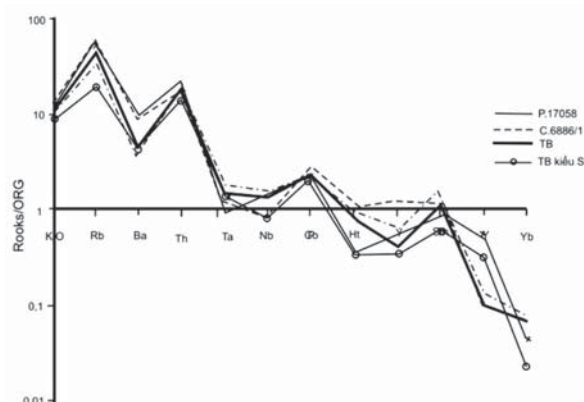


Hình 8. Biểu đồ phân bố các nguyên tố không tương hợp chuẩn hóa với granite sống núi đại dương (ORG) cho các đá phun trào hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng dưới (Knt_1). Giá trị granite cung núi lửa kiểu Chi Lê và granite đồng va chạm kiểu Oman (theo Pearce, 1984)

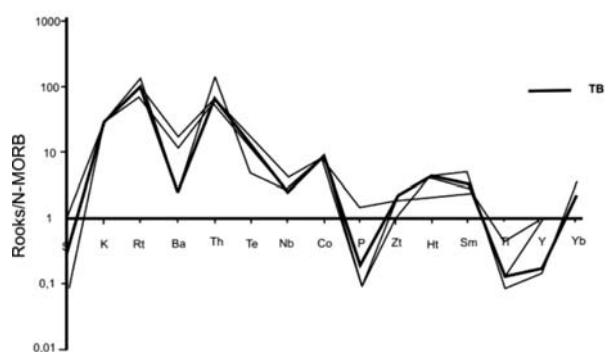
Khi khảo sát về sự phân bố các nguyên tố không tương hợp trong các đá phun trào acid này, nhóm tác giả thấy chúng cũng rất phù hợp với nhận xét rút ra ở trên (Hình 9, 10, 13, 14). Các đá phun trào acid phụ hệ tầng trên có đường phân bố các nguyên tố không tương hợp gần gũi với kiểu S-granite (Whalen, 1987) và giống với các granite đồng va chạm (syn-COLG) kiểu Oman (Pearce,



Hình 9. Biểu đồ phân bố các nguyên tố không tương hợp chuẩn hóa với N-MORB của các đá phun trào hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng trên (Knt₁) (theo Condie, 1989). Giá trị N-MORB (theo Wood, 1979); giá trị trung bình kiểu I (theo Whalen, 1987)



Hình 10. Biểu đồ phân bố các nguyên tố không tương hợp chuẩn hóa với granite ORG của các đá phun trào hệ tầng Nha Trang - phụ hệ tầng trên (Knt₁). Giá trị granite cung núi lửa kiểu Chi Lê và granite đồng va chạm kiểu Oman (theo Pearce, 1984)



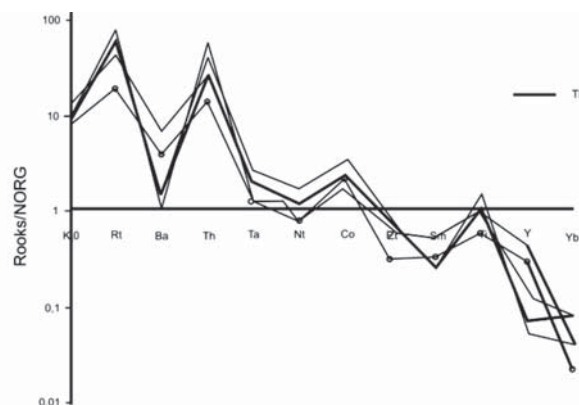
Hình 11. Biểu đồ phân bố các nguyên tố chuẩn hóa theo N-MORB của các đá granitoid phức hệ Đèo Cả (theo Condie, 1989). Giá trị N-MORB (theo Wood, 1979); giá trị trung bình kiểu S (theo Whalen, 1987)

1984). Tuy nhiên hàm lượng Hf hơi cao và P lại hơi thấp hơn so với các kiểu chuẩn được so sánh.

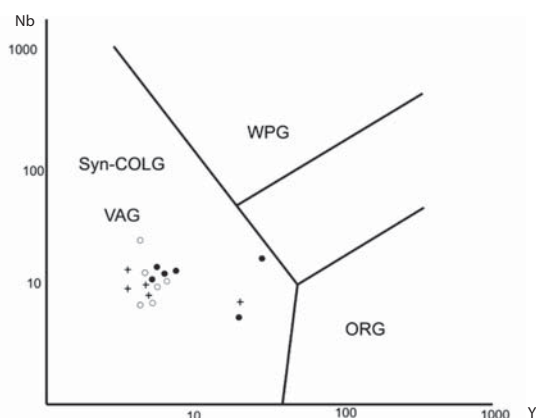
3.2. Các đá xâm nhập granitoid Đèo Cả (γK_2 - E đc)

Các kết quả phân tích nguyên tố chính và nguyên tố không tương hợp của các đá granitoid Đèo Cả trong vùng nghiên cứu được trình bày ở Bảng 1. Hàm lượng SiO_2 thay đổi từ 70 - 77%, trung bình khoảng 73,5%, hàm lượng trung bình Na_2O khoảng 3,3%, $K_2O = 4,5\%$, hàm lượng CaO giảm dần khi SiO_2 tăng. Tổng lượng kiềm dao động từ 6 - 8% và kali trội hơn natri với $K_2O/Na_2O > 1$ (Hình 4). Trên biểu đồ QAP, hầu hết các đá rơi vào trường granite thực thụ thuộc loạt kiềm - vôi (Hình 5) cao kali ($K^* > 0,5$), chúng thuộc loạt quá bão hòa nhôm ($Al^* > 1,1$) và thấp canxi ($C^* < 0,3$). Với những đặc trưng địa hóa như vậy, theo White và Chappell (1974), Whalen (1987), các đá granitoid Đèo Cả trong vùng Ga Lăng, Bình Thuận thuộc kiểu S-granite.

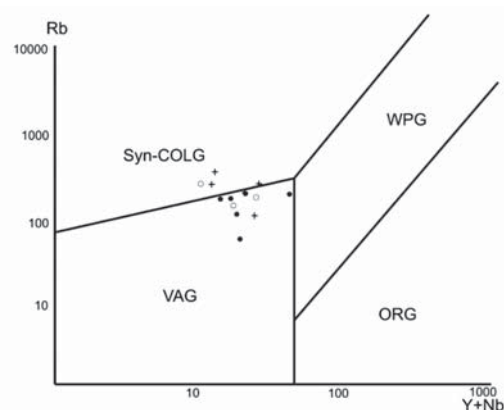
Các nguyên tố không tương hợp của chúng khi chuẩn hóa với bazan sống núi đại dương kiểu bình thường (N-MORB) và granite sống núi đại dương (ORG) cho thấy các granitoid Đèo Cả giống với mẫu chuẩn granite kiểu S và thuộc kiểu granite đồng va chạm (syn-COLG), phụ kiểu va chạm giữa cung đảo với lục địa - mà điển hình là ở vùng vịnh Oman và Bolivia (Pearce, 1984). Trên các biểu đồ từ Hình 1 - 14, nhóm tác giả nhận thấy các đá granitoid Đèo Cả cùng loạt và cùng kiểu magma với phun trào phụ hệ tầng trên hệ tầng Nha Trang, về quan hệ không gian chúng xuyên cắt các đá phun trào acid đó với mức tuổi (K_2) theo tài liệu hiện nay. Thực tế, các tài liệu trên cho thấy chúng cùng nguồn gốc thành tạo trong cùng một chế độ kiến tạo (syn-COLG). Nói cách khác, chúng là một tổ hợp núi lửa - pluton rất đặc trưng cho sự tiến hóa của một đới va chạm kiểu rìa lục địa tích cực.



Hình 12. Biểu đồ phân bố địa hóa các nguyên tố không tương hợp chuẩn hóa với granite (ORG) của các đá granitoid phức hệ Đèo Cả. Giá trị granite cung núi lửa kiểu Chi Lê và granite đồng va chạm kiểu Oman (theo Pearce, 1984)



Hình 13. Biểu đồ Nb-Y, phân chia các kiểu kiến tạo granite: syn-COLG - đồng va chạm VAG - granite cung núi lửa, WPG - granite trong mảng, ORG - granite (theo Pearce, 1984) cho các đá granitoid và phun trào vùng Ga Lăng; ký hiệu như Hình 1



Hình 14. Biểu đồ Rb - (Y + Nb); phân chia các kiểu kiến tạo granite cho các đá magma vùng Ga Lăng; ký hiệu như Hình 1

4. Một vài vấn đề bàn luận

Từ những nghiên cứu về thành phần vật chất và thạch luận nguồn gốc của các đá xâm nhập và phun trào khu vực “dị thường từ Ga Lăng”, Bình Thuận đặt ra một số vấn đề cần phải bàn luận: đó là việc ghép nối các phun trào có nguồn gốc khác nhau (không cùng dãy phân dị magma) vào cùng một hệ tầng có hợp lý hay không? Trong phạm vi đới Đà Lạt, những thành tạo phun trào được phân chia trước đây như hệ tầng Đèo Bảo Lộc ($J_3 - K_1$ đbl), hệ tầng Đơn Dương (K_2 đd), hệ tầng Nha Trang (K-E nt) [2] hiện tại có tồn tại hoặc tương đồng với phun trào hệ tầng Nha Trang mới được phân chia trong nhóm tờ Phan Thiết hay không? [7]. Theo chúng tôi, việc định ra được các “nhịp” magma trong đới Đà Lạt trước đây là hoàn toàn đúng đắn về quan hệ địa chất theo không gian và thời gian cũng như về thành phần vật chất của chúng với những số liệu phân tích ở thời kỳ đó cùng với những quan điểm cũ về thành hệ magma và sinh khoáng. Tuy nhiên, điều đó gây ra sự “khó hiểu” khi luận giải mối liên quan của magma và sinh khoáng đới Đà Lạt.

Theo những tài liệu nghiên cứu các đá magma ở khu vực “dị thường từ Ga Lăng”, Bình Thuận, chúng tôi có những nhận định như sau:

- Các đá phun trào andesit, andesitodacit, dacit thuộc phụ hệ tầng dưới hệ tầng Nha Trang có lẽ đồng magma với pha xâm nhập đầu tiên của granitoid Đèo Cả tạo thành một tổ hợp núi lửa - pluton thuộc loạt kiềm - vôi, kiểu I-granite, với tính sinh khoáng đặc trưng là kiểu Cu-porphyr chứa molibdenit và đi cùng với khoáng hóa vàng nhiệt dịch giai đoạn muộn (S.W.Pitcher, 1993).

- Các đá phun trào acid thuộc phụ hệ tầng trên hệ tầng Nha Trang có lẽ đồng magma với pha xâm nhập thứ 2 của granitoid Đèo Cả tạo nên một tổ hợp núi lửa - pluton thuộc loạt kiềm - vôi, kiểu S-granite, quá bão hòa nhôm mang bản chất của lớp vỏ với sinh khoáng đặc trưng là Sn, W và kim loại màu được tái động viên từ các trầm tích cổ trong vỏ.

Như vậy, các tài liệu thạch địa hóa cho thấy phun trào hệ tầng Nha Trang đồng magma với granitoid Đèo Cả tạo nên một tổ hợp núi lửa - pluton của cùng magma, thuộc loạt kiềm - vôi và mang tính trộn lẫn magma giữa kiểu I và S được hình thành trong chế độ rìa lục địa tích cực kiểu Andơ, xảy ra vào giai đoạn giữa của quá trình tiến hóa magma đới Đà Lạt (tuổi K_2) mà giai đoạn đầu (tuổi $J_3 - K_1$) được đặc trưng bằng tổ hợp núi lửa - pluton loạt kiềm - vôi, kiểu I-granite (hệ tầng Đèo Bảo Lộc cùng với các granitoid Định Quán) và giai đoạn cuối (E) được đặc trưng bởi tổ hợp núi lửa - pluton loạt kiềm - vôi kiểu S-granite (hệ tầng Đơn Dương cùng với các đá granitoid Ancroet và Cà Ná) [12, 13].

5. Một số gợi ý cho việc tìm kiếm khoáng sản

Việc xác nhận sự có mặt của chế độ rìa lục địa tích cực kiểu Andơ vào thời kỳ Jura muộn - Creta sớm ($J_3 - K_1$), tiếp diễn qua thời kỳ Creta muộn (K_2) và kết thúc vào Paleogen (E) đã được Nguyễn Xuân Tùng, Trần Văn Trị (1992) nêu ra lần đầu tiên ở Việt Nam [10] (ở phần Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ). Các đơn vị cấu trúc kiến tạo - magma liên quan với chế độ đó cũng được xác lập như các thành tạo pluton - núi lửa, đới tái cải trước rift... Các tài liệu nghiên cứu thạch luận vùng Ga Lăng cũng góp phần minh chứng thêm về sự tồn tại của các đơn vị cấu trúc trong chế độ kiến tạo đó. Vùng Bình Thuận nói riêng và đới Đà Lạt nói chung nằm trọn trong cấu trúc cung núi lửa. Ngoài đặc điểm thạch luận của tổ hợp các đá granitoid và andesit-ryodacit nêu trên còn có một dấu hiệu quan trọng để nhận biết cung núi lửa đó là dị thường trọng lực thấp và có gradien địa nhiệt rất cao đã được các tài liệu địa vật lý xác nhận [4].

Bảng 1. Kết quả phân tích hóa học các nguyên tố chính và nguyên tố vết các đá magma hệ tầng Nha Trang, phụ hệ tầng dưới và granitoid Đèo Cả

	Hệ tầng Nha Trang, phụ hệ tầng dưới						Granitoid Đèo Cả						
	C.650	P.27238	P.5740/1	P.710	P.17698	Oman	P.23404	I.224/1	P.28566	P.2860	P.28597	P.28585	TB kiểu S
SiO ₂	60,960	64,900	71,720	72,100	72,300	72,300	70,760	75,960	76,100	76,860	77,640	77,660	70,270
TiO ₂	0,590	0,510	0,210	0,110	0,320	0,260	0,380	0,160	0,110	0,130	0,140	0,130	0,480
Al ₂ O ₃	17,430	16,940	13,790	14,300	14,620	14,110	14,730	12,920	13,400	12,790	12,930	12,790	14,100
Fe ₂ O ₃	1,450	0,320	1,460	0,490	0,990	2,330	2,610	1,020	1,050	0,950	0,600	0,720	0,560
FeO	5,010	4,870	4,120	2,490	1,500	0,000	0,360	0,420	0,270	0,330	0,240	0,180	2,870
MnO	0,170	0,140	0,160	0,130	0,070	0,100	0,060	0,040	0,030	0,030	0,030	0,020	0,060
MgO	1,400	1,030	0,370	0,280	0,890	2,190	0,610	0,000	0,000	0,180	0,050	0,090	1,420
CaO	4,560	3,000	0,780	0,910	1,110	2,630	0,200	0,060	0,000	0,060	0,130	0,000	2,030
Na ₂ O	4,240	3,340	3,370	3,970	4,350	2,700	3,620	3,340	3,040	3,590	3,250	3,520	2,410
K ₂ O	2,600	3,270	3,020	4,570	2,200	3,380	4,790	4,230	3,840	4,160	3,650	4,190	3,960
P ₂ O ₅	0,150	0,110	0,000	0,020	0,040	0,150	0,060	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,150
Mkn	0,500	0,670	0,000	0,000	0,790	-	1,160	0,950	1,460	0,440	0,960	0,600	0,000
H ₂ O ⁻	0,000	0,020	0,090	0,050	0,060	-	0,240	0,080	0,280	0,030	0,140	0,140	0,000
Σ	99,060	99,120	99,090	99,420	99,240	100,150	99,580	99,190	99,590	99,560	99,770	100,050	98,110
Logτ	1,349	1,426	1,696	1,973	1,506								
Logσ	0,146	0,300	0,153	0,399	0,166								
Na/K	1,630	1,020	1,020	0,870	1,980								
Sm				6,100	7,600	5,200	7,500	7,600	13,700	7,600		14,200	7,020
Ce				147,000	57,000	73,200	130,000	63,000	63,000	62,000		102,000	64,000
Yb				3,400	5,300	1,640	3,100	5,300	10,600	6,200		8,200	3,280
Zr				10,000	10,000	108,000	410,000	200,000	100,000	180,000		160,000	165,000
Rb				104,000	167,000	76,000	175,000	248,000	324,000	234,000		202,000	217,000
Hf				6,000	-	2,700	9,000	5,900	6,000	5,800		6,200	2,880
Ba				270,000	83,000	201,000	119,200	65,000	82,000	59,000		51,000	468,000
Sr				46,000	10,000	117,000	71,000	10,000	10,000	10,000		42,000	120,000
Ta				0,600	-	0,900	0,700	1,800	0,680	2,410		1,600	0,640
La				-	24,600	35,300	-	-	31,000	-		-	-
U				-	4,500	-	-	-	6,200	-		-	6,000
Th				15,300	21,800	11,100	-	-	46,200	32,100		31,900	18,000
Sc				-	-	-	4,700	1,900	-	-		-	8,000
Nb				14,000	12,500	8,000	13,900	15,700	10,000	8,500		9,800	12,000
Y				6,600	5,600	20,000	3,800	9,400	3,700	4,700		4,600	32,000

Ghi chú: TB kiểu I = trung bình granite kiểu I. TB kiểu S = trung bình granite kiểu S (theo J.B.Whalen, 1987); Chi Lê = trung bình granite cung núi lửa kiểu Chi Lê (VAG) (Pearce, 1984); Oman = trung bình granite (Syn-COLG) kiểu Oman (Pearce, 1984). Hàm lượng nguyên tố chính theo % trọng lượng, nguyên tố vết theo ppm.

Căn cứ vào mức độ hoạt động của đới benioff có thể chia ra cung hoạt động (Active arcs) và cung không hoạt động (Inactive volcanic arcs) hoặc tùy theo mối quan hệ với vỏ lục địa và đại dương để chia ra cung rìa mảng lục địa tức là cung nằm trên lục địa nhưng ở gần rìa lục địa và cung đảo đại dương là cung nằm bên trong đại dương nhưng thường gần rìa đại dương (K.C.Kondie, 1989).

Cung rìa mảng lục địa được đặc trưng bởi sự có mặt

của đá núi lửa thuộc loạt kiềm - vôi và hầu như có thành phần acid hoặc trung tính, cũng có khi là bazơ nhưng rất hiếm gặp. Chúng bao gồm các cấu trúc núi lửa phân tầng mà chiếm ưu thế là các đá mảnh vụn núi lửa (pyroclastic) acid, các lớp phủ dung nham và ignimbrit hoặc dung nham andesit và các đá phun trào có thành phần trộn lẫn magma. Các khoáng sản liên quan với cung rìa lục địa kiểu này có các mỏ điển hình trên thế giới gồm mỏ đồng

Bảng 2. Kết quả phân tích hóa học các nguyên tố chính và nguyên tố vết các đá magma hệ tầng Nha Trang, phụ hệ tầng trên

Hệ tầng Nha Trang, phụ hệ tầng trên																				
	317/T2	C.527/3	461/T1	471/T1	517/T2	525/T3	532/T2	538/T2	340/T3	P.17658	P.17655	P.17669	C.365/1	C.477/1	C.317/2	C.665/1	P.28579	P.17724	P.17787	Chi Lê
SiO ₂	72,880	72,940	73,840	73,980	74,000	74,320	74,380	74,420	74,560	75,300	75,440	76,140	76,260	76,280	76,300	76,580	76,880	78,220	78,800	74,500
TiO ₂	0,120	0,110	0,130	0,130	0,120	0,120	0,130	0,140	0,120	0,150	0,150	0,130	0,140	0,140	0,090	0,140	0,140	0,350	0,150	0,160
Al ₂ O ₃	12,520	12,840	13,530	12,520	12,830	12,520	12,630	12,840	13,530	12,920	13,220	12,940	16,230	12,950	11,920	12,980	13,080	15,830	11,420	12,520
Fe ₂ O ₃	1,110	1,110	1,480	1,150	1,150	1,320	1,570	1,580	1,270	1,080	0,990	1,140	1,170	1,150	0,470	0,500	0,540	1,780	1,140	1,000
FeO	1,170	3,390	0,620	1,530	1,170	1,440	1,270	0,780	0,470	0,220	0,330	0,420	0,330	0,300	1,910	0,330	0,450	1,560	0,420	0,000
MnO	0,015	0,160	0,022	0,034	0,017	0,033	0,031	0,022	0,015	0,030	0,030	0,040	0,030	0,030	0,080	0,030	0,030	0,100	0,050	0,010
MgO	0,000	0,560	0,120	0,030	0,060	0,000	0,120	0,000	0,000	0,050	0,050	0,050	0,090	0,090	0,180	0,140	0,190	0,370	0,000	0,070
CaO	0,420	0,650	0,340	0,380	0,340	0,420	0,340	0,500	0,420	0,130	0,130	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,240	0,000	0,290
Na ₂ O	3,320	3,200	3,710	3,770	3,660	3,730	3,750	3,460	3,870	3,350	3,090	3,070	3,500	3,390	3,410	3,240	2,240	3,080	2,490	3,560
K ₂ O	5,170	4,240	5,020	4,700	4,890	4,690	4,790	4,350	4,850	4,900	4,650	4,590	4,270	4,220	3,470	4,330	4,320	5,580	3,450	5,510
P ₂ O ₅	0,004	0,000	0,000	0,002	0,009	0,007	0,008	0,000	0,001	0,010	0,000	0,010	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,040	0,020	0,010
Mkn	2,670	0,000	1,050	0,870	0,950	0,890	0,860	1,030	1,680	1,530	1,040	0,270	0,830	0,890	0,180	0,750	1,290	0,270	1,440	0,940
H ₂ O ⁻	0,390	0,000	0,310	0,240	0,220	0,210	0,290	0,180	0,420	0,080	0,170	0,050	0,150	0,080	0,060	0,190	0,150	0,010	0,150	0,000
Σ	99,790	99,200	100,170	99,340	99,420	99,700	100,170	99,300	100,210	99,750	99,290	99,050	102,010	99,530	98,070	99,210	99,310	102,430	99,430	99,560
Logr	1,888	1,893	1,828	1,878	1,883	1,865	1,834	1,826	1,949	1,805	1,830	1,880	1,959	1,834	1,976	1,842	1,889	1,541	1,775	-
Logσ	0,382	0,267	0,365	0,393	0,373	0,355	0,366	0,288	0,276	0,324	0,266	0,024	0,259	0,241	0,153	0,232	0,104	0,386	-0,006	-
Na/K	0,642	0,750	0,740	0,740	0,750	0,800	0,780	0,800	0,600	0,680	0,660	0,670	0,820	0,800	0,980	0,750	0,520	0,660	0,720	-
Sm		13,200								6,000	10,200	10,200	8,500	6,400	8,200	7,600				8,400
Ce		78,000								67,000	96,000	68,000	71,000	56,000	81,000	95,000				85,500
Yb		5,600								3,100	6,300	5,400	5,400	4,600	4,700	4,000				3,120
Zr		196,000								10,000	326,000	10,000	71,000	395,000	10,000	10,000				184,000
Rb		131,000								159,000	238,000	175,000	179,000	175,000	196,000	176,000				169,000
Hf		7,600								7,500	9,400	7,700	7,600	7,700	8,400	7,400				5,730
Ba		162,000								475,000	124,000	110,000	147,000	159,000	122,000	403,000				331,000
Sr		38,000								249,000	10,000	38,000	11,000	10,000	75,000	20,000				93,000
Ta		1,000								0,800	1,300	1,000	1,200	1,300	1,300	0,900				1,750
La		-								38,000	-	-	-	-	-	-				40,100
U		-								2,300	-	-	-	-	-	-				-
Th		-								14,000	-	-	-	-	-	-				20,330
Sc		3,300								-	4,400	3,600	3,900	3,400	3,800	6,800				-
Nb		11,900								23,800	7,200	11,600	14,900	10,200	15,300	7,700				17,000
Y		6,800								4,600	4,600	4,500	8,600	5,500	8,300	5,400				30,000

Ghi chú: TB kiểu I = trung bình granite kiểu I. TB kiểu S = trung bình granite kiểu S (theo J.B.Whalen, 1987); Chi Lê = trung bình granite cùng núi lửa kiểu Chi Lê (VAG) (Pearce, 1984); Oman = trung bình granite (Syn-COLG) kiểu Oman (Pearce, 1984). Hàm lượng nguyên tố chính theo % trọng lượng, nguyên tố vết theo ppm.

porphy, mỏ thiếc, wolfram, mỏ vàng, mỏ sắt magnetit - hematit - apatit, mỏ thủy ngân, trong số đó các mỏ vàng hiếm gặp hơn (K.C.Kondie, 1989).

Những tài liệu nghiên cứu về địa vật lý, về quặng hóa của vùng Ga Lăng, Bình Thuận thuộc đới Đà Lạt liên quan với các tổ hợp magma của cung rìa lục địa tích cực đã gợi cho chúng tôi việc liên hệ dị thường từ hàng không lớn này là do kiểu mỏ sắt magnetit - hematit - apatit gây nên. Ví dụ điển hình cho kiểu này là một số mỏ sắt ở Chi Lê, Mexico, mặc dù nguồn gốc của chúng đến nay vẫn còn tranh luận là nguồn gốc phun trào, xâm nhập hoặc trầm tích phun trào [5].

Ở Bắc Chi Lê có mỏ Ellaco tuổi Pliocen - Pleistocen, xuất hiện các dòng chảy ignimbit và dung nham andesit dày khoảng 20m và đi cùng với các đá ryolit. Chúng là những tổ hợp của các miệng núi lửa nhỏ bao quanh rìa một hệ thống núi lửa lớn. Quặng sắt là magnetit - hematit có hàm lượng 50% Fe và trữ lượng trên một tỷ tấn. Các dấu hiệu địa hóa được chấp nhận là các dòng chảy phun trào bắt nguồn từ các trầm tích chứa sắt Paleozoic nằm bên dưới [5] được động viên tập trung bởi các đá xâm nhập ở dưới sâu. Phía Nam Chi Lê có các mỏ sắt MZ-KZ với kiểu quặng tương tự liên quan với các đá andesit và một số lại liên quan với các thể xâm nhập batholit kiểu I và kiểu S-granite của đai động Andor có nguồn gốc nhiệt dịch (Bockstrom, 1977).

Một ví dụ nữa về mỏ sắt ở Sierra Madre Occidental (Mexico) được xem như nằm trong cấu trúc cung magma và nguồn cung cấp chủ yếu của quặng sắt hematit - magnetit - martit là do các đá phun trào ryolit của một chuỗi dày đặc liên tiếp các phức hệ miệng núi lửa của cung magma này.

Liên hệ với những mô hình kiểu mỏ sắt nêu trên với vùng "dị thường từ Ga Lăng", chúng ta hy vọng có một mỏ sắt magnetit - hematit tương tự. Quặng sắt có lẽ liên quan với phun trào acid của hệ tầng Nha Trang với các vỉa theo kiểu dòng chảy ignimbit và dung nham bao quanh các hệ thống núi lửa. Việc khoanh định về vị trí không gian các hệ thống núi lửa và các dòng ignimbit, các dung nham acid là một dấu hiệu tìm kiếm mỏ quặng sắt này. Đồng magma với phun trào phụ hệ tầng trên hệ tầng Nha Trang là các granite kiểu S (pha 2 của các thành tạo granitoid Đèo Cả) trong cùng một bối cảnh cung magma rìa lục địa có thể tìm kiếm các mỏ thiếc và wolfram (kiểu greizen chứa cassiterit). Phía Đông - Đông Bắc vùng Ga Lăng đã có những biểu hiện của khoáng hóa thiếc và đã được tìm kiếm đánh giá ở khu vực Du Long - Ma Ti.

Tài liệu tham khảo

1. K.C.Kondie. *Plate tectonic and Crustal Evolution*. Pergamon Press, New York. 1989.
2. Vũ Như Hùng, Nguyễn Đức Thắng. *Các thành tạo trầm tích nguồn núi lửa Mesozoic muộn vùng Đà Lạt*. Tạp chí Địa chất. 1988: p. 187 - 189.
3. Ngô Văn Minh, Tăng Mười, Tô Văn Hòa. *Nhận định ban đầu về bản chất địa chất dị thường từ Ga Lăng*. Tạp chí Địa chất. 1997; loạt A (242): p. 35 - 41.
4. Ngô Văn Minh, Nguyễn Trung Chí, Trần Ngọc Thái. *Phát hiện sắt tự sinh trong dăm kết tuft ryolit và vấn đề bản chất địa chất dị thường từ Ga Lăng*. Tạp chí Địa chất. 1998; A (248): p. 47 - 55.
5. A.H.G.Mitchell and M.S.Garson. *Mineral Deposite and global tectonic setting*. Academic Press. London - New York. 1981.
6. J.A.Pearce, et al. *Trace element discrimination diagrams for the tectonic interpretation of granitic rocks*. J. Petrol. 1984; 25: p. 956 - 983.
7. Hoàng Phương và nnk. *Báo cáo Địa chất và Khoáng sản tỷ lệ 1/50.000 nhóm tờ Phan Thiết*. Lưu trữ Liên đoàn Bản đồ Địa chất miền Nam, Tp. Hồ Chí Minh và Lưu trữ Địa chất, Hà Nội, Bd 248. 1998.
8. Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng. *Kiến tạo Mezo - Kainozoic và sự hình thành tầng chứa móng nứt nẻ bể Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 3: p. 15 - 21
9. Đào Đình Thực, Huỳnh Trung và nnk. *Địa chất Việt Nam - Tập II: Các thành tạo magma*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 1995.
10. Nguyễn Xuân Tùng, Trần Văn Trị và nnk. *Thành hệ địa chất và địa động lực Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 1992.
11. A.J.R.White, B.W.Chappell. *Granitoid types and their distribution in the Lachlan Fold Belt, Southeastern Australia*. Geol. Soc. Am. Mem. 1983; 159: p. 21 - 24.
12. Dương Đức Kiêm và nnk. *Báo cáo kết thúc Đề tài "Bản đồ kiến tạo và sinh khoáng Bắc Bộ"*. Lưu trữ Tổng cục Địa chất. 2002.
13. Nguyễn Xuân Bao và nnk. *Báo cáo kết thúc Đề tài "Bản đồ kiến tạo và sinh khoáng Nam Trung Bộ"*. Lưu trữ Tổng cục Địa chất. 1998.

Nghiên cứu, cấp phối, đưa vào sản xuất và ứng dụng công nghiệp chất diệt khuẩn DPEC - A2130 và DPEC - B5005 để xử lý nước bơm ép

TS. Đặng Cua, TS. Ngô Văn Tự, ThS. Bùi Việt Đức

Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường

TS. Nguyễn Xuân Thảo

Viện Công nghệ Khoan

KS. Vũ Văn Hưng, ThS. Lê Văn Tú, ThS. Mai Duy Khánh

Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển

Tóm tắt

Tác hại của các loại vi khuẩn bản địa cư trú xung quanh khu vực có dầu (đặc biệt là chủng khử sunfate KSF) trong quá trình khai thác dầu đã được đề cập nhiều trong các công trình nghiên cứu trên thế giới và Việt Nam. Sự tồn tại và sinh trưởng với tốc độ khó kiểm soát của các chủng loại vi khuẩn KSF sống trôi nổi và bám dính hoặc vi khuẩn KSF ưa ẩm trong môi trường yếm khí, chính là tác nhân gây ra quá trình phân hủy dầu thô, từ đó sản sinh ra lượng lớn khí H_2S có nguồn gốc vi sinh, hậu quả làm phá hủy mỏ, đồng thời còn thúc đẩy quá trình ăn mòn sinh học kim loại thuộc các thiết bị khai thác giếng khoan, hệ thống vận chuyển dầu và bồn chứa... Nội dung bài báo đề cập đến việc nghiên cứu cấp phối đưa vào sản xuất và ứng dụng chất diệt khuẩn xử lý nước bơm ép, nhằm duy trì áp suất vỉa tại các mỏ dầu khí đang khai thác ở tầng móng trầm lục địa của Việt Nam. Sự ra đời của sản phẩm này sẽ góp phần thiết thực vào việc thực thi các bước công nghệ bơm ép nước trong khai thác dầu khí thứ cấp, khắc phục và loại trừ những nguy cơ tiềm ẩn do tác động sinh học của các chủng khuẩn khử sunfate tồn tại trong nước biển khi bơm ép từ ngoài vào vỉa. Đặc biệt, với chất diệt khuẩn có chất lượng cao được sản xuất tại Việt Nam thay thế sản phẩm nhập ngoại sẽ góp phần rút ngắn thời gian thi công, tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước, tạo động lực kích thích nghiên cứu sản xuất sản phẩm nội địa...

1. Mở đầu

Duy trì áp suất vỉa, bảo tồn tối đa các đặc tính tự nhiên vốn có của dầu thô ở các vỉa đang khai thác, góp phần nâng cao hệ số thu hồi dầu và làm tăng sản lượng khai thác là một trong những nhiệm vụ trọng tâm trong suốt quá trình khai thác các mỏ dầu khí. Bơm ép nước vào vỉa để duy trì áp suất (đặc biệt trong khai thác thứ cấp) là một trong những giải pháp công nghệ có tính ưu việt đã và đang được áp dụng ở nhiều vùng mỏ trên thế giới và tại trầm lục địa Việt Nam. Tuy nhiên, trong quá trình thực hiện bước công nghệ bơm ép nước vào vỉa dầu, một lượng lớn nước biển được sử dụng đã bị loại bỏ hoàn toàn oxy, cộng với sự có mặt của các loại vi khuẩn bản địa cư trú xung quanh khu vực có dầu (đặc biệt là chủng khử sunfate KSF) đã kéo theo nhiều hệ lụy không nhỏ. Sự tồn tại và sinh trưởng với tốc độ khó kiểm soát của các chủng loại vi khuẩn KSF sống trôi nổi và bám dính hoặc vi khuẩn KSF ưa ẩm trong môi trường yếm khí,

chính là tác nhân gây ra quá trình phân hủy dầu thô, từ đó sản sinh ra lượng lớn khí H_2S có nguồn gốc vi sinh, hậu quả làm phá hủy mỏ, đồng thời còn thúc đẩy quá trình ăn mòn sinh học kim loại thuộc các thiết bị khai thác giếng khoan, hệ thống vận chuyển dầu và bồn chứa [1]. Điều này làm ảnh hưởng nghiêm trọng đến các vấn đề kinh tế, sức khỏe và kỹ thuật đối với công nghiệp khai thác dầu khí.

Tác hại của chủng vi khuẩn KSF trong quá trình khai thác dầu đã được đề cập nhiều trong các công trình nghiên cứu trên thế giới và Việt Nam. Gần đây, vi khuẩn KSF (đặc biệt là vi khuẩn KSF ưa ẩm) đã được phát hiện và được phân lập từ giếng khoan số 3 (giếng khai thác thứ cấp bằng cách bơm nước biển từ ngoài vào) mỏ Đại Hùng trầm lục địa phía Nam Việt Nam. Các nghiên cứu của Viện Công nghệ Sinh học Việt Nam cho thấy có thể giúp tạo ra môi trường không thích hợp cho khử khuẩn sunfate, từ đó có thể loại trừ hoặc hạn chế sự sinh trưởng của chủng

vi khuẩn này trong giếng khoan, góp phần ngăn chặn tác hại của chúng trong quá trình khai thác mỏ [2].

Trên cơ sở nhận định của các công trình nghiên cứu trên, Vietsovpetro đã đưa vào sử dụng chất diệt khuẩn (chủ yếu là hàng nhập ngoại) để xử lý nước bơm ép các giếng khoan trong quá trình khai thác thứ cấp ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi... Khi xử lý nước bơm ép (nước biển bơm từ ngoài vào), chất diệt khuẩn có khả năng hủy diệt hầu hết các chủng khuẩn khử sunfate dạng phiêu sinh vật và dạng bám dính cư trú trong nước biển ở điều kiện nhiệt độ thường và nhiệt độ cao. Phân tích các kết quả áp dụng thực tế cho thấy trong các mẫu nước được tách ra từ dầu khai thác, nồng độ vi khuẩn của KSF đã được kiểm soát đáng kể.

Để duy trì áp suất vỉa dầu trong khai thác, số lượng giếng và số lượng nước biển được sử dụng để bơm ép tăng lên do áp suất mỏ ngày càng suy giảm. Do đó, cần phải sử dụng một lượng lớn chất diệt khuẩn để xử lý nước biển trước khi bơm vào giếng, việc cung ứng kịp thời chất diệt khuẩn KSF là rất cần thiết. Nhằm đáp ứng kịp thời yêu cầu sản xuất, chất diệt khuẩn có chất lượng cao được sản xuất ở trong nước sẽ góp phần rút ngắn thời gian thi công, tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước, tạo động lực kích thích nghiên cứu sản xuất sản phẩm nội địa...

Từ thực tế trên, Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường - DPEC đã tập trung nghiên cứu cấp phối thành công và đưa vào sản xuất công nghiệp các chất diệt khuẩn loại A (type A) sử dụng thành phần Glatulaldehyde có tên thương phẩm là DPEC - A2130 và chất diệt khuẩn loại B (type B) không sử dụng thành phần Glatulaldehyde có tên thương phẩm DPEC - B5005 với các đặc tính kỹ thuật hoàn toàn thỏa mãn yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro và các công ty khai thác dầu quốc tế. Các sản phẩm này đã được Vietsovpetro chấp thuận cho áp dụng thử nghiệm ngoài thực địa.

2. Nghiên cứu, cấp phối, chuyển giao công nghệ và đưa vào sản xuất công nghiệp chất diệt khuẩn DPEC - A2130 và DPEC - B5005 cho xử lý bơm ép trong khai thác dầu khí

2.1. Yêu cầu kỹ thuật của chất diệt khuẩn

Sản phẩm được nghiên cứu, cấp phối và đưa vào sản xuất công nghiệp phải đáp ứng các tiêu chí sau đây:

- Có hiệu lực cao, đảm bảo hủy diệt hầu hết các chủng vi khuẩn KSF (dạng trôi nổi, bám dính và ưa ẩm...) dạng cư trú và sinh trưởng ở nhiệt độ thường và cao.

- Có khả năng xâm nhập sâu vào lớp màng bảo vệ bề mặt của các chủng vi khuẩn.

- Đánh giá hiệu lực tác dụng hóa học của sản phẩm trong điều kiện phòng thí nghiệm phải được thực hiện trên nền mẫu có chứa các thành phần vi khuẩn KSF - 38 và NACE TM 0194 - 94 ITEM 21224 và yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro ngày 15/4/2003.

- Khi tiến hành kiểm tra trong điều kiện phòng thí nghiệm với các nồng độ sử dụng trong các giới hạn từ 50 - 150ppm, theo quy định thử, sản phẩm cần phải đạt các yêu cầu diệt khuẩn sau đây: theo tiêu chuẩn GOST - 39 - 069 - 79, hiệu lực diệt khuẩn không nhỏ hơn 99%, tác dụng bảo vệ không nhỏ hơn 90%.

- Ở nồng độ không lớn hơn 150ppm, kể cả nồng độ yêu cầu ngoài thực địa, chất diệt khuẩn dạng thương phẩm phải có khả năng hủy diệt chủng vi khuẩn KSF trong khoảng thời gian 24 giờ và 4 ngày đêm trong điều kiện kiểm tra trong phòng thí nghiệm.

- Nồng độ yêu cầu thử nghiệm để xử lý nước bơm ép ngoài thực địa chỉ được lớn hơn 3 - 5 lần so với nồng độ thử ở trong phòng thí nghiệm.

- Nồng độ để xử lý nước bơm ép ngoài thực địa không được lớn hơn 750ppm, đó cũng là nồng độ tối đa yêu cầu để áp dụng thử nghiệm công nghiệp.

2.2. Vật liệu cấp phối sản phẩm DPEC - A2130

2.2.1. *Chất diệt khuẩn DPEC - A2130* là sản phẩm dạng lỏng, có thành phần chính là Glatulaldehyde. Đây là hỗn hợp bao gồm nhiều thành phần trong đó chủ yếu là hóa chất Glatulaldehyde, ngoài ra còn pha trộn thêm Formaldehyde cùng một số chất phụ gia hoạt tính khác [3].

2.2.2. Đặc tính lý hóa chất diệt khuẩn DPEC - A2130

Chất diệt khuẩn DPEC - A2130 có các đặc tính lý hóa sau đây: hình thái dạng lỏng không màu - vàng nhạt; tỷ trọng ở 25°C, kg/l: 1,10 - 1,20; độ pH ≤ 5; độ nhớt ở 25°C, cps ≤ 20; độ hòa tan (tan hoàn toàn trong nước ngọt và nước muối bão hòa).

2.2.3. Tính năng tác dụng và lĩnh vực áp dụng của chất diệt khuẩn DPEC - A2130

Chất diệt khuẩn DPEC - A2130 có thể được sử dụng rộng rãi để xử lý nước bơm ép duy trì áp suất vỉa giếng khoan, trong điều chế dung dịch khoan và nước sử dụng trong các hệ thống làm mát hoặc nước tái tạo... Chất diệt khuẩn DPEC - A2130 có hiệu lực rất mạnh, được sử dụng

rất hiệu quả để xử lý nước bơm ép giếng khoan trong khai thác dầu khí. Chúng có thể loại trừ gần như tuyệt đối sự tồn tại của chủng khuẩn KSF, ngăn chặn sự sinh trưởng trong môi trường yếm khí ở điều kiện nhiệt độ thường và nhiệt độ cao.

2.3. Vật liệu cấp phối sản phẩm DPEC - B5005

2.3.1. *Chất diệt khuẩn DPEC - B5005* là sản phẩm dạng lỏng không chứa thành phần Gaturaldehyde. DPEC - B5005 là dạng hỗn hợp của nhiều thành phần khác nhau bao gồm các hợp chất như N - Didexyl Cloryd, N - Dimethylammonium Cloryd, kết hợp với Amonium Fosfo hóa trị 4 và một lượng nhỏ Formaldehyde. DPEC - B5005 là chất diệt khuẩn hiệu quả sử dụng để hủy diệt và ngăn chặn sự sinh trưởng các loại vi khuẩn trong nước biển, kể cả các chủng khuẩn KSF và vi khuẩn dạng ưa ẩm [4].

2.3.2. Đặc tính lý hóa của chất diệt khuẩn DPEC - B5005

Chất diệt khuẩn DPEC - B5005 có các đặc tính lý hóa sau đây: hình thái không màu đến vàng nhạt, tỷ trọng ở 25°C 1,10 - 1,24, độ pH của dung dịch ở 25°C 4,0 - 7,0, độ nhớt ở 25°C, cps: ≤ 24 ; độ hòa tan (tan hoàn toàn trong nước ngọt và nước muối bão hòa).

2.3.3. Ưu điểm và lĩnh vực áp dụng của chất diệt khuẩn DPEC - B5005

- Chất diệt khuẩn DPEC - B5005 có những ưu điểm sau: tác dụng diệt khuẩn rất mạnh và thể hiện ở tầm rộng, tan hoàn toàn trong nước, rất có hiệu quả trong nước cứng và nước muối, có khả năng diệt khuẩn cả trong môi trường khí và kỵ khí.

- Lĩnh vực áp dụng: Được sử dụng rộng rãi để xử lý nước bơm ép trong khai thác dầu thứ cấp, chúng có tác dụng loại trừ và hủy diệt các chủng khuẩn khử sunfate, bảo vệ ăn mòn sinh học các thiết bị khai thác, ức chế sự sinh trưởng của các chủng khuẩn và làm giảm mức độ ăn mòn do nước bơm ép gây ra.

Chất diệt khuẩn DPEC - B5005 có tác dụng diệt khuẩn và ngăn chặn sự sinh trưởng của khuẩn khử sunfate trong thành phần nước có nguồn gốc nước bơm ép từ ngoài vào và nước được tách ra từ dầu khai thác lưu giữ trong các bồn chứa trước khi được chuyển đến các cơ sở chế biến lọc hóa dầu.

3. Đánh giá kết quả nghiên cứu

Đánh giá hiệu lực của chất diệt khuẩn DPEC - A2130 và DPEC - B5005 trong điều kiện phòng thí nghiệm được

thực hiện do Viện Công nghệ Sinh học - Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam phù hợp với yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro [5, 6].

3.1. Chất diệt khuẩn DPEC - A2130

- Vi khuẩn khử sunfate dùng cho thí nghiệm ở nhiệt độ thường gồm: hỗn hợp chủng phân lập từ các giàn 1, 3, 7 (nuôi trên môi trường có nguồn cơ chất lactate và acetate). Số lượng vi khuẩn khử sunfate 10^4 - 10^5 tế bào/ml.

- Vi khuẩn khử sunfate dùng cho thí nghiệm ở nhiệt độ cao gồm: hỗn hợp chủng phân lập từ các giàn 3, 8, 10. Số lượng vi khuẩn khử sunfate 10^4 - 10^5 tế bào/1ml.

- Thép dùng để thí nghiệm với vi khuẩn khử sunfate bám dính: thép CT3 có kích thước 1 x 2 x 0,2cm được xử lý rỉ sắt, đánh bong và vô trùng trước khi cấy vi khuẩn.

- Môi trường nuôi cấy Postgate B (với hỗn hợp nguồn cơ chất lactate/acetate = 1/1) với 2% NaCl bổ sung 20% nước biển, vi lượng và hỗn hợp vitamin đảm bảo cho sự phát triển của vi khuẩn.

- Tác dụng của chất diệt khuẩn lên hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate được đánh giá theo sự phát triển của chúng và đo hàm lượng H_2S sau các khoảng thời gian tiếp xúc với chất diệt khuẩn khác nhau ở 3 nồng độ: 100, 150, 200ppm.

- Thời gian vi khuẩn khử sunfate tiếp xúc với chất diệt khuẩn: 24 giờ (đánh giá hàm lượng tối thiểu); 4 ngày (thời điểm vi khuẩn khử sunfate phát triển tối ưu).

3.1.1. Với vi khuẩn khử sunfate nhiệt độ thường

- Sau 24 giờ thử nghiệm, chất diệt khuẩn DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn khử sunfate loại bơi lội và làm suy yếu vi khuẩn loại bám dính ở nồng độ 100ppm. Với nồng độ diệt khuẩn cao hơn, 150 và 200ppm, DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội sau 24 giờ tiếp xúc với chất diệt khuẩn.

- Sau 4 ngày thử nghiệm, chất diệt khuẩn DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội ở cả 3 nồng độ thử nghiệm 100, 150 và 200ppm.

- Hàm lượng H_2S đo được sau 4 ngày nuôi cấy với chất diệt khuẩn ở mức thấp so với đối chứng (161,5mg/l), dao động từ 16 - 34mg/l. Như vậy, chất diệt khuẩn DPEC - A2130 có tác dụng ức chế sự tạo thành H_2S của vi khuẩn khử sunfate ở điều kiện nhiệt độ bình thường (Bảng 1).

3.1.2. Với vi khuẩn khử sunfate nhiệt độ cao

- Nồng độ thử nghiệm 100ppm chỉ có tác dụng diệt được vi khuẩn khử sunfate loại bơi lội, không diệt được vi khuẩn loại bám dính sau 24 giờ tiếp xúc với chất diệt khuẩn. Tuy nhiên, sau 4 ngày ngâm trong chất diệt khuẩn, DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội ở nồng độ thử nghiệm 100ppm.

- Ở nồng độ thử nghiệm 150 và 200ppm, DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội sau 24 giờ và 4 ngày tiếp xúc với chất diệt khuẩn.

- Hàm lượng H_2S do vi khuẩn khử sunfate tạo ra sau 4 ngày thử nghiệm đạt 34mg/l ở nồng độ diệt khuẩn 150ppm và 25,5mg/l ở nồng độ diệt khuẩn 200ppm (thấp hơn nhiều so với đối chứng không có chất diệt khuẩn - 170mg/l). Điều này chứng tỏ chất diệt khuẩn DPEC - A2130 có tác dụng ức chế sự tạo thành H_2S của nhóm vi khuẩn khử sunfate ở nồng độ diệt khuẩn 150 và 200ppm (Bảng 2).

3.2. Chất diệt khuẩn DPEC - B5005

- Vi khuẩn khử sunfate dùng cho thí nghiệm ở nhiệt độ thường gồm: hỗn hợp chủng phân lập từ các giàn 1, 3, 7 (nuôi trên môi trường có nguồn cơ chất lactate và acetate). Số lượng vi khuẩn khử sunfate 10^4 - 10^5 tế bào/ml.

- Vi khuẩn khử sunfate dùng cho thí nghiệm ở nhiệt độ cao gồm: hỗn hợp chủng phân lập từ các giàn 3, 8, 10. Số lượng vi khuẩn khử sunfate 10^4 - 10^5 tế bào/ml.

- Thép dùng để thí nghiệm với vi khuẩn khử sunfate bám dính: thép CT3 có kích thước 1 x 2 x 0,2cm được xử lý rỉ sắt, đánh bong và vô trùng trước khi cấy vi khuẩn.

- Môi trường nuôi cấy Postgate B (với hỗn hợp nguồn cơ chất lactate/acetate = 1/1) với 2% NaCl bổ sung 20% nước biển, vi lượng và hỗn hợp vitamin đảm bảo cho sự phát triển của vi khuẩn.

- Tác dụng của chất diệt khuẩn lên hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate được đánh giá theo sự phát triển của chúng và đo hàm lượng H_2S sau các khoảng thời gian tiếp xúc với chất diệt khuẩn khác nhau ở 3 nồng độ: 100, 150, 200ppm.

- Thời gian vi khuẩn khử sunfate tiếp xúc với chất diệt khuẩn: 24 giờ (đánh giá hàm lượng tối thiểu); 4 ngày (thời điểm vi khuẩn khử sunfate phát triển tối ưu).

3.2.1. Với vi khuẩn khử sunfate nhiệt độ thường

- Nồng độ diệt khuẩn 100ppm có tác dụng diệt khuẩn khử sunfate phân lập từ giếng khoan dầu khí Vũng Tàu loại bơi lội và làm suy yếu vi khuẩn loại bám dính sau 24 giờ và 4 ngày tiếp xúc với chất diệt khuẩn. Ở nồng độ thử nghiệm cao hơn, 150 và 200ppm, DPEC - B5005 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội sau 24 giờ và 4 ngày ngâm trong chất diệt khuẩn.

- Hàm lượng H_2S đo được sau 4 ngày ngâm trong chất diệt khuẩn theo thứ tự đạt 42,5; 34, 17mg/l ở các nồng độ diệt khuẩn 100, 150 và 200ppm, thấp hơn so với hàm lượng H_2S sinh ra từ mẫu đối chứng không có chất diệt khuẩn (161,5mg/l). Điều này chứng tỏ trong điều kiện nhiệt độ thường, chất diệt khuẩn DPEC - B5005 có tác dụng ức chế một phần sự tạo thành H_2S của vi khuẩn khử sunfate ở nồng độ 100ppm và ức chế hoàn toàn nhóm vi khuẩn này ở nồng độ 150 và 200ppm (Bảng 3).

Bảng 1. Kết quả thử chất diệt khuẩn DPEC - A2130 lên hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate

Nồng độ chất DK (ppm)		Nhiệt độ thường				Nhiệt độ cao			
		24 giờ		4 ngày		24 giờ		4 ngày	
		Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính
DPEC - A2130	100	-	±	-	-	-	+	-	-
	150	-	-	-	-	-	-	-	-
	200	-	-	-	-	-	-	-	-

+ phát triển

- không phát triển

± phát triển yếu

Bảng 2. Hàm lượng H_2S do hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate sinh ra khi xử lý bằng chất diệt khuẩn DPEC - A2130

Nồng độ chất diệt khuẩn (ppm)		Nhiệt độ thường		Nhiệt độ cao	
		24,0 giờ	4,0 ngày	24,0 giờ	4,0 ngày
DPEC - A2130	100	34,0 giờ	34,0 ngày	42,0 giờ	42,5 ngày
	150	25,5 giờ	25,5 ngày	25,5 giờ	34,0 ngày
	200	17,0 giờ	17,0 ngày	17,0 giờ	25,5 ngày
Đối chứng		93,5 giờ	161,5 ngày	102,5 giờ	170,0 ngày

3.2.2. Với vi khuẩn khử sunfate nhiệt độ cao

- Sau 24 giờ thử nghiệm, chất diệt khuẩn DPEC - B5005 diệt được vi khuẩn khử sunfate loại bơi lội và làm suy yếu vi khuẩn loại bám dính ở nồng độ thử nghiệm 100ppm. Tuy nhiên, chất này có tác dụng diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội ở nồng độ thử nghiệm cao hơn (150 và 200ppm) sau 24 giờ tiếp xúc với chất diệt khuẩn.

- Sau 4 ngày thử nghiệm, DPEC - B5005 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội ở cả 3 nồng độ diệt khuẩn 100, 150 và 200ppm.

- Hàm lượng H_2S do vi khuẩn khử sunfate tạo thành sau 4 ngày cũng ở mức từ 25,5 - 34mg/l, thấp hơn nhiều so với mẫu đối chứng không có chất diệt khuẩn (170mg/l). Điều này chứng tỏ chất diệt khuẩn DPEC - B5005 cũng ức chế được sự tạo thành H_2S của nhóm vi khuẩn ở điều kiện nhiệt độ cao (Bảng 4).

4. Kết luận

4.1. Chất diệt khuẩn DPEC - A2130

Chất diệt khuẩn DPEC - A2130, ở nồng độ 100, 150 và 200ppm, diệt được vi khuẩn khử sunfate loại bơi lội cả nhiệt độ thường và nhiệt độ cao sau 24 giờ và 4 ngày thử nghiệm. Đối với vi khuẩn khử sunfate loại bám dính cả nhiệt độ thường và nhiệt độ cao, DPEC - A2130 diệt được vi khuẩn loại này sau 4 ngày tiếp xúc ở nồng độ diệt khuẩn 100ppm và diệt được chúng sau 24 giờ và 4 ngày thử nghiệm ở nồng độ diệt khuẩn 150 và 200ppm.

4.2. Chất diệt khuẩn DPEC - B5005

Bảng 3. Kết quả thử chất diệt khuẩn DPEC - B5005 lên hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate

Nồng độ chất DK (ppm)		Nhiệt độ thường				Nhiệt độ cao			
		24 giờ		4 ngày		24 giờ		4 ngày	
		Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính	Bơi lội	Bám dính
DPEC - B5005	100	-	±	-	±	-	±	-	-
	150	-	-	-	-	-	-	-	-
	200	-	-	-	-	-	-	-	-

+ phát triển

- không phát triển

± phát triển yếu

Bảng 4. Hàm lượng H_2S do hỗn hợp vi khuẩn khử sunfate sinh ra khi xử lý bằng chất diệt khuẩn DPEC - B5005

Nồng độ chất diệt khuẩn (ppm)		Nhiệt độ thường		Nhiệt độ cao	
		24,0 giờ	4,0 ngày	24,0 giờ	4,0 ngày
DPEC - B5005	100	34,0 giờ	42,5 ngày	34,0 giờ	34,0 ngày
	150	25,5 giờ	34,0 ngày	25,5 giờ	25,5 ngày
	200	17,0 giờ	17,0 ngày	17,0 giờ	25,5 ngày
Đối chứng		93,5 giờ	161,5 ngày	102,5 giờ	170,0 ngày

Trong điều kiện nhiệt độ thường, chất diệt khuẩn DPEC - B5005 diệt được vi khuẩn khử sunfate loại bơi lội ở nồng độ 100ppm; diệt được vi khuẩn cả loại bám dính và bơi lội ở nồng độ 150 và 200ppm sau 24 giờ và 4 ngày thử nghiệm. Trong điều kiện nhiệt độ cao, DPEC - B5005 diệt được vi khuẩn khử sunfate cả loại bám dính và bơi lội sau 4 ngày ở nồng độ 100ppm; diệt được cả hai loại vi khuẩn này ở nồng độ 150 và 200ppm sau 24 giờ và 4 ngày tiếp xúc với chất diệt khuẩn.

Tài liệu tham khảo

1. VD Hollander et P.Raynaud. *Les fluide de travail des métaux*. Association Francaise des techniciens du petrole. Paris octolue 1975.
2. Nguyễn Thị Thu Huyền, Trương Đại Dương, Lại Thúy Hiền. *Vi khuẩn khử sunfate ưa ẩm sử dụng dầu thô Desulfovibrio Desulforicans ĐH3P phân lập từ giếng khoan dầu khí mỏ Đại Hùng Vũng Tàu*. Viện Công nghệ Sinh học. Tạp chí Khoa học và Công nghệ biển. 11/2010; 4: p. 21 - 23.
3. DPEC - A2130 - *Water Treatment Biocide*. Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường.
4. DPEC - B5005 - *Water Treatment Biocide*. Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường.
5. *Kết quả đánh giá hiệu lực của chất diệt khuẩn DPEC - A2130*. Viện Công nghệ sinh học - Viện Khoa học Công nghệ Việt Nam.
6. *Kết quả đánh giá hiệu lực của chất diệt khuẩn DPEC - B5005*. Viện Công nghệ sinh học - Viện Khoa học Công nghệ Việt Nam.



Duy trì tình trạng kỹ thuật tốt cho quỹ giếng làm việc

KS. Vũ Quốc Tuyển, KS. Phạm Bá Hiến, KS. Lê Nhật Tuấn
 Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Tóm tắt

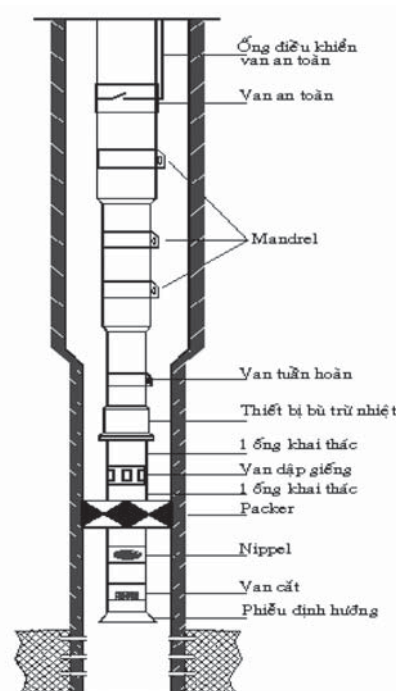
Trải qua 30 năm xây dựng và phát triển, Liên doanh Việt - Nga (Vietsovetro) đã trở thành đơn vị chủ lực của Ngành Dầu khí Việt Nam. Với quỹ giếng khổng lồ gần 400 giếng phân bố trên các mỏ đang khai thác, các cấu tạo triển vọng mới tìm thấy thuộc các lô thềm lục địa phía Nam Việt Nam có độ sâu mực nước biển từ 50 - 150m, Vietsovetro đã khai thác an toàn gần 200 triệu tấn dầu, thu gom và đưa về bờ hàng tỷ m³ khí. Có được thành tựu trên là do Vietsovetro đã áp dụng nhiều phương pháp gia tăng sản lượng, trong đó có giải pháp "Duy trì tình trạng kỹ thuật tốt cho quỹ giếng làm việc". Giải pháp này được thể hiện như sau:

- + **Thiết kế tối ưu thiết bị lòng giếng.**
- + **Ngăn ngừa những ảnh hưởng tiêu cực của các phương pháp gia tăng sản lượng lên tình trạng kỹ thuật giếng.**
- + **Sử dụng thiết bị miệng giếng phù hợp với điều kiện cụ thể của mỏ.**

1. Thiết kế tối ưu thiết bị lòng giếng

Những năm đầu của thời kỳ khai thác mỏ Bạch Hổ, ống khai thác được thiết kế đơn giản gồm cột ống ép hơi có đường kính khác nhau được kết nối theo mặt cắt hình thang đường kính ống tăng dần từ dưới lên. Kiểu ống nâng này chỉ phù hợp với điều kiện khai thác khi áp suất vỉa lớn - chế độ khai thác tự phun.

Nhằm đảm bảo an toàn và nâng cao hiệu suất làm việc của giếng khai thác dầu cũng như giếng bơm ép duy trì áp suất vỉa, Phòng Khai thác - Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) đã đưa ra thiết kế tổ hợp thiết bị lòng giếng trên cơ sở tính toán các đặc tính địa chất kỹ thuật của đối tượng khai thác, lưu lượng, áp suất nhiệt độ và cấu trúc ống chống khai thác của giếng (Hình 1) [1]. Việc sử dụng thiết bị lòng giếng loại trừ được khả năng rò rỉ khí nén qua đế ống khai thác gây nguy hiểm đối với giếng gaslift lưu lượng thấp, làm cho ống khai thác bị biến dạng. Khi đóng van an toàn nông có thể tiến hành sửa chữa khu vực đầu giếng. Khi đóng van an toàn sâu có thể tiến hành sửa chữa, thay thế các



Hình 1. Cấu trúc bộ thiết bị lòng giếng đang được sử dụng ở Vietsovetro

phần tử thiết bị lòng giếng như đóng mở van tuần hoàn, thay van gaslift... Sử dụng thiết bị lòng giếng ở các giếng có nhiệt độ cao cho phép điều hòa sức căng của cột ống khai thác, nhờ có ống điều hòa giãn nở nhiệt. Nhờ có nipel (các nút chặn) khi thả các nút vào đó ta có thể thử được độ kín của toàn bộ ống khai thác. Với tổ hợp thiết bị lòng giếng này đảm bảo tốt điều kiện để tiến hành các công việc nghiên cứu, khảo sát giếng và dễ gọi dòng cho giếng mới khoan xong hoặc chuyển giếng từ khai thác tự phun sang khai thác bằng gaslift hoặc khi có hệ thống gaslift có thể dùng nó thay rửa vùng cận đáy cho các giếng bơm ép với mục đích làm sạch vùng đáy trước khi đưa vào bơm ép. Việc sử dụng tổ hợp thiết bị lòng giếng ở các giếng bơm ép giúp cho ống chống khai thác bền vững trước áp lực thủy tĩnh và áp lực thủy động học. Nhờ có packer nên khoảng vành xuyên giữa ống chống khai thác và cột ống nâng được lấp đầy chất lỏng trở.

2. Ngăn ngừa những ảnh hưởng tiêu cực của các phương pháp gia tăng sản lượng lên tình trạng kỹ thuật giếng

Để tăng dòng dầu ở các giếng khai thác, Vietsovpetro đã áp dụng nhiều giải pháp trong đó hiệu quả nhất và chủ đạo nhất là giải pháp tác động vùng đáy giếng (xử lý vỉa) với phương pháp xử lý vỉa bằng acid và vỡ vỉa bằng thủy lực [4].

2.1. Xử lý vỉa bằng acid

Xử lý vỉa bằng acid là bơm ép một khối lượng hỗn hợp acid vào vỉa sản phẩm, dưới tác động của hỗn hợp acid hòa tan các tạp chất bám dính cho phép, các kênh, khe nứt, hang hốc của vỉa được mở rộng. Nhờ vậy, độ thấm của vỉa được tăng lên rõ rệt, tạo điều kiện tốt cho dòng sản phẩm từ vỉa đi vào đáy giếng [4]. Nhưng phương pháp này có ảnh hưởng không tốt đến tình trạng kỹ thuật giếng do acid tác động với thiết bị. Nhờ có cấu trúc này trước khi bơm ép acid vào giếng, thiết bị lòng giếng được ép thử độ kín nên đã kiểm soát được độ kín của toàn bộ ống nâng, ngăn ngừa được sự thất thoát acid từ ống khai thác khi bơm ép với áp suất cao.

Ngoài ra một khuyến nghị được đưa ra: Trong điều kiện cho phép, phương án tốt nhất để đảm bảo thiết bị lòng giếng làm việc lâu bền Phòng Khai thác dầu khí, Viện NIPI khuyến nghị nên sử dụng thiết bị ống mềm (coiltubing) để xử lý acid vùng cận đáy giếng. Công nghệ này cho phép bảo vệ được các phần tử của thiết bị lòng

giếng (ống khai thác, van sâu, nipel...) tránh được sự hủy hoại bởi acid. Ngoài ra hệ thống ống mềm có thể tác động một cách có lựa chọn vào vùng cần tác động với độ chính xác cao, dễ dàng tạo ra bồn acid, đặc biệt rất hiệu quả đối với khoảng vỉa được mở lớn, nhanh chóng đưa giếng vào khai thác.

2.2. Vỡ vỉa bằng thủy lực

Vỉa sản phẩm được phá vỡ bằng thủy lực dưới áp suất cao, dẫn đến các kênh, khe nứt, hang hốc của vỉa được tạo ra và mở rộng [4]. Nhờ vậy, độ thấm thấu của vỉa sản phẩm được phục hồi và tăng lên tạo điều kiện cho dầu vào giếng nhiều lên. Trong giai đoạn từ năm 1994 - 2011, ở mỏ Bạch Hổ đã tiến hành xử lý vùng đáy giếng bằng nứt vỉa thủy lực và xử lý vỉa bằng acid dưới áp suất cao với số lượng là 133 lần/97 giếng. Trong đó 68 lần/53 giếng được tiến hành bởi hãng Schlumberger còn lại do hãng Halliburton thực hiện. Hệ số thành công ở các giếng tầng Oligocen là 64% còn đối với các giếng tầng móng hệ số thành công là 67% [1]. Trong các năm đầu thường xảy ra các sự cố sau:

- Kẹt packer (đã xảy ra ở 4 giếng).
- Dòng tuần hoàn chất lỏng nứt vỉa xuất hiện và di chuyển từ vùng dưới lên vùng trên khi tiến hành nứt vỉa thủy lực (trong 6 giếng).
- Ống chống khai thác bị biến dạng ở một số giếng.

Ngoài ra, đại đa số giếng được tiến hành nứt vỉa thủy lực kết hợp với xử lý vỉa bằng acid dưới áp suất cao từ trước năm 1997 đều có sự gia tăng áp suất ngoài ống chống và dòng chảy lưu xuất hiện ở vành xuyên xi măng ngoài ống chống. Nguyên nhân của các hiện tượng trên là khi nứt vỉa, ống chống khai thác và vành xuyên xi măng ngoài ống chống phải chịu một lực nén lớn dẫn đến biến dạng thậm chí bị vỡ.

Để tránh những sự cố như đã phân tích ở trên cần phải giảm lực làm biến dạng ống chống khi nứt vỉa thủy lực có thể sử dụng các giải pháp sau:

- Xác định sức bền thủy lực của khoảng không vành xuyên với độ lớn là bao nhiêu. Vấn đề này thực tế giải quyết rất khó. Nhưng có thể tăng cường khả năng của ống chống khai thác chống lại áp lực tác động lên nó và vành xuyên xi măng bằng tăng cường lực đối áp ở khoảng không vành xuyên đến độ lớn cho phép bằng cách đổ đầy chất lỏng vào khoảng không vành xuyên.

- Xác định khoảng đặt packer kể từ đế ống chống khai thác trở nên hay từ vị trí phía trên của khoảng mở vỉa bằng bơm mìn.

Phòng Khai thác Viện NIPI đã đề xuất: Tính toán mối liên hệ sự phụ thuộc giữa tổ hợp các chỉ số địa vật lý khoảng không vành xuyên xi măng với chênh áp làm vỡ vành xuyên xi măng dẫn đến dòng chất lỏng từ vỉa nước (có thể ở phía trên hoặc ở phía dưới vỉa sản phẩm đang xử lý) đi vào khoảng vỉa được mở bằng bơm mìn. Đây là kết quả của các công trình nghiên cứu, xử lý và minh giải tài liệu địa vật lý, thủy động lực của hơn 500 giếng ở 32 mỏ của Liên bang Nga. Mối liên hệ sự phụ thuộc này viết dưới dạng phương trình sau:

$$[P] = K_o \cdot (168/D) \cdot [(1,4 + 1,18 \cdot X_1 + 1,09 \cdot X_2 + 0,71 \cdot X_3 + 0,014 \cdot X_4 - 0,012 \cdot X_5 - 0,5 \cdot X_6)] \quad (1)$$

Trong đó:

K_o : Khi $(X_1 + X_2 + X_3) = 3 - 5$ m biến động trong khoảng 0,6 - 0,93;

Khi $(X_1 + X_2 + X_3) = 5 - 10$ m biến động trong khoảng 0,93 - 1,0;

Khi $(X_1 + X_2 + X_3)$ lớn hơn 10 m biến động trong khoảng 1,0 - 1,1;

X_1 : Khoảng thân giếng có chất lượng xi măng tốt theo tài liệu carota siêu âm (m);

X_2 : Khoảng thân giếng có chất lượng xi măng kém (m);

X_3 : Khoảng thân giếng có xi măng xen kẽ khoảng không có xi măng (m);

X_4 : Tổng chiều dài các khoảng vỉa không thấm kể cả khoảng đã thả chống ống trước (m);

X_5 : Góc nghiêng của thân giếng (độ);

X_6 : Độ lệch tâm của ống chống thay đổi từ 0 - 1;

D: Đường kính ống chống có trám xi măng (mm);

[P]: Gradient nứt vỉa thủy lực khi đi qua khoảng ống chống có trám xi măng, MPa/m.

Áp suất (P) tác động lên khoảng thân giếng có trám xi măng dưới đế ống chống có thể tính toán theo công thức sau:

$$P = P_m + 10^{-5} \cdot H \cdot (\rho_L - \rho_{LX}) - P_T \quad (2)$$

Trong đó:

P_m : Áp suất miệng giếng trong khi vỡ thủy lực, Mpa;

H: Độ sâu đế ống chống có trám xi măng;

ρ_L : Tỷ trọng chất lỏng nứt vỉa thủy lực;

ρ_{LX} : Tỷ trọng chất lỏng có hòa tan xi măng, bằng 1.030 kg/m³;

P_T : Tổn hao áp lực trong NKT khi nứt vỉa thủy lực (Mpa).

Khoảng cách cần thiết đặt packer kể từ đế ống chống khai thác hay từ khoảng bơm hay từ giữa các khoảng bơm được tính theo công thức sau:

$$L_p = 1,05 \cdot P / [P] \quad (3)$$

Theo kết quả nứt vỉa thủy lực, áp suất dư tác động lên ống chống cách packer một khoảng được tính theo công thức:

$$\Delta P = [P] \cdot L_T - 10^{-5} \cdot H_{TP} \cdot \rho_{vx} \quad (4)$$

Trong đó:

L_T : Khoảng cách thực từ đế ống chống đến vị trí đặt packer;

H_{TP} : Chiều sâu thực của packer (m);

ρ_{vx} : Tỷ trọng chất lỏng có trong khoảng không vành xuyên (kg/m³).

Trên cơ sở tài liệu vỡ vỉa thủy lực đã được tiến hành ở Vietsovpetro và bằng các công thức (1; 2; 3; 4) xác định được chiều sâu đặt packer và áp lực dư tác động làm biến dạng ống chống ở vùng thực tế đặt packer. Nhờ vậy ta có thể điều chỉnh các thông số của quá trình nứt vỉa thủy lực với hướng có lợi cho độ bền giếng hoặc để giảm áp lực dư tác động làm biến dạng ống chống bằng cách tăng cường lực ở khoảng không vành xuyên trên packer giữa ống khai thác và ống chống khai thác bằng cách đổ đầy chất lỏng vào khoảng không vành xuyên đó. Bằng một trong hai cách này sẽ tránh được hư hỏng ống chống khai thác và thiết bị lòng giếng, bảo đảm độ bền vững của vành xuyên xi măng góp phần làm tuổi thọ của giếng được kéo dài.

3. Sử dụng thiết bị đầu giếng phù hợp với điều kiện cụ thể của mỏ

Việc lựa chọn và sử dụng thiết bị khai thác đầu giếng phải đáp ứng được điều kiện khí hậu biển nhiệt đới khắc nghiệt như nhiệt độ môi trường cao 20 - 40°C, độ ẩm lớn (100%). Trong những năm qua đã sử dụng 8 loại thiết bị khai thác đầu giếng có xuất xứ từ các nước SNG, Nhật, Mỹ, Mexico [1, 5].



Hình 2. Khảo sát cây thông, đầu giếng kiểu OKK và AFK đã sử dụng gần 30 năm



Hình 3. Đầu giếng OKK và AFK được thay bằng JKS có độ tin cậy cao hơn

Hiện nay, mỏ Bạch Hổ có 20 giếng đang sử dụng có thiết bị phun miệng giếng và đầu ống chống có xuất xứ từ các nước SNG (kiểu OKK và AFK) không đáp ứng được các yêu cầu dưới đây: sau một thời gian làm việc bộ thiết bị này không làm kín miệng giếng trong quá trình khai thác, ép vỉa, khảo sát giếng; không treo được packer miệng giếng nên các giếng đó không thể trang bị thiết bị lòng giếng (BCO) do đó không có các lỗ thoát để kết nối các đường dầu thủy lực điều khiển van ngắt sâu và đường hóa phẩm bơm vào giếng khi cần; không thể thay đường kính côn khai thác nhằm đưa giếng về chế độ khai thác tối ưu; không có khả năng đóng giếng và đập giếng kịp thời trong trường hợp khẩn cấp. Theo khuyến cáo của nhà sản xuất thì chỉ khai thác trong 20 năm, nhưng thực tế đã

gần 30 năm. Tuy nhiên, tình trạng thân và các van trên cây thông bị ăn mòn nhiều, một số van không còn giữ kín được khi bơm ép thử [3].

Để bảo đảm an toàn sản xuất, loại trừ nguy hiểm tiềm ẩn trong thiết bị phun đầu giếng, dưới sự chỉ đạo của Tổng giám đốc và trực tiếp là Chánh kỹ sư việc thay thế thiết bị miệng giếng kiểu OKK và AFK bằng thiết bị hiện đại hơn (JKS) không chỉ được tiến hành theo một lộ trình khoa học và thực hiện nghiêm ngặt các quy định đề ra mà còn đáp ứng yêu cầu sản xuất.

Trong khi kiểm tra xác nhận tình trạng kỹ thuật đầu giếng đã tiến hành thực hiện các bước sau:

- *Quan sát bằng mắt thường:* Kiểm tra tài liệu gốc đã được cập nhật về tình trạng của đầu giếng và thiết bị phun miệng giếng (lịch sử sử dụng có được ở giàn và Phòng Kỹ thuật sản xuất - Xí nghiệp Khai thác); kiểm tra ngoài hiện trường:

tình trạng của các vô lăng đóng mở van; tình trạng của các vòng bít kín, khả năng làm việc và độ kín của các van bằng cách mở ra và đóng vào; tình trạng các khe hở cho các sprisop thuộc các ổ van và cả những khe hở công nghệ; tình trạng ren của các bulông, ốc (mức độ ăn mòn, sét rỉ...); tình trạng của van 3 dẫn động; sự phù hợp của thời hạn kiểm tra các áp kế đã đặt. Trong Hình 2, đội khảo sát đang làm việc với thiết bị miệng giếng khai thác đã sử dụng gần 30 năm.

Dựa vào kết quả khám xét đầu ống chống và thiết bị phun (cây thông) bằng mắt thường đã lập bản danh mục các khuyết tật với mục đích sửa chữa và thay thế các chi tiết bị hỏng không đáp ứng yêu cầu kỹ thuật.

- *Quy trình kiểm tra bằng thiết bị siêu âm*: Theo sơ đồ đã định, những vị trí nhạy cảm và các chi tiết cần phải làm sạch rỉ sét. Bằng máy siêu âm dò khuyết tật tiến hành kiểm tra các điểm và các điểm dò không dưới 20 điểm. Những điểm đó được phân bố ở những vị trí có tiềm ẩn nguy hiểm lớn nhất (vị trí nối, bị tác động bởi sét rỉ và bị mòn do va đập cơ học). Tất cả các mặt bích được kiểm tra với mục đích không để sai sót là bỏ quên các nút nê. Trên cơ sở báo cáo của người đứng máy và phân tích kết quả dò khuyết tật, những kết luận và khuyến nghị đã được đưa ra.

Thực tế, việc thay thế các chi tiết đúng theo “Quy định”: những chi tiết của đầu giếng, cây thông có mức mòn thực tế về độ dày cũng như độ mòn, độ rộng khe nứt được phát hiện ra do siêu âm lớn hơn 25% độ dày, độ rộng cho phép thì nhất định phải được thay thế. Trường hợp nhỏ hơn 25% thì chỉ cần tiến hành tính toán kiểm tra độ bền thật kỹ.

Đối với phần ống xi lanh, độ bền cấu tạo của chi tiết được tính toán trên phần ống xi lanh theo công thức dưới đây [2]:

$$P_{thử} = (200 * S_n * R) / D_n \leq [P_{thử}]$$

$[P_{thử}]$: Áp suất cho phép khi thử nghiệm, MPA;

S_n : Độ dày danh định của thành chi tiết, mm;

R : Sức căng cho phép, MPA;

D_n : Đường kính ngoài, mm.

Sau khi tính toán kiểm nghiệm thiết bị còn khả năng làm việc được đã lập biên bản “Gia hạn sử dụng” trong đó cũng đưa ra các tính toán độ bền của thiết bị.

- *Hồ sơ của quá trình khảo sát thiết bị đầu ống chống và thiết bị phun miệng giếng (cây thông) đã lập được các loại như sau*: Biên bản kiểm nghiệm thiết bị đầu ống chống và thiết bị phun miệng giếng; bản thiết kế dò khuyết tật; kết luận về kết quả dò khuyết tật; sơ đồ thiết bị miệng giếng; sơ đồ vị trí dò khuyết tật trên các chi tiết thiết bị phun và đầu giếng; băng điện tử ghi quá trình khảo sát thiết bị phun và đầu giếng; biên bản thử độ kín thiết bị phun từ van trung tâm trở lên; biên bản gia hạn sử dụng thiết bị phun và đầu giếng.

Nhờ có quy trình trên, Vietsovpetro đã thực hiện tốt việc chuyển hệ đầu giếng từ OKK AFK sang JKS (Hình 3). Mặc dù phải khắc phục sự bất hợp lý bằng cách chế tạo ra adapter phần chuyển tiếp giữa đầu ống chống với thiết bị phun miệng giếng khác chủng loại (cây thông JKS) ngoài ra còn phải đáp ứng nhiều yêu cầu kỹ thuật nghiêm ngặt khác nữa.

Kết luận

Giếng khai thác dầu hay giếng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa là một hệ thống các thiết bị có liên quan chặt chẽ với nhau, bổ sung hỗ trợ lẫn nhau. Việc đánh giá tình trạng kỹ thuật các thiết bị giếng, các thông số làm việc, áp suất miệng giếng đòi hỏi sự phân tích chi tiết không chỉ đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản xuất mà còn đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật an toàn cho con người và thiết bị, bảo vệ môi trường. Nhờ vậy, những giếng có áp suất cao lưu lượng lớn (hàng nghìn tấn/ngày đêm) đều được vận hành an toàn. Trong suốt 30 năm qua, số liệu giếng thay đổi theo năm, tình trạng giếng được cập nhật, phân tích và các biện pháp để nâng cao hiệu quả của giếng được đưa ra kịp thời cho từng trường hợp cụ thể. Các mỏ của Vietsovpetro đã tiến hành hơn 500 lần sửa chữa giếng. Hệ số khai thác và hệ số sử dụng của các giếng khai thác dầu đạt 0,97 và 0,92. Đối với giếng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa có các chỉ số tương ứng là 0,92 và 0,95. Đây là những chỉ số cao. Số lượng giếng thuộc quỹ giếng quan trắc, dự phòng, sửa chữa và hủy không lớn. Tính thời điểm hiện tại, các mỏ Vietsovpetro có khoảng 22 giếng quan trắc và 18 giếng dự phòng. Điều đó chứng minh rằng, việc duy trì quỹ giếng làm việc ở các mỏ Vietsovpetro là rất tốt, góp phần quyết định vào việc hoàn thành kế hoạch khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. Phòng Khai thác Dầu khí, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro. *Báo cáo nghiên cứu khoa học năm 1994; 1995; 1996; 1998; 2001; 2002; 2003; 2004; 2005; 2006; 2007; 2008; 2009; 2010*.
2. D. V. Thủy lực. Moscow. 1984.
3. Nguyễn Trường Sơn. *Hiện tượng áp suất gia tăng trong vành xuyên và biện pháp phòng ngừa*. Tuyển tập các công trình khoa học, tập 34. Hà Nội. 6/2001.
4. Phung Dinh Thuc, Duong Danh Lam. *Improvement of wellbore zone treatment technology for the basement of Bach Ho field*. Conference on “The oil and gas industry on the eve of 21st century”.
5. *Tài liệu hướng dẫn RD No-52-97VSP*.
6. Viện Dầu khí Việt Nam, *Báo cáo “Công nghệ tăng cường hệ số thu hồi dầu từ thân dầu trầm tích lục nguyên bằng các tổ hợp các phương pháp hóa lý vi sinh”*. 10/2010.

Nghiên cứu sử dụng vỏ trấu biến tính trong quá trình xử lý nước thải nhiễm dầu

TS. Phạm Xuân Núi, KS. Nguyễn Văn Thủy

Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

ThS. Lâm Quang Hải

Xí nghiệp Khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

KS. Lê Quang Du

Viện Hóa học, Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam

Tóm tắt

Vỏ trấu, một loại phế phẩm nông nghiệp, được biến tính hóa học bởi chất hoạt động bề mặt cation hexadecylpyridin clorua monohydrate (CPC) làm chất hấp phụ để loại bỏ nhũ dầu từ nước thải. Cấu trúc và tính chất bề mặt của chất hoạt động bề mặt biến tính vỏ trấu (SMRH) được xác định bởi phương pháp FT-IR, SEM, đặc tính các nhóm acid/bazơ bề mặt và sự giải hấp bề mặt được khảo sát. Sự giải hấp tăng dần từ CPC đến SMRH là do liên kết mạnh của CPC với bề mặt vỏ trấu. Một số thông số như hiệu suất hấp phụ, pH của dung dịch và sự giải hấp bề mặt SMRH cũng được khảo sát. Kết quả thu được trong khoảng pH = 6 - 8, bề mặt giải hấp SMRH ít thay đổi và khả năng hấp phụ trong khoảng $576 \pm 0,3 \text{ mg/g}$ khi thực hiện ở nhiệt độ 25°C .

I. Mở đầu

Dầu gây ô nhiễm nguồn nước có thể là dầu tự do hoặc dầu nhũ tương hóa. Dầu tự do có thể được tách bởi phân ly trọng lượng và sau đó hút vớt dầu. Trong khi đó, dầu nhũ tương hóa đặt ra một vấn đề rất lớn bởi nó ổn định trong pha nước [1, 2, 3]. Nhũ tương dầu tồn tại trong nước thải từ các nguồn khác nhau như nhà máy lọc dầu, chế biến hóa chất và các nhà máy sản xuất [4]. Các phương pháp xử lý nước thải có dầu gồm: vật lý, sinh học, hóa học, cơ học, các phương pháp hóa lý (tức là tuyển nổi), quy trình màng ngăn đã được phát triển [4]. Tuy nhiên, vẫn còn nhiều hạn chế đối với những phương pháp xử lý dầu, chẳng hạn như hiệu quả thấp, chi phí vận hành cao, ăn mòn và khả năng tái ô nhiễm ở chỗ khi xử lý nhũ thuận lại dễ xảy ra hiện tượng chuyển từ nhũ thuận thành nhũ nghịch.

Thành phần hóa học (tính theo % khối lượng) của nguyên liệu vỏ trấu bao gồm cellulose (37,5%), hemicelluloses (36,1%), lignin (15,5%), tro (4,8%) và sáp (2,5%) [5]. Trong các cellulose có sẵn các nhóm chức hydroxyl (-OH), hemicelluloses và cấu trúc lignin được coi như những nhóm chức tiềm năng cho việc sử dụng vỏ trấu làm một vật liệu hấp phụ. Trước khi thực hiện nghiên cứu này, nhóm tác giả đã thực hiện một nghiên cứu sơ bộ

sử dụng vỏ trấu thô như là chất hấp phụ để loại bỏ dầu từ dung dịch nước. Kết quả thu được là khả năng đối với vẩn dầu, nhưng đối với nhũ dầu ổn định về mặt hóa học trong dung dịch nước thì hiệu quả thu được rất thấp. Vì vậy, khi sử dụng phế phẩm nông nghiệp cần phải biến tính hóa học để tăng khả năng hấp phụ sẵn có.

II. Thực nghiệm

1. Chuẩn bị vật liệu hấp phụ

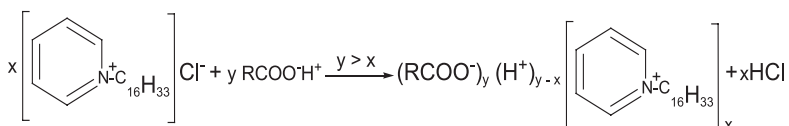
Trấu rửa nhiều lần bằng nước để loại bỏ bụi và các tạp chất hòa tan. Sau đó, cho trấu vào thiết bị khuấy trộn 15 phút với tốc độ 200 vòng/phút. Lấy ra rửa sạch bằng nước cất cho đến khi nước rửa không còn màu vàng. Sau đó, đem sấy khô mẫu ở 60°C và cất giữ trong bình thủy tinh ghi nhãn trấu thô (Raw husk - RH).

RH được xử lý với dung dịch NaOH 0,05M. Dung dịch huyền phù này cho vào máy khuấy với tốc độ 170 vòng/phút ở 35°C trong 2 giờ. Sau đó, đem rửa lại với nước cất cho tới khi nước rửa không còn màu vàng. Mẫu này tiếp tục được sấy khô qua đêm ở 65°C thu được vỏ trấu đã xử lý với NaOH, cho vào bình kín và ký hiệu là RH - N.

Vỏ trấu đã được xử lý RH - N được cho vào 1l dung dịch CPC 2,5mmol/l. Dung dịch huyền phù này được cho

vào khuấy với tốc độ 170 vòng/phút ở nhiệt độ phòng 25°C trong vòng 24 giờ. Vỏ trấu được xử lý này đem tách khỏi pha lỏng và được rửa sạch với nước cất để loại bỏ CPC thừa bám trên bề mặt. Sau đó, đem sấy khô qua đêm ở 65°C thu được vỏ trấu khô đã tẩm CPC và ký hiệu là SMRH (Surfactant modified rice husk).

Cơ chế: Cation CPC gắn vào bề mặt vỏ trấu thông qua phản ứng trao đổi ion giữa các nhóm cacboxyl trong phân tử hemicellulose của vỏ trấu và phần đầu của CPC theo phản ứng sau [6]:



Phần phân cực (đầu nhóm) của CPC hướng vào bề mặt vỏ trấu trong khi phần không phân cực (alkyl) hướng về toàn dung dịch tạo ra sự hấp phụ vật lý với các phân tử dầu không phân cực. Ngoài ra, lớp cation nitơ bậc bốn được hình thành trên bề mặt vỏ trấu còn trung hòa điện tích âm của các nhóm acid. Điện tích âm trên bề mặt nhỏ làm giảm lực đẩy giữa vỏ trấu và dầu có lợi cho kết dính dầu trên bề mặt vỏ trấu.

2. Chuẩn bị nước thải nhiễm dầu

Dung dịch nước thải nhũ hóa dầu diesel được pha chế bằng cách trộn 11,5g dầu diesel (Standard mineral oil - SMO) với 1.000ml nước và 12,5g của chất tạo nhũ (natri dodecyl sunfate). Sau đó hỗn hợp được ổn định bằng máy khuấy ở tốc độ cao từ 15 - 20 phút. Dung dịch thu được có màu trắng sữa thể hiện các tính chất ổn định về mặt hóa học. Sau đó, dung dịch được pha loãng phù hợp với hàm lượng dầu cần cho các thí nghiệm hấp phụ.

3. Các phương pháp xác định tính chất của chất hấp phụ (BMBS)

3.1. Phương pháp xác định bề mặt riêng BET

Diện tích bề mặt BET (S_{BET}) được xác định bằng cách hấp thụ N_2 ở -196°C và $p/p_0 = 0,95$. Tất cả các mẫu được loại khí tại 110 - 120°C trong 24 giờ, trước khi tiến hành các thí nghiệm hấp thụ N_2 .

3.2. Phương pháp xác định cấu trúc bề mặt SEM

Vi cấu trúc và hình thái bề mặt của mẫu vật liệu hấp phụ được xác định bằng phương pháp hiển vi điện tử quét (SEM) ở các mức độ phóng đại khác nhau.

3.3. Phương pháp hồng ngoại IR

Quang phổ hồng ngoại Fourier (FT-IR) của RH và SMRH được thực hiện trên máy quang phổ Perkin Elmer Spectrum. Các phổ được quét tại 650 - 4.000 cm^{-1} .

3.4. Phương pháp chuẩn độ

Các nhóm bề mặt có tính acid và bazơ trên các mẫu rơm được đo theo phương pháp chuẩn độ Boehm. Trong một phép thử, 0,5g mẫu

rơm được khuấy lơ lửng trong 100ml dung dịch NaOH 0,05N hoặc dung dịch HCl 0,05N. Rơm dạng huyền phù được khuấy đều trong một bình kín trong 24 giờ. Sau đó, 5ml nước lọc được tách ra, hàm lượng acid hoặc bazơ trong nước lọc được chuẩn độ với dung dịch NaOH hoặc dung dịch HCl.

3.5. Phương pháp trọng lượng

Để xác định lượng dầu trong nước thải, sử dụng dung môi chiết là *n*-hexane vào trong mẫu nước thải, khuấy đều trong 10 phút để hòa tan hết lượng nhũ dầu vào dung môi *n*-hexane. Sau đó tách nước bằng phễu chiết. Đuổi *n*-hexane bằng cách đun hỗn hợp còn lại ở 70°C, lượng còn lại là hàm lượng dầu trong nước thải.

4. Động học hấp phụ

Các yếu tố ảnh hưởng: nhiệt độ, kích thước vỏ trấu biến tính, lượng chất hấp phụ cần thiết, pH dung dịch, tốc độ khuấy trộn, thời gian hấp phụ được khảo sát để chọn được khoảng tối ưu cho thí nghiệm chính - xử lý mẫu nước thải bằng vỏ trấu biến tính. Tỷ lệ nhũ dầu (mg/g) sau thời gian hấp phụ được tính theo công thức sau:

$$q_t = \frac{C_o - C_t}{m} V$$

Trong đó:

C_o và C_t : Nồng độ dầu ban đầu và ở thời gian t (mg/l);

V : Thể tích nhũ dầu trong 1l dung dịch (l);

m : Khối lượng của vỏ trấu (g).

Thí nghiệm hấp phụ được thực hiện tại nhiệt độ phòng (25°C) bằng cách trộn cùng 1g RH và 1g SMRH với 4 lợ dung tích 200ml đựng 100ml dung dịch nhũ tương dầu có nồng độ ban đầu là 1.040ml trong thời gian 3 giờ và 5 giờ. Kết quả hấp phụ được thể hiện trong Bảng 1.

Việc loại bỏ dầu nhũ hoá thấp hơn trên RH so với SMRH. Do đó, nhóm tác giả sẽ sử dụng SMRH trong các thí nghiệm tiếp theo.

Bảng 1. Kết quả của hấp phụ nhũ dầu ở 3 giờ và 5 giờ đối với RH và SMRH

Chất hấp phụ	Các thông số hấp phụ							
	Thời gian hấp phụ là 3 giờ				Thời gian hấp phụ là 5 giờ			
	$C_o(\text{mg/l})$	$C_t(\text{mg/l})$	$q_t(\text{mg/g})$	%H	$C_o(\text{mg/l})$	$C_t(\text{mg/l})$	$q_t(\text{mg/g})$	%H
RH	1.040	1.037	0,30	2,80	1.040	1.005,7	3,432	3,3
SMRH	1.040	98,8	94,12	90,5	1.040	96,7	94,328	90,7

III. Kết quả và thảo luận

1. Đặc tính hấp phụ của SMRH

Các tính chất hóa lý của RH và SMRH được trình bày trong Bảng 2.

Tỷ lệ carbon và nitơ trong SMRH cao hơn RH, rất cần để ngâm tẩm SMRH. Diện tích bề mặt BET của SMRH được xác định là thấp hơn so với RH. Đây là yếu tố rất quan trọng nhằm kết nối bề mặt biến đổi với cấu trúc khung bên trong của vật liệu hấp phụ, tạo ra sự co thắt các lỗ và làm giảm diện tích bề mặt BET.

Các nhóm acid trên SMRH giảm cho thấy có sự tham gia của các nhóm này đến quá trình hấp phụ của ion CPC^+ . Tuy nhiên, dung dịch có độ pH thấp được cho là làm tăng điện tích dương trên bề mặt hấp phụ, do đó, đẩy mạnh quá trình giải hấp (do sự đẩy lùi tĩnh điện) của ion dương CPC từ bề mặt hấp phụ. Sự giải hấp tăng của CPC trong dung dịch acid cho thấy cơ chế liên kết chính là cơ chế trao đổi ion.

Ảnh SEM của SMRH ở các mức độ phóng đại khác nhau cho thấy cấu trúc xốp với những lỗ tròn trên bề mặt.

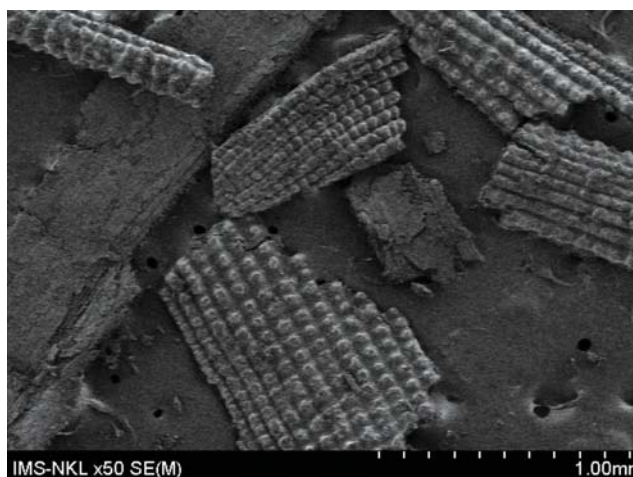
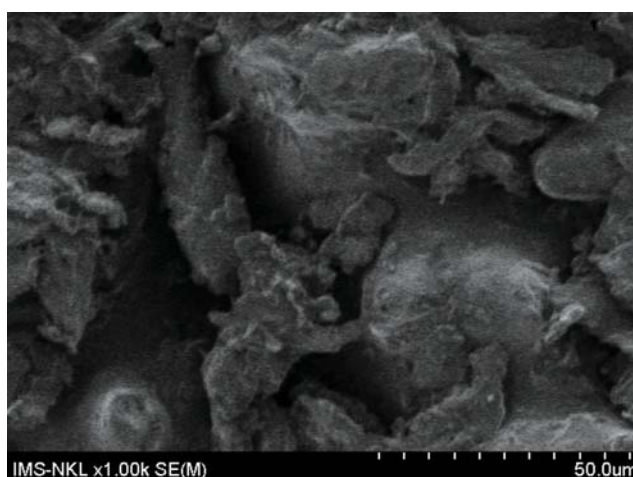
Phổ FT-IR của SMRH được minh họa trong Hình 3. Quang phổ chứa một số đỉnh (peak), có thể được cho trùng hợp với các nhóm sau: đỉnh dài nét có tần số 1.652cm^{-1} ($\text{C}=\text{O}$) nằm trong nhóm carboxylic thuộc nhóm chức của cetone và ester, đỉnh rộng dài có tần số $3418,20\text{cm}^{-1}$ ($-\text{OH}$) nằm trong vùng dao động nhóm hydroxyl của phenol, đỉnh dài với tần số 1.062cm^{-1} ($\text{C}-\text{O}$), đỉnh có tần số 2.920cm^{-1} (CH_3). Đối với SMRH, hai tần số tại 2.920 và 2.851cm^{-1} dao động đối xứng và dao động bất đối xứng của methylene $\text{C}-\text{H}$ hấp thụ tần số xuất phát từ chuỗi alkyl của CPC. Tuy nhiên, không có tần số như vậy được quan sát trên phổ của RH. Từ đó khẳng định đã ngâm tẩm thành công của CPC lên bề mặt vỏ trấu.

2. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng

Để khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình hấp phụ nhũ dầu, ban đầu các thông số thí nghiệm được cố định như sau: pH = 7, tốc độ khuấy trộn là 130 vòng/phút, thời gian hấp phụ nhũ dầu là 60 phút, kích thước hạt là 0,5mm.

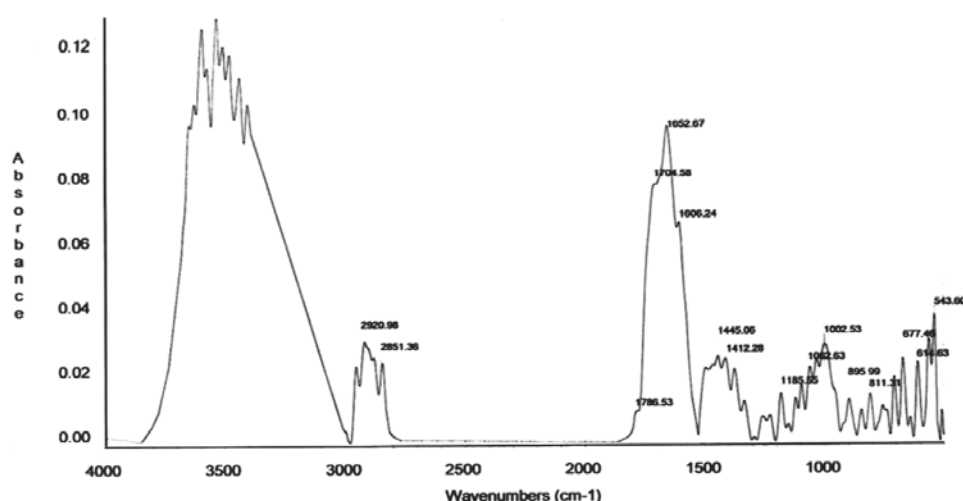
Bảng 2. Kết quả phân tích hóa lý của RH và SMRH

Phân tích	RH	SMRH
$S_{\text{BET}} (\text{m}^2\text{g}^{-1})$	$95,79 \pm 2,21$	$63,20 \pm 3,03$
Cacbon (%)	44,69	47,30
Nitơ (%)	0,17	0,33
Nhóm acid bề mặt (mmol.g^{-1})	$3,35 \pm 0,2$	$3,18 \pm 0,16$
Nhóm bazơ bề mặt (mmol.g^{-1})	$0,45 \pm 0,02$	$0,46 \pm 0,04$

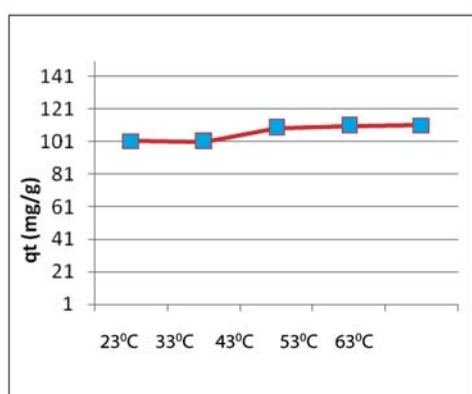
**Hình 1.** SEM của RH (chưa có CPC)**Hình 2.** SEM của SMRH (có CPC)

2.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến sự hấp phụ nhũ dầu

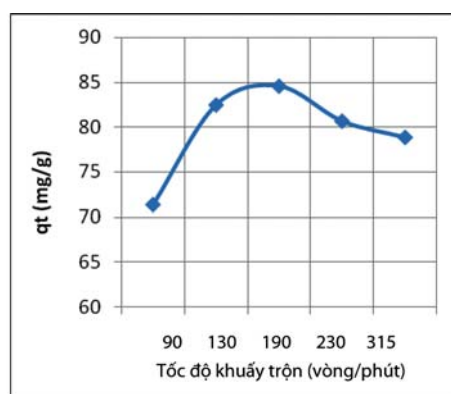
Khả năng hấp phụ đối với nhiệt độ ở 23°C và 33°C lần lượt là $101,8 \pm 1,5$ và $100,8 \pm 2,9\text{mgg}^{-1}$. Điều này cho thấy trong khoảng nhiệt độ hẹp thì nhiệt độ ảnh hưởng không



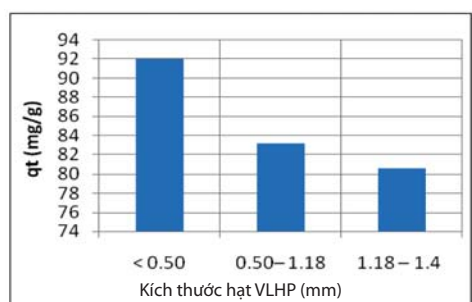
Hình 3. Phổ hồng ngoại (FT-IR) của mẫu vỏ trấu biến tính bằng chất hoạt động bề mặt (SMRH)



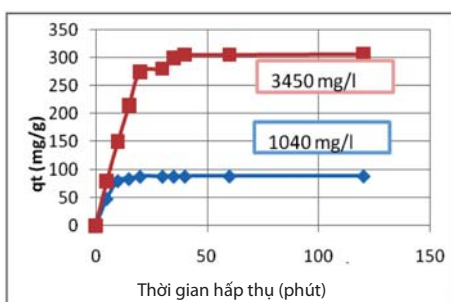
Hình 4. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến sự hấp phụ nhũ dầu



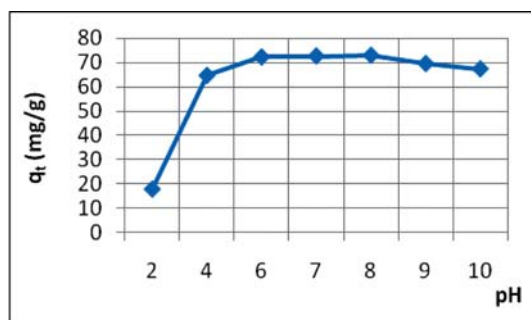
Hình 5. Ảnh hưởng của tốc độ khuấy trộn



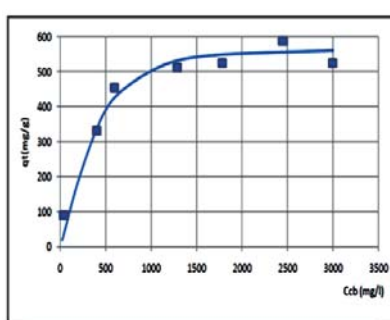
Hình 6. Ảnh hưởng kích thước vật liệu hấp phụ



Hình 7. Ảnh hưởng thời gian hấp phụ



Hình 8. Ảnh hưởng của pH đến sự hấp phụ



Hình 9. Đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir của SMRH

đáng kể. Tuy nhiên, ở nhiệt độ tương đối cao (63°C), khả năng hấp phụ dầu đã tăng nhẹ đến $109,2 \pm 0,9\text{mgg}^{-1}$ (Hình 4). Ở nhiệt độ cao, sự chuyển động của phân tử chất bị hấp phụ tăng lên và sự tương tác giữa chất hấp phụ và phân tử chất bị hấp phụ mạnh hơn, do đó tăng tốc độ khuếch tán của các phân tử bị hấp phụ trên vật liệu bề mặt hấp phụ.

2.2. Ảnh hưởng của tốc độ khuấy trộn

Tăng tốc độ khuấy trộn dẫn đến tăng hấp phụ dầu từ $71,4 - 85\text{mgg}^{-1}$. Tuy nhiên, với tốc độ cao hơn là 230 và 315 vòng/phút thì sự hấp phụ dầu giảm nhẹ tương ứng $80,7$ và $78,9\text{mgg}^{-1}$ (Hình 5). Điều này cho thấy tăng tốc độ khuấy trộn thì tăng tốc độ chuyển khối. Khuấy trộn càng mạnh càng dẫn đến nhả hấp phụ càng lớn trên bề mặt chất hấp phụ. Điều này có khả năng dẫn đến phá vỡ cấu trúc chất hấp phụ và liên kết hấp phụ. Như vậy, tốc độ khuấy trộn trong khoảng 130 - 190 vòng/phút sẽ cho khả năng hấp phụ tối đa. Nhóm tác giả chọn tốc độ khuấy phù hợp cho quá trình hấp phụ là 170 vòng/phút.

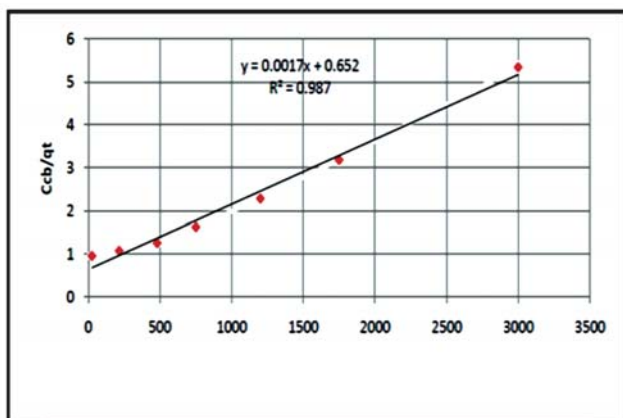
2.3. Ảnh hưởng của kích thước hạt

Theo Hình 6, hấp phụ dầu trên SMRH phụ thuộc vào kích thước hạt vật liệu hấp phụ. Kích thước hạt tăng từ 0,50; 0,50 - 1,18 và 1,18 - 1,4mm, SMRH cho khả năng

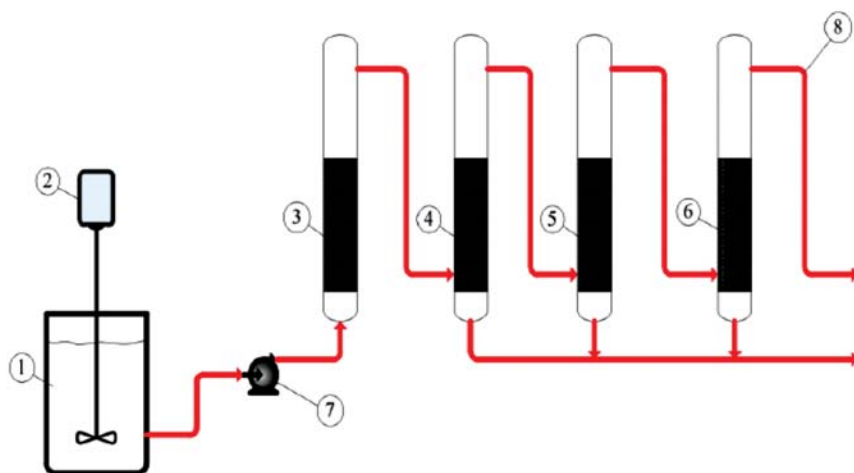
hấp phụ giảm dần. Kết quả đó cho thấy khả năng hấp phụ là cao nhất với kích thước vật liệu hấp phụ nhỏ nhất. Điều này được lý giải bởi khi giảm kích thước hạt vật liệu hấp phụ sẽ làm tăng hiệu quả diện tích liên kết và sự tăng diện tích bề mặt tạo ra nhiều vị trí liên kết có sẵn để hấp phụ, do đó tăng khả năng hấp phụ [7 - 9].

2.4. Ảnh hưởng của thời gian hấp phụ

Thí nghiệm được tiến hành đối với dung dịch nhũ có hàm lượng thấp: 1.040mg/l và dung dịch nhũ có hàm lượng cao: 3.450mg/l. Tỷ lệ hấp phụ dầu cao do sự tồn tại của bề mặt không bị che phủ. Theo đó, khi thời gian tiếp xúc tăng lên, vị trí hấp phụ không bị che phủ ít dần, dẫn đến sự hấp phụ dầu nhỏ đi. Tuy nhiên, thời gian đạt cân bằng phụ thuộc vào nồng độ dầu ban đầu. Đối với nồng độ thấp 1.040mg/l, hấp phụ đạt được cân bằng là 20 phút, trong khi đạt được cân bằng đối với nồng độ cao hơn 3.450mg/l mất nhiều thời gian hơn gần 40 phút. Do đó, có thể xác định rằng thời gian hấp phụ dầu đạt cân bằng tùy thuộc vào nồng độ dung dịch nhũ.



Hình 10. Đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir dạng tuyến tính



Hình 11. Sơ đồ công nghệ bể tách nhũ dầu sử dụng BMBS

2.5. Ảnh hưởng của pH đến sự hấp phụ

Khả năng hấp phụ pH dung dịch từ 2 - 4 tăng nhanh từ 18,0 - 64,8mgg⁻¹. Tuy nhiên, trong khoảng pH = 6 - 8, khả năng hấp phụ hầu như không đổi 72,4 và 72,8mgg⁻¹. Tại pH = 10, sự hấp phụ giảm nhẹ. Điều này có thể được giải thích bằng việc thay đổi số lượng của các proton tồn tại trong dung dịch và sự ổn định của nhũ tương dầu. Ở pH thấp, một lượng rất lớn proton có sẵn có thể gây bão hòa các vị trí hấp phụ, làm tăng tính hấp phụ cation của bề mặt và làm giảm tính kỵ nước của vật liệu hấp phụ.

2.6. Khảo sát dung lượng hấp phụ cực đại của vật liệu hấp phụ đối với nhũ tương dầu

Kết quả khảo sát dung lượng hấp phụ của nhũ tương dầu trên vật liệu hấp phụ (VLHP) cho thấy, lượng hấp phụ tuân theo đường hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir. Từ Hình 10, ta tính được lượng hấp phụ cực đại là 588mg/g (1/0,0017).

Trên cơ sở các kết quả thu được, nhóm tác giả tiến hành đề xuất quy trình công nghệ xử lý nước thải nhiễm dầu như Hình 11.

Nước sau bể tách dầu thô cải tiến (1) có cánh khuấy (2) chảy vào bể tách nhũ dầu bằng BMBS qua hệ thống bơm đẩy (7). Phần lớn dầu thô, chất rắn lơ lửng, BOD, COD... được loại khỏi nước thải sau khi qua bể tách dầu thô cải tiến này. Phần nước còn lại chủ yếu chứa dầu ở dạng nhũ tương. Dẫn dòng chất thải này chảy ngược qua 4 tháp (3), (4), (5) và (6) đứng liên tiếp nhau với các lớp vỏ trấu biến tính BMBS bao trong các lớp lưới kích thước nhỏ hơn 0,3mm. Nước thải không chứa dầu đi ra ngoài qua đường (8). Sau một thời gian hấp phụ lớp vỏ trấu này sẽ bão hòa dầu. Đến khi lớp vỏ trấu trên đỉnh chuyển màu thì thay lớp vỏ trấu mới.

IV. Kết luận

Qua quá trình nghiên cứu đã thu được các kết quả sau:

+ Đã chế tạo được vật liệu hấp phụ từ phế thải nông nghiệp là vỏ trấu thông qua quá trình xử lý với NaOH và chất hoạt động bề mặt cation hexadecylpyridinium chloride monohydrate.

+ Đã xác định được một số đặc điểm bề mặt của vật liệu hấp phụ bằng phổ hồng ngoại (FT-IR) và kính

hiển vi điện tử truyền qua (SEM). Các kết quả nhận được cho thấy vật liệu hấp phụ tạo ra có tâm hấp phụ mạnh và nhiều lỗ xốp.

+ Mô tả quá trình hấp phụ theo phương trình Langmuir xác định được dung lượng hấp phụ cực đại của vật liệu hấp phụ vỏ trấu biến tính bề mặt là 588mg/g.

Tài liệu tham khảo

1. S.Ibrahim, H.M.Ang, S.Wang. *Removal of emulsified food and mineral oils from wastewater using surfactant modified barley straw*. Bioresour. Technol. 2009; 100: p. 5744 - 5749.

2. J.M.Benito, G.Rios, C.Pasoz, J.Coca. *Methods for the separation of emulsified oil from water: a state-of-the-art review*. Trends Chem. Eng. 1998; 4: p. 203 - 231.

3. C.Namasivayam, M.V.Sureshkumar. *Removal of chromium (VI) from water and wastewater using surfactant modified coconut coir pith as a biosorbent*. Bioresour. Technol. 2008; 99: p. 2218 - 2225.

4. A.Nag. *Utilization of charred sawdust as an adsorbent of dyes, toxic salts and oil from water*. Process

Safety Environ. Prot: Trans. Inst. Chem. Eng. 1995; Part B 73: p. 299 - 306.

5. R.C.Sun, X.F.Sun, P.Fowler, J.Tomkinson. *Structural and physico-chemical characterization of lignins solubilized during alkaline peroxide treatment of barley straw*. European Polymer Journal. 2002; 38: p.1399 - 1407.

6. R.Atkin, V.S.J.Craig, E.J.Wanless, S.Biggs. *Mechanism of cationic surfactant adsorption at the solid-aqueous interface*, Adv. Colloid Interf. Sci. 2003; 103: p. 219 - 304.

7. D.Mysore, T.Viraraghavan, Y.C.Jin. *Treatment of oily waters using vermiculite*. Water Res. 2005; 39: p. 2643 - 2653.

8. S. Ibrahim, H.M. Ang, S.Wang, 2009. *Removal of emulsified food and mineral oil from wastewater using surfactant modified barley straw*. Bioresour. Technol. 100: p. 5744 - 5749.

9. A.L.Ahmad, S.Sumathi, B.H.Hameed. *Adsorption of residue oil from palm oil mill effluent using powder and flake chitosan: equilibrium and kinetic studies*. Water Res. 2005; 39, p. 2483 - 2494.



CÁC KHÓA ĐÀO TẠO

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM TỔ CHỨC TRONG THÁNG 12 NĂM 2012

TT	Tên lớp học	Địa điểm	Dự kiến khai giảng	Giảng viên
1	Mình giải tài liệu địa chấn nâng cao	Vũng Tàu	10 - 14/12/2012 (5 ngày)	GS.TSKH. Mai Thanh Tân TS. Nguyễn Thanh Tùng
2	Geographical Design and Mapping	Hà Nội	17 - 20/12/2012 (4 ngày)	Các chuyên gia
3	Kỹ năng viết bài và trình bày báo cáo khoa học	Hà Nội	18 - 19/12/2012 (2 ngày)	GS. TS. Vũ Cao Đàm TS. Nguyễn Hồng Minh
4	Những nội dung mới của Bộ Luật Lao động 2012	Hà Nội	12/2012 (1,5 ngày)	PGS.TS. Nguyễn Hữu Chí
5	Kỹ thuật dự báo theo các phần mềm kinh tế lượng và ứng dụng dự báo trong thị trường dầu khí	Hà Nội	12/2012 (4 ngày)	GS.TS. Nguyễn Khắc Minh

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_tttd@vpi.pvn.vn

Nghiên cứu loại lưu huỳnh trong xăng bằng phương pháp hấp phụ sử dụng zeolit X

TS. Nguyễn Anh Dũng

Trường Đại học Mở - Địa chất

ThS. Cao Thị Thu Hằng

Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bài báo nghiên cứu quá trình hấp phụ lưu huỳnh (3-Methylthiophene (3-MT), Benzothiophene (BT)) bằng NiX. NiX được tổng hợp bằng phương pháp trao đổi ion từ NaX. Kết quả thực nghiệm cho thấy, với cùng một thể tích mao quản, NiX có khả năng hấp phụ lưu huỳnh tốt hơn so với NaX do sự hình thành của phức π giữa lưu huỳnh và Ni^{2+} . Đường đẳng nhiệt hấp phụ của quá trình hấp phụ lưu huỳnh (3-MT và BT) bằng NiX có dạng Langmuir đơn lớp. Cấu trúc phân tử chất chứa lưu huỳnh ảnh hưởng mạnh tới khả năng hấp phụ lưu huỳnh của NiX. Lượng 3-MT hấp phụ tối đa (mmol-S/g - chất hấp phụ) nên NiX lớn hơn BT do 3-MT có kích thước phân tử nhỏ hơn. Tuy nhiên, ở vùng nồng độ cân bằng thấp, BT có ái lực hấp phụ với NiX lớn hơn 3-MT do BT có mật độ electron cao hơn trong cấu trúc phân tử.

1. Giới thiệu

Hiện nay, vấn đề ô nhiễm môi trường đã trở thành mối quan tâm của mọi quốc gia trên thế giới. Việc giảm thiểu khí thải độc hại, đặc biệt là SO_x và CO_x là vấn đề sống còn để đảm bảo phát triển bền vững. Vì vậy, song song với việc nâng cao hiệu suất làm việc của động cơ thì việc sử dụng nhiên liệu sạch ngày càng được quan tâm. Hàm lượng lưu huỳnh trong xăng ngày càng bị hạn chế [1, 2].

Phương pháp truyền thống để loại lưu huỳnh trong xăng là sử dụng quá trình hydrodesulfur hóa. Hiện nay, phương pháp này vẫn được sử dụng phổ biến trong hầu hết các nhà máy lọc dầu trên thế giới. Nhưng phương pháp này yêu cầu phải tiến hành ở điều kiện khắc nghiệt, áp suất và nhiệt độ cao (300 - 340°C, 20 - 100atm). Thêm vào đó, để giảm sâu hàm lượng lưu huỳnh (xuống dưới 15ppmw) thể tích thiết bị phản ứng và lượng chất xúc tác sử dụng phải tăng lên nhiều lần mới có thể đạt được yêu cầu [3]. Đồng thời, loại sâu lưu huỳnh bằng phương pháp này đối diện với nguy cơ làm giảm trị số octane của xăng. Vì vậy, việc tìm giải pháp thích hợp để loại sâu lưu huỳnh và không làm giảm trị số octane của xăng, đồng thời có tính khả thi đang là đề tài được nhiều nhà khoa học trên thế giới quan tâm nghiên cứu. Tuy nhiên, phương pháp truyền thống vẫn rất có giá trị, đặc biệt trong việc loại sơ bộ lưu huỳnh trước khi tiến hành loại sâu lưu huỳnh trong xăng bằng các phương pháp khác.

Sử dụng chất hấp phụ để loại sâu lưu huỳnh là hướng đi mới rất có tiềm năng do quá trình thực hiện ở điều kiện thường [4, 5] nhưng phải tìm ra được chất hấp phụ thích hợp. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tiến hành tổng hợp chất hấp phụ NiX từ NaX bằng phương pháp trao đổi ion. Hiệu quả quá trình hấp phụ, ảnh hưởng của bản chất hợp chất chứa lưu huỳnh tới quá trình hấp phụ, mô hình quá trình hấp phụ được nghiên cứu.

2. Thực nghiệm

NaX zeolit được cung cấp bởi Viện Dầu mỏ Pháp (Institut Français du Pétrole, IFP, France). $Ni(NO_3)_2$ (99%) là sản phẩm của Công ty Carlo Erba. 3-methylthiophene (3-MT, C_6H_6S , 99%) và benzothiophene (BT, C_8H_6S , 97%) được mua của Công ty Acros Organics (New Jersey, USA). Iso-octane (C_8H_{18} , 99,5%) là sản phẩm của Famitalia Carlo Erba (Milan, Italy).

Quá trình tổng hợp NiX từ NaX bằng phương pháp trao đổi ion được mô tả tóm tắt trong Hình 1.

Diện tích bề mặt và kích thước mao quản của chất hấp phụ được phân tích bằng phương pháp hấp phụ/dải hấp phụ nitơ sử dụng thiết bị SAA (Themo Finnigan, Sorptomatic model). Nhiễu xạ tia X (X-ray diffraction, XRD) được tiến hành trên máy Rigaku, Rint 2200 HV. Lượng kim loại trên zeolit được phân tích bằng phương pháp phổ hấp thụ nguyên tử (Atomic Absorption Spectrometer - AAS) sử dụng máy Varian, SpectraAA 300.

Quá trình hấp phụ được thực hiện trong lọ nhỏ, vial, (15cm³). Tỷ lệ nhiên liệu: chất hấp phụ là 85 [6] được khuấy liên tục trong 8 giờ [7]. Khi hệ đạt cân bằng, mẫu được lấy ra và phân tích bằng máy sắc khí (HP 5890 Series 2) sử dụng detector ion hóa ngọn lửa (FID detector) và cột HP-5 (30cm x 0,32mm x 0,25mm).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Tổng hợp và phân tích đặc trưng mẫu chất hấp phụ

Quá trình trao đổi ion ở pha lỏng không chỉ bị giới hạn bởi cân bằng nhiệt động lực học mà còn bởi yếu tố không gian do sự hình thành quá trình solvat hóa của các cation có thể trao đổi trong môi trường nước. Một trong những phương pháp hiệu quả để khắc phục vấn đề này là tăng nhiệt độ trong quá trình trao đổi ion. Trong nghiên cứu này, nhiệt độ quá trình trao đổi ion được thay đổi từ 30 - 90°C. Ở mỗi nhiệt độ, nhóm tác giả tiến hành thí nghiệm 3 lần. Kết quả đo AAS thể hiện trên Hình 2.

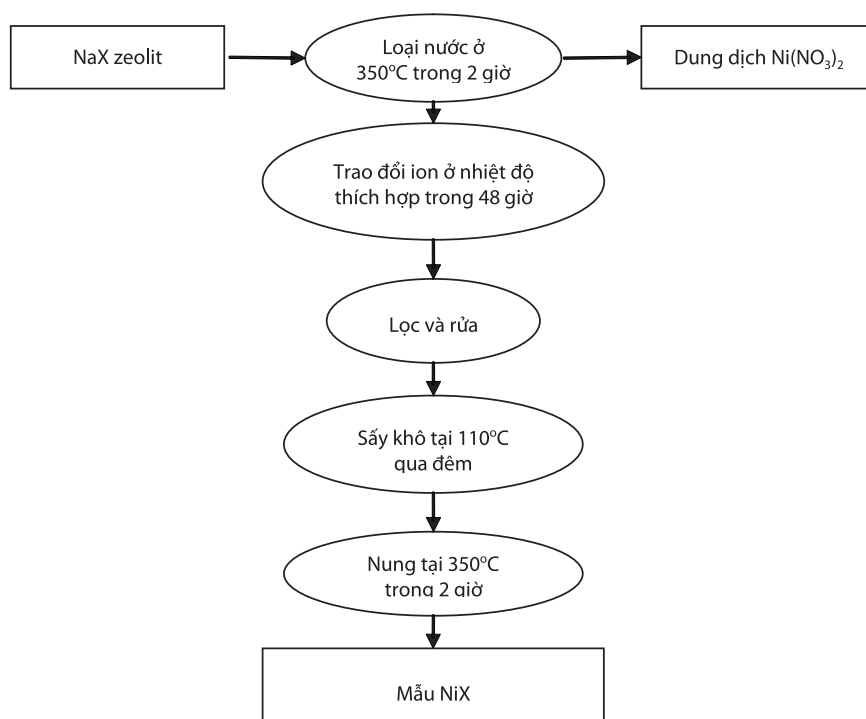
Hình 2 cho thấy lượng Ni trên zeolit tăng khi tăng nhiệt độ quá trình trao đổi ion. Nhiệt độ tăng làm tăng tốc độ khuếch tán của ion kim loại tới mao quản của zeolit. Ngoài ra, tăng nhiệt độ cũng thúc đẩy quá trình dehydration do cấu trúc zeolit dao động mạnh hơn. Tuy nhiên, tăng nhiệt độ cũng có thể gây ra hiện tượng phá vỡ cấu trúc zeolit, đặc biệt với zeolit NaX do zeolit này có tính bền nhiệt kém [8]. Vì vậy, nhóm tác giả đã tiến hành phân tích nhiễu xạ tia X và đo diện tích bề mặt bằng phương pháp hấp phụ vật lý (BET) của các mẫu trước và sau khi tiến hành trao đổi ion.

Theo kết quả ở Bảng 1, khi nhiệt độ của quá trình trao đổi ion ở 60°C và 90°C diện tích bề mặt của mẫu NiX giảm đột ngột. Kết hợp với kết quả phân tích nhiễu xạ tia X của các mẫu này (Hình 3), nhóm tác giả nhận thấy có sự phá vỡ cấu trúc của zeolit. Trong khi đó, ở 45°C, kết quả phân

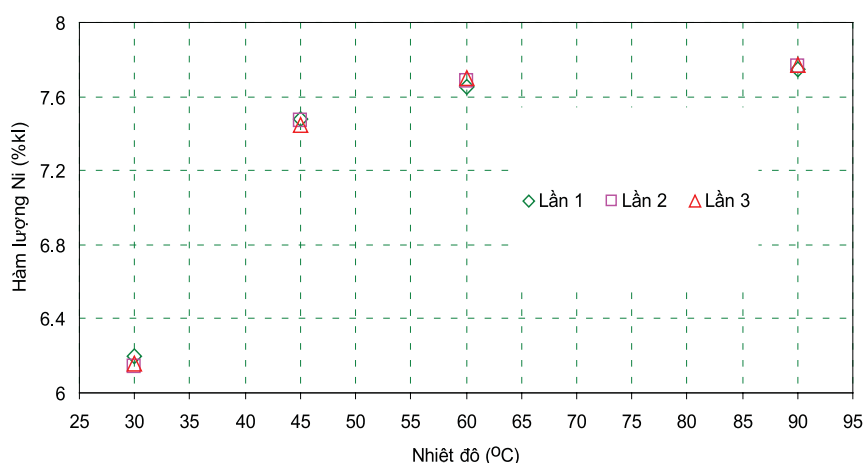
tích nhiễu xạ tia X trong Hình 3 cho thấy cấu trúc zeolit được bảo toàn. Điều này cũng hoàn toàn phù hợp với kết quả phân tích diện tích bề mặt. Khi tiến hành trao đổi ion ở 45°C, diện tích bề mặt của mẫu NiX thu được giảm không đáng kể so với NaX.

Căn cứ vào các kết quả trên, mẫu vật liệu NiX thu được khi tiến hành trao đổi ion ở 45°C được lựa chọn cho nghiên cứu trong bài báo này. Kết quả phân tích cấu trúc của các mẫu chất hấp phụ sử dụng phương pháp hấp phụ vật lý được trình bày trong Bảng 2.

Từ kết quả thực nghiệm tổng hợp trong Bảng 2 và 3 cho thấy, mẫu NiX có thể tích mao quản nhỏ hơn nhiều



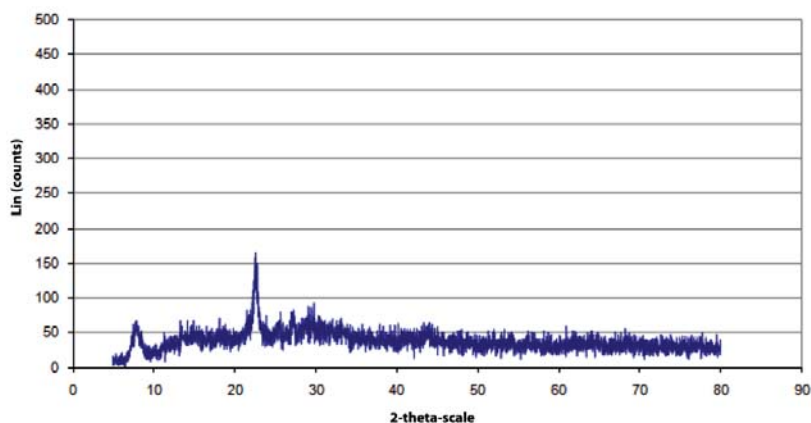
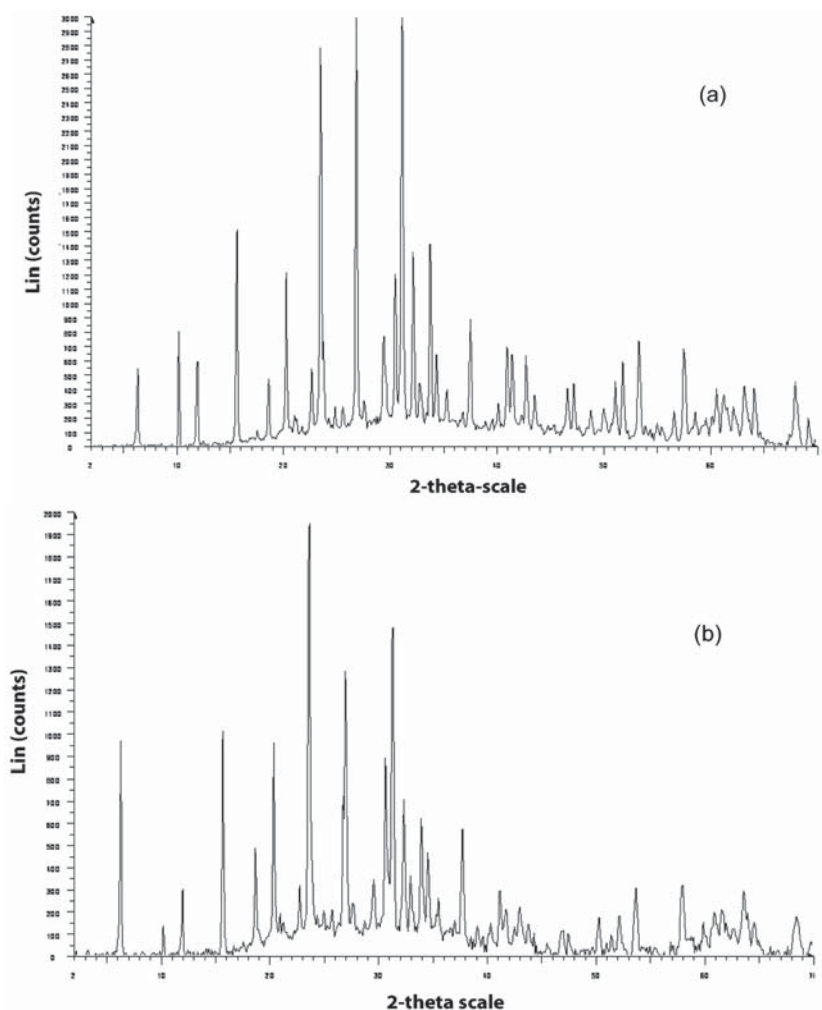
Hình 1. Sơ đồ quá trình tổng hợp mẫu chất hấp phụ bằng phương pháp trao đổi ion



Hình 2. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới hàm lượng kim loại trao đổi ion

Bảng 1. Kết quả phân tích diện tích bề mặt

Mẫu, nhiệt độ tổng hợp	Diện tích bề mặt (BET, m ² /g)
NaX	639
NiX, 30°C	527
NiX, 45°C	512
NiX, 60°C	284
NiX, 90°C	251

**Hình 3.** Kết quả phân tích nhiễu xạ tia X mẫu NiX được tổng hợp ở 90°C**Hình 4.** Kết quả phân tích nhiễu xạ tia X: (a) NaX và (b) NiX (7,48%wt Ni) tổng hợp tại 45°C

so với NaX. Ni có kích thước lớn hơn Na nên trong mao quản của zeolit, Ni chiếm nhiều không gian hơn, do đó làm giảm thể tích mao quản của mẫu.

3.2. Hấp phụ loại lưu huỳnh trong xăng

Theo nhiều nghiên cứu, các chất chứa lưu huỳnh trong xăng thường là các hợp chất của thiophen, điển hình là 3-methylthiophene (3-MT) và Benzothiophene (BT). Đồng thời, việc sử dụng iso-octane làm cấu tử để mô phỏng xăng trong quá trình thí nghiệm cũng được sử dụng rộng rãi [3, 4, 9, 10]. Chính vì vậy, chúng tôi sử dụng 3-MT trong iso-octane và BT trong iso-octane làm nguyên liệu để nghiên cứu khả năng hấp phụ chọn lọc lưu huỳnh của NiX. Hàm lượng lưu huỳnh trong nguyên liệu được thay đổi từ 500 - 2.500ppmw.

Để đánh giá khả năng hấp phụ lưu huỳnh trong xăng của NiX cũng như ảnh hưởng của hàm lượng Ni tới khả năng hấp phụ lưu huỳnh, 3 mẫu NiX có hàm lượng Ni khác nhau được tổng hợp. Dựa vào kết quả thí nghiệm từng mẫu, nhóm tác giả đã tiến hành xây dựng đường đẳng nhiệt hấp phụ 3-MT và BT trong iso-octane của các mẫu NiX với hàm lượng Ni khác nhau dựa vào lượng lưu huỳnh hấp phụ và nồng độ cân bằng (nồng độ lưu huỳnh trong nhiên liệu khi hệ đạt trạng thái cân bằng).

Điều thú vị là đường đẳng nhiệt hấp phụ của cả 3-MT và BT trong iso-octane đều khớp với đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir mô tả quá trình hấp phụ đơn lớp. Phương trình đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir tương ứng là [9, 11]:

$$Q_s = \frac{Q_{\max} b C_s}{1 + b C_s} \quad (1)$$

Hoặc dưới dạng:

$$\frac{C_s}{Q_s} = \frac{C_s}{Q_{\max}} + \frac{1}{Q_{\max} b} \quad (2)$$

Trong đó: Q_s và $Q_{\max}$ lần lượt là lượng lưu huỳnh hấp phụ (mmol-S/g - chất hấp phụ) và lượng lưu huỳnh hấp phụ tối đa (mmol-S/g - chất hấp phụ); C_s là nồng độ cân bằng (mmol-S/g - xăng); b là hằng số hấp phụ lưu huỳnh (g- xăng/mmol-S).

Từ phương trình (2) có thể xác định được các giá trị b và $Q_{\max}$ bằng phương pháp bình phương cực tiểu giữa C_s/Q_s và C_s . Kết quả thu được được tổng hợp trong Bảng 3 và 4.

Sau khi xác định được giá trị của $Q_{\max}$ và b như trong Bảng 3 và 4, nhóm tác giả tiến hành xây dựng đường đẳng nhiệt hấp phụ 3-MT và BT trong iso-octane của các mẫu vật liệu dựa vào các giá trị $Q_{\max}$ và b vừa tìm được.

Để so sánh khả năng hấp phụ lưu huỳnh của mẫu NiX với mẫu NaX cần xét trên cùng một đơn vị thể tích mao quản. Kết quả tính toán xác định lượng lưu huỳnh hấp phụ trên một đơn vị thể tích mao quản chất hấp phụ sử dụng thể tích V_{μ} - Dubinin trong Bảng 2 được thể hiện trên Hình 5 và 6. Rõ ràng, trên cùng một đơn vị thể tích, đối với cả 3-MT và BT, NiX có khả năng hấp phụ tối đa cao hơn ($Q_{\max}$) so với NaX. Điều này có thể được lý giải bởi sự hình thành phức π giữa Ni^{2+} và lưu huỳnh [9] do Na^+ không có khả năng tạo thành phức π với lưu huỳnh.

Hình 5 cho thấy NaX có khả năng hấp phụ 3-MT tốt hơn so với NiX mặc dù $Q_{\max}$ của NaX nhỏ hơn $Q_{\max}$ của NiX. Trong trường hợp này ảnh hưởng của yếu tố không gian của vật liệu hấp phụ đóng vai trò quan trọng hơn ái lực hấp phụ do kích thước phân tử của 3-MT nhỏ. Khi diện tích bề mặt giảm, đối với mẫu NiX, khả năng tiếp cận của 3-MT tới tâm hấp phụ giảm đi nên làm giảm khả năng hấp phụ. Ngược lại, kết quả trên Hình 6 cho thấy NiX có khả năng hấp phụ BT tốt hơn so với NaX. BT có kích thước phân tử lớn nên khả năng tiếp cận tới tâm hấp phụ của chúng giảm do ảnh hưởng của yếu tố không gian. Trong trường hợp này, vai trò của ái lực hấp phụ tăng lên dẫn tới NiX có khả năng hấp phụ BT tốt hơn NaX. Khi nồng độ BT càng tăng càng thấy rõ vai trò của ái lực hấp phụ, khả năng hấp phụ của NiX tốt hơn nhiều so với NaX.

Hình 7 và 8 cho thấy lượng lưu huỳnh hấp phụ trên các mẫu NiX có hàm lượng Ni khác nhau không có nhiều sự khác biệt về hình dáng nhưng trong phạm vi khảo sát, lượng Ni trên chất hấp phụ đóng vai trò quan trọng đến khả năng hấp phụ hợp chất chứa lưu huỳnh.

Trong trường hợp hấp phụ 3-MT (Hình 7), có thể thấy mặc dù mẫu 5,22%kl NiX có hàm lượng Ni cao hơn so với mẫu 2,61%kl NiX nhưng khả năng hấp phụ 3-MT lại thấp hơn, mẫu 7,48%kl NiX có khả năng hấp phụ cao nhất. Như

Bảng 2. Kết quả đo hấp phụ vật lý

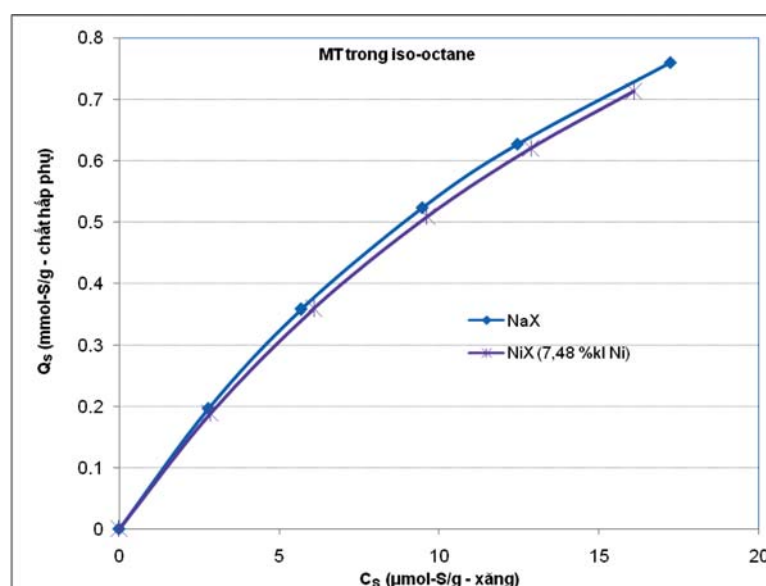
Tính chất	NaX	NiX (7,48%wt Ni)
Diện tích bề mặt (m^2/g)	619	512
V_{μ} (t-plot) (cm^3/g)	0,235	0,086
V_{μ} (Dubinin) (cm^3/g)	0,249	0,139

Bảng 3. Hệ số của phương trình đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir 3-MT trong iso-octane

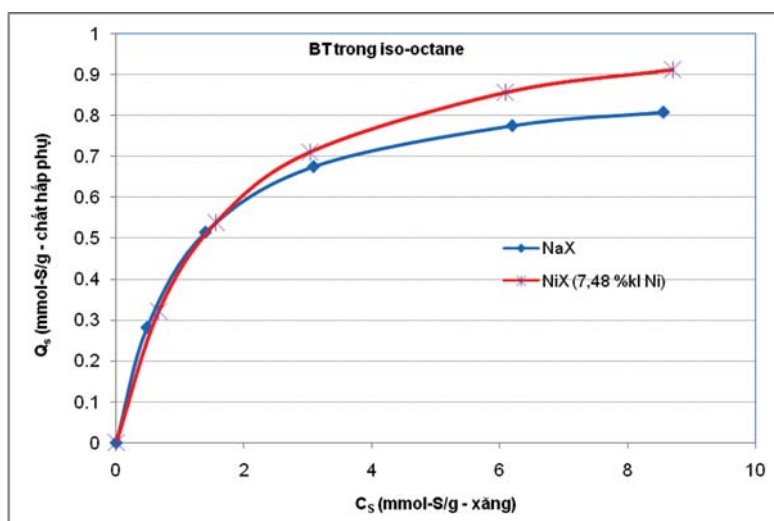
Chất hấp phụ	$Q_{\max}$ (mmol-S/g - chất hấp phụ)	b (g-xăng/mmol-S)
NaX	1,6998	0,0468
NiX (2,61%wt Ni)	1,6866	0,0474
NiX (5,22%wt Ni)	1,7467	0,0419
NiX (7,48%wt Ni)	1,7768	0,0416

Bảng 4. Hệ số của phương trình đường đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir BT trong iso-octane

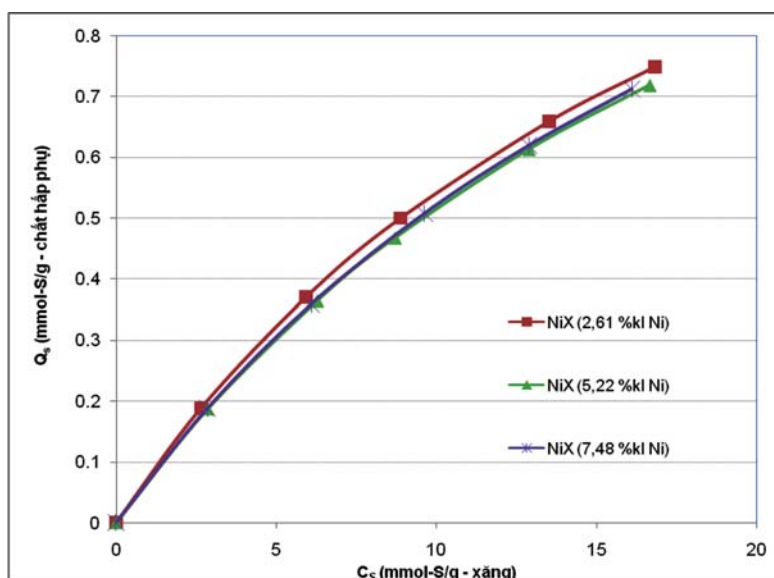
Chất hấp phụ	$Q_{\max}$ (mmol-S/g - chất hấp phụ)	b (g-xăng/mmol-S)
NaX	0,9088	0,9334
NiX (2,61%wt Ni)	1,0705	0,5070
NiX (5,22%wt Ni)	1,0641	0,5623
NiX (7,48%wt Ni)	1,0746	0,6044



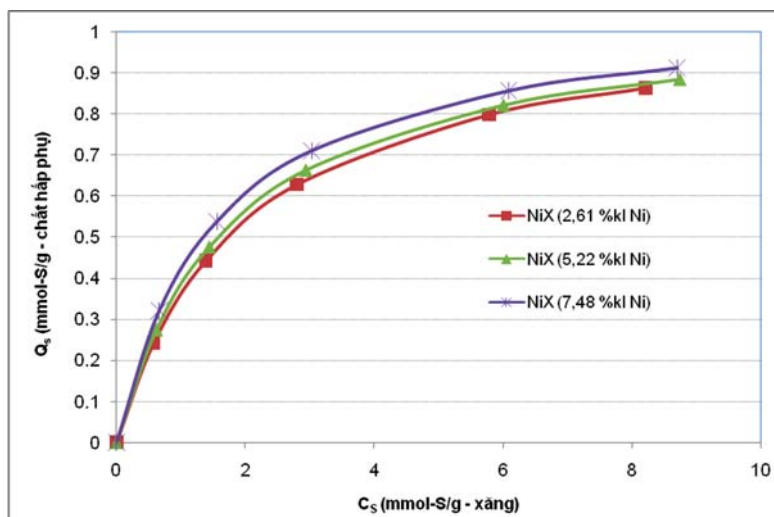
Hình 5. Đường đẳng nhiệt hấp phụ 3-MT trong iso-octane



Hình 6. Đường đẳng nhiệt hấp phụ BT trong iso-octane



Hình 7. Đường đẳng nhiệt hấp phụ 3-MT trong iso-octane



Hình 8. Đường đẳng nhiệt hấp phụ BT trong iso-octane

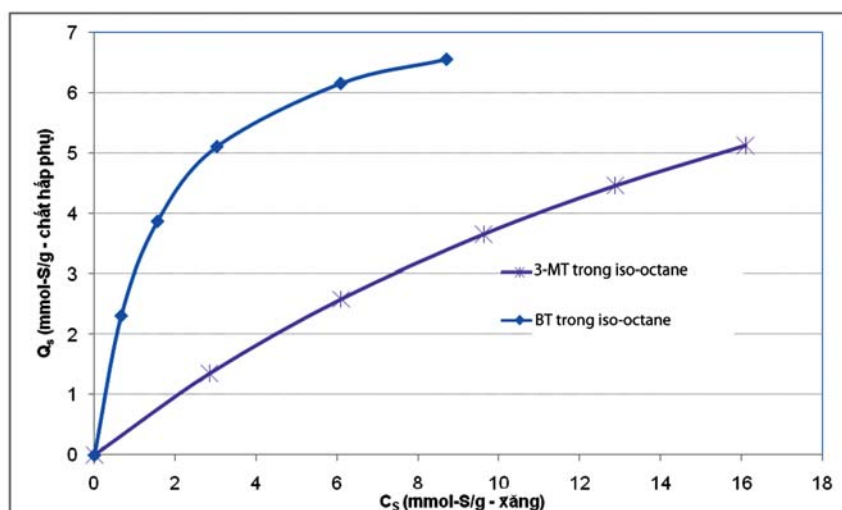
phân tích ở trên, đối với quá trình hấp phụ 3-MT, do kích thước nhỏ của 3-MT nên ảnh hưởng của yếu tố không gian của vật liệu hấp phụ trong một giới hạn nhất định đóng vai trò quan trọng hơn yếu tố ái lực hấp phụ của vật liệu hấp phụ. Ở mẫu 5,22%kl NiX, sự phân bố Ni ở vị trí thích hợp để 3-MT tiếp xúc được trong quá trình hấp phụ thấp hơn mẫu 2,61%kl NiX. Tuy nhiên, phương pháp hấp phụ hóa học dùng CO hoặc H₂ không lý giải được giả thuyết thứ hai do cả CO và H₂ đều có kích thước phân tử nhỏ hơn 3-MT nên CO (và H₂) có thể “nhìn thấy” các Ni ở các vị trí mà 3-MT không thể (vì vậy, để giải thích cụ thể hiện tượng này cần nghiên cứu sâu hơn). Đối với quá trình hấp phụ BT (Hình 8), khả năng hấp phụ tăng dần với hàm lượng Ni. Với BT, do kích thước phân tử lớn nên ái lực hấp phụ đóng vai trò quan trọng trong quá trình hấp phụ BT lên NiX, vì vậy khả năng hấp phụ BT tăng với hàm lượng Ni.

Hình 9 mô tả ảnh hưởng của cấu trúc phân tử chất chứa lưu huỳnh tới khả năng hấp phụ của NiX (7,48%wt Ni). Rõ ràng, các cấu tử khác nhau có khả năng hấp phụ lên NiX (7,48%wt) khác nhau. Do kích thước phân tử của 3-MT nhỏ hơn BT nên khi hấp phụ lên NiX (7,48%wt), 3-MT có $Q_{\max}$ lớn hơn rất nhiều so với BT, khoảng 1,6 lần (Bảng 3 và 4). Tuy nhiên, ở vùng nồng độ cân bằng thấp, đường đẳng nhiệt hấp phụ BT trên NiX (7,48%wt) dốc hơn so với đường đẳng nhiệt hấp phụ của 3-MT trên NiX (7,48%wt). Như vậy, ái lực hấp phụ lên NiX (7,48%wt) của BT cao hơn nhiều so với 3-MT. Điều này được lý giải bởi cấu trúc phân tử của BT gồm 2 vòng thơm nên có mật độ electron cao hơn so với 3-MT (có 1 vòng thơm). Do vậy, BT có khả năng tạo phức π với Ni trong cấu trúc zeolit tốt hơn so với 3-MT.

4. Kết luận

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

- Đã tổng hợp thành công NiX từ NaX có diện tích bề mặt lớn và có khả năng hấp phụ lưu huỳnh tốt;



Hình 9. Đường đẳng nhiệt hấp phụ của NiX zeolit (7,48%wt Ni) với các cấu tử chứa lưu huỳnh khác nhau trong iso-octane

- Quá trình hấp phụ 3-MT và BT trong iso-octane lên NiX (2,61; 5,22 và 7,48%wt) và NaX tuân theo quy luật hấp phụ Langmuir đơn lớp;
- Với cùng một đơn vị thể tích mao quản, NiX có khả năng hấp phụ lưu huỳnh tối đa tốt hơn nhiều so với NaX do sự hình thành của phức π giữa lưu huỳnh và Ni^{2+} ;
- Hàm lượng lưu huỳnh ảnh hưởng rõ tới khả năng hấp phụ, đặc biệt trong trường hợp hấp phụ BT, khả năng hấp phụ tăng dần với sự tăng hàm lượng kim loại trên mẫu NiX;
- Cấu trúc phân tử chất chứa lưu huỳnh ảnh hưởng mạnh tới khả năng hấp phụ lưu huỳnh của mẫu NiX (7,48%wt). Lượng lưu huỳnh bị hấp phụ tối đa (mmol-S/g-chất hấp phụ) của 3-MT lớn hơn so với BT do có kích thước phân tử nhỏ hơn. Tuy nhiên, ở vùng nồng độ cân bằng thấp BT có ái lực hấp phụ với NiX lớn hơn 3-MT do cấu trúc phân tử có mật độ electron cao hơn.

Tài liệu tham khảo

1. A.J.Hernandez-Maldonado and R.T.Yang. *Desulfurization of commercial liquid fuels by selective adsorption via π -complexation with Cu(I) - Y zeolites*. Industrial & Engineering Chemistry Reserch. 2003; 42: p. 3103 - 3110.
2. I.V.Babich and J.A.Moulijn. *Science and technology of novel processes for deep desulfurization of oil refinery streams: a review-Fuel*. 2003; 82: p. 607 - 631.
3. X.Ma, S.Velu, J.H.Kim and C.Song. *Deep desulfurization of gasoline by selective adsorption over*

solid adsorbents and impact of analytical methods on ppm-level sulfur quantification for fuel cell applications. Applied Catalysis B: Environmental. 2005; 56: p. 137 - 147.

4. X.Ma, L.Sun and C.Song. *A new approach to deep desulfurization of gasoline, diesel fuel and jet fuel by selective adsorption for ultra-clean fuels and for fuel cell applications*. Catalysis Today. 2002; 77: p. 107 - 116.

5. X.Ma and C.Song. *New design approaches to ultra-clean diesel fuels by deep desulfurization and deep dearomatization*. Applied Catalysis B: Environmental. 2002; 41: p. 207 - 238.

6. J.Chansa. *Removal of sulfur compounds from transportation fuels by adsorption*. The Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University, Thailand. 2004.

7. S.Pringprayong. *Adsorptive removal of sulfur compounds from transportation fuels using zeolitic adsorbents*. The Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University, Thailand. 2006.

8. S.M.Auerbach, K.A.Carrado, P.K. Dutta. *Handbook of Zeolite Science and Technology*. New York: Marcel Dekker. 2003.

9. A.J.Hernandez-Maldonado, F.H.Yang, G.Qi and R.T.Yang. *Desulfurization of transportation fuels by π -complexation sorbents: Cu(I)-, Ni(II)-, and Zn(II)-zeolites*. Applied Catalysis B: Environmental. 2005; 56, p. 111 - 126.

10. V.M.Bhandari, C.H.Ko, J.G.Park, S.S.Han, S.H.Cho and J.N.Kim. *Desulfurization of diesel using ion-exchanged zeolites*. Chemical Engineering Science. 2006; 61: p. 2599 - 2608.

11. A.Chicaa, K.Strohmaier and E.Iglesia. *Adsorption, desorption, and conversion of thiophene on H-ZSM5*. Langmuir. 2004; 20: p. 10982 - 10991.



ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ MÔ HÌNH CÔNG TY ĐIỀU HÀNH CHUNG TRONG HOẠT ĐỘNG THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

TS. Nguyễn Quốc Quân

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

Mở đầu

Tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí là lĩnh vực kinh doanh có mức độ rủi ro cao, đặc biệt là trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò. Chi phí cho việc triển khai hoạt động thăm dò thường rất cao. Tại Việt Nam hiện nay, chi phí trung bình thu nổ một km² địa chấn 3D khoảng 12.000 USD; chi phí cho một giếng khoan khoảng 30 triệu USD (nếu đối tượng là đá trầm tích) và trên 40 triệu USD (nếu đối tượng là đá móng granite). Chi phí giếng khoan có thể tăng gấp nhiều lần do nhiều nguyên nhân khách quan (như thời tiết, thiết bị bị hỏng, điều kiện địa chất phức tạp...) và chủ quan (như bộ máy điều hành không chuyên nghiệp, chuyên viên thiếu kinh nghiệm...). Vì vậy, việc các công ty dầu khí liên doanh liên kết với nhau để đầu tư vào một dự án tìm kiếm thăm dò nhằm mục đích chia sẻ rủi ro đã và đang trở thành mô hình được áp dụng khá phổ biến trên thế giới hiện nay.

Hình thức liên doanh, liên kết trong thăm dò và khai thác dầu khí rất đa dạng, phụ thuộc vào: chính sách, pháp luật của nước chủ nhà, tiềm năng dầu khí của khu vực đầu tư. Ở Việt Nam, trong những năm 90 của thế kỷ XX, đa số hoạt động trong lĩnh vực thăm dò dầu khí được ký dưới hình thức hợp đồng phân chia sản phẩm PSC (như BHPP mở Đại Hùng, Petronas Carigary mở Hồng Ngọc, JVPC mở Rạng Đông, BP mở Lan Tây - Lan Đỏ...) hay hợp đồng hợp tác kinh doanh BCC. Trong các công ty điều hành trên, phía Việt Nam chỉ góp vốn hoặc không góp vốn và giữ vai trò chủ nhà, toàn bộ việc điều hành dự án là do công ty nước ngoài đảm trách.

Ngày 19/8/1998, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (nay là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - Petrovietnam) đã thành lập Công ty điều hành chung Cửu Long (Cuu Long JOC), đánh dấu sự ra đời một hình thức liên doanh mới. Đến nay, đã có 9 công ty điều hành chung (Joint Operating

Company - JOC) được thành lập ở Việt Nam. Cơ sở thành lập các công ty điều hành chung dựa trên các điều khoản, trong đó có các điều khoản quan trọng đối với nước chủ nhà như: Các đối tác nước ngoài (trừ Con Son JOC) gánh vác 100% trong suốt giai đoạn tìm kiếm thăm dò và sẽ chịu hoàn toàn rủi ro chi phí nếu dự án không thành công. Phía Việt Nam sẽ góp vốn theo cổ phần kể từ khi dự án công bố thương mại hoặc từ khi khai thác thùng dầu đầu tiên. Các đối tác cùng nhau điều hành, các vị trí chức danh sẽ phân bổ cho các bên dựa trên sự thỏa thuận và khi dự án chuyển sang giai đoạn phát triển khai thác chức danh Tổng giám đốc do phía Việt Nam nắm giữ.

1. Kết quả hoạt động thăm dò và khai thác của các công ty điều hành chung

1.1. Công ty điều hành chung Cửu Long (Cuu Long JOC)

Cuu Long JOC được thành lập theo Hợp đồng dầu khí Lô 15-1 ký ngày 16/9/1998. Các đối tác tham gia gồm có Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) - 50%, ConocoPhillips (Vương quốc Anh) Cuu Long Ltd. - 23,25%, KNOC (Hàn Quốc) - 14,25%, SK (Hàn Quốc) - 9% và Geopetrol (Monaco) - 3,5%. Sau 14 năm hoạt động, Cuu Long JOC đã phát hiện 4 mỏ dầu: Sư Tử Đen (năm 2000), Sư Tử Vàng (năm 2001), Sư Tử Trắng (năm 2003), Sư Tử Nâu (năm 2005). Ngày 29/10/2003, mỏ dầu Sư Tử Đen đi vào khai thác. Ngày 19/11/2008, mỏ dầu Sư Tử Vàng đi vào khai thác. Mỏ khí Sư Tử Trắng bắt đầu đưa vào khai thác từ tháng 10/2012 và mỏ Sư Tử Nâu sẽ được đưa vào khai thác trong năm 2014. Hiện tại, sản lượng khai thác dầu của Cuu Long JOC đạt khoảng 45.000 thùng/ngày, đứng thứ hai sau Vietsovpetro.

1.2. Công ty liên doanh điều hành chung Hoàn Vũ (Hoan Vu JOC)

Hoan Vu JOC được thành lập theo hợp đồng dầu khí Lô 09-2 ký ngày 16/12/2000. Đối tác tham gia gồm có PVEP - 50%, SOCO Vietnam Ltd. (Vương quốc Anh) - 25% và PTTEP Hoan Vu Ltd. (Thái Lan) - 25%. Sau 2 năm hoạt động thăm dò, mỏ dầu Cá Ngừ Vàng được phát hiện vào tháng 10/2002 và được khai thác vào ngày 29/7/2008. Sản lượng trung bình hiện nay của mỏ là 4.000 thùng dầu/ngày.

1.3. Công ty liên doanh điều hành chung Hoàng Long (Hoang Long JOC)

Hoang Long JOC được thành lập theo hợp đồng dầu khí Lô 16-1 ký ngày 8/11/1999 với sự tham gia góp vốn của các đối tác như sau: PVEP - 41%; PTTEP (Thái Lan) -

28,5%; SOCO (Vương quốc Anh) - 28,5% và OPECO (Mỹ) - 2%. Ngày 16/3/2006, Hoang Long JOC phát hiện mỏ dầu Tê Giác Trắng. Ngày 22/8/2011, Hoang Long JOC chính thức khai thác dầu từ Giàn đầu giếng H1 (WHP-H1) mỏ Tê Giác Trắng vượt tiến độ 18 ngày, lưu lượng trung bình hiện nay là 41.000 thùng dầu/ngày. Ngày 6/7/2012, dòng dầu khí đầu tiên từ Giàn đầu giếng H4 (WHP-H4) mỏ Tê Giác Trắng đã bắt đầu được khai thác với lưu lượng trung bình 10.000 - 15.000 thùng/ngày, sớm hơn 37 ngày so với kế hoạch 2012 của Ủy ban quản lý Đề án Lô 16-1 và sớm hơn gần 11,5 tháng so với Kế hoạch phát triển sớm của Bộ Công Thương đề ra.

1.4. Công ty điều hành chung Trường Sơn (Truong Son JOC)

Các cấu tạo chứa dầu khí Năm Căn - Đầm Dơi đã được nhà thầu Total - Fina phát hiện sau khi khoan 11 giếng thăm dò trong giai đoạn 1991 - 1995. Tuy nhiên, năm 2000, Fina đã rút khỏi dự án và hoàn trả lại lô do tính toán không kinh tế khi khai thác. Để tiếp tục triển khai hoạt động dầu khí tại lô này, ngày 12/12/2002, hợp đồng dầu khí Lô 46-02 được ký kết gồm các nhà thầu góp vốn: PVEP - 40%; Petronas Carigali Overseas Sdn.Bhd (Malaysia) - 30% và Talisman Vietnam Ltd. - 30%. Ngày 24/11/2008, dòng dầu đầu tiên trên mỏ Sông Đốc đã được khai thác.

1.5. Công ty điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC)

Ngày 7/1/2003, hợp đồng dầu khí Lô 01-97 và 02-97 đã được ký kết với sự tham gia góp vốn của PVEP - 50% và Petronas Carigali Overseas Sdn.Bhd (Malaysia) - 50%. Sau 5 năm triển khai hoạt động thăm dò, năm 2007, Lam Son JOC tuyên bố phát hiện thương mại mỏ dầu Thăng Long và Đông Đô. Tháng 11/2011, luận chứng kinh tế phát triển mỏ FDP đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Lam Son JOC đang tập trung đẩy nhanh tiến độ để đưa hai cụm mỏ dầu này vào khai thác trong năm 2013.

1.6. Công ty điều hành chung Việt - Nga - Nhật (VRJ)

Ngày 19/1/2002, các Bên đã ký hợp đồng dầu khí Lô 09-3 với việc thỏa thuận thành lập Công ty liên doanh điều hành chung VRJ với tỷ lệ tham gia RVO Zarubezhneft - 50%, PVEP - 35%, Idemitsu - 15%. Tháng 6/2004, VRJ đã khoan phát hiện cấu tạo dầu khí Đồi Mồi. Ngày 29/12/2009, VRJ khai thác dòng dầu đầu tiên tại mỏ này.

1.7. Công ty điều hành chung Côn Sơn (Con Son JOC)

Con Son JOC thành lập ngày 8/1/2002 hoạt động thăm dò trên phần diện tích Lô 10 và 11-1 với các đối

tác là PVEP - 44,4%, Petronas Calrigali Overseas Sdn.Bhd (Malaysia) - 44,4% và Pertamina (Indonesia) - 11,2%. Con Son JOC khoan nhiều giếng khoan thăm dò và đã phát hiện dầu khí ở các giếng khoan này. Hiện nay, Con Son JOC đang triển khai công tác phát triển mỏ dầu Gấu Chúa với trữ lượng thu hồi khoảng 30 triệu thùng/ngày.

1.8. Công ty điều hành chung Thăng Long (Thang Long JOC)

Ngày 26/4/2005, hợp đồng dầu khí Lô 15-2/01 (JVPC trả lại sau khi khoan không thành công 3 giếng khoan thăm dò) đã được ký kết với sự tham gia của PVEP - 40% và Talisman Vietnam Ltd. - 60%. Thang Long JOC đã phát hiện mỏ dầu Hải Sư Trắng sau khi khoan giếng khoan thăm dò HST-1X (cuối tháng 12/2006) và tầng đá móng chứa dầu với kết quả thử 2 tập vỉa tổng cộng trên 20.000 thùng dầu/ngày đêm trên cấu tạo Hải Sư Đen (cuối tháng 12/2008). Hiện nay, Thang Long JOC đang triển khai đóng và lắp đặt thiết bị để có thể khai thác dòng dầu đầu tiên vào tháng 5/2013.

1.9. Công ty liên doanh điều hành Vietgazprom

Vietgazprom được thành lập và đi vào hoạt động từ tháng 6/2002 với nhiệm vụ triển khai hoạt động thăm dò trên Lô 112, sau đó được mở rộng sang Lô 113 và một phần của Lô 111. Đến nay, Vietgazprom đã khoan 5 giếng thăm dò và đã phát hiện khí tại giếng VGP-113-BD-2X và giếng VGP-BV-1X. Xác định ban đầu, mỏ khí Báo Vàng có trữ lượng tại chỗ 68 tỷ m³, trữ lượng thu hồi 41 tỷ m³ và mỏ Báo Đen có trữ lượng tại chỗ 85 tỷ m³, trữ lượng thu hồi 51 tỷ m³. Vietgazprom đang từng bước đánh giá và lập kế hoạch để phát triển các mỏ khí này.

Đến nay, 9 công ty điều hành chung đều phát hiện dầu khí và đưa các mỏ phát hiện vào khai thác. Trong đó, 6 công ty hoạt động tại bốn trũng Cửu Long, 1 tại bốn trũng Nam Côn Sơn, 1 tại bốn trũng Mã Lai - Thổ Chu và 1 tại bốn trũng Sông Hồng. Tổng sản lượng dầu mà các JOC đang khai thác hiện nay gần 100.000 thùng/ngày đêm chiếm 35 - 40% tổng sản lượng dầu khai thác của Việt Nam. Khi đưa thêm một số mỏ vào khai thác sau năm 2013, tổng sản lượng dầu khai thác tại Việt Nam sẽ tăng lên đáng kể.

2. Ưu và nhược điểm của mô hình hoạt động công ty điều hành chung

2.1. Ưu điểm

Hầu hết ở các công ty điều hành chung, các đối tác nước ngoài phải gánh vác 100% trong giai đoạn thăm dò và chịu rủi ro khi dự án không thành công. Đây là một điều

kiện rất có lợi cho phía Việt Nam, đặc biệt trong giai đoạn trước năm 2006, khi vốn dành cho công tác thăm dò dầu khí của Petrovietnam còn hạn chế. Với hình thức hợp tác này, Petrovietnam vừa mở rộng công tác tìm kiếm thăm dò, vừa tham gia một cách trực tiếp công việc điều hành nhưng không phải gánh vác và không chịu rủi ro.

Trong các JOC, để giải quyết các vấn đề kỹ thuật, các chuyên gia của các đối tác ngồi với nhau, cùng làm, cùng bàn bạc theo các quan điểm riêng, sau đó tranh luận và ra quyết định. Cách làm này giúp cho JOC có hướng đi và quyết định đúng đắn nhất, ít bị rủi ro nhất vì không bị chi phối bởi các ý nghĩ và quyết định chủ quan từ một phía. Có thể nói đây là một trong những nguyên nhân dẫn đến thành công trong các công ty điều hành chung đặc biệt là trong giai đoạn thăm dò. Trong PSC, các công ty nước ngoài điều hành, các chuyên gia Việt Nam chỉ là người làm thuê nên không có vị trí “ngang tầm” để có thể phát huy một cách có hiệu quả trình độ kinh nghiệm của mình. Có nhiều dự án, mặc dù tập hợp được đội ngũ chuyên gia dày dặn kinh nghiệm, nhưng không có ý kiến phản biện, không có ý tưởng mới, nên khó thoát khỏi các suy nghĩ theo lối mòn và dễ dẫn đến rủi ro.

Cơ chế hoạt động của các JOC được kiểm soát chặt chẽ bởi Luật Dầu khí, hợp đồng dầu khí, các quy định và chế độ chính sách của công ty, không bị chi phối bởi các quy định như doanh nghiệp Nhà nước nên đã tạo điều kiện cho các JOC triển khai hoạt động của mình một cách nhanh chóng và hiệu quả. Trong các JOC, việc chi tiêu được kiểm soát chặt chẽ bởi chương trình công tác và ngân sách được phê duyệt hàng năm. Với các gói thầu có giá trị trên 200.000USD trong giai đoạn thăm dò và 300.000USD trong giai đoạn phát triển mỏ cũng phải được các đối tác và nước chủ nhà phê duyệt thủ tục đấu thầu. Việc chi tiêu và công tác đấu thầu trong các JOC được thực hiện và giám sát bởi các đối tác trong JOC và Petrovietnam nên đã hạn chế tối đa các hiện tượng tiêu cực và lãng phí ngân sách.

JOC là một công ty trực tiếp sản xuất có môi trường đa công ty, đa quốc gia, là nơi đào tạo lý tưởng và hiệu quả đối với các cán bộ lãnh đạo và các chuyên gia kỹ thuật Việt Nam. Làm việc tại các JOC, các nhân viên biệt phái phát triển được trình độ ngoại ngữ, học hỏi nhau qua công việc chuyên môn. Ngoài ra, môi trường làm việc đa công ty đa quốc gia nên giúp cho các chuyên gia Việt Nam học được phong cách làm việc, ứng xử, đối ngoại, làm quen với phong tục tập quán của các đối tác trong JOC, giúp

cho các chuyên gia Việt Nam dễ dàng hội nhập với môi trường dầu khí quốc tế.

2.2. Nhược điểm

Trong mô hình công ty điều hành chung, các quyết định đều phải được các đối tác đồng thuận. Trong quá trình hoạt động, nhiều vấn đề về kỹ thuật, tài chính, nhân sự nếu ảnh hưởng đến quyền lợi của các đối tác thường gặp rất nhiều khó khăn trong vấn đề ra quyết định. Khi quyền lợi của các đối tác không được dung hòa thì sẽ gây thiệt hại cho dự án như làm chậm tiến độ dẫn đến thiệt hại về kinh tế. Hầu hết các mâu thuẫn trong vấn đề kỹ thuật, nhân sự thường dễ dàng tìm tiếng nói chung. Các mâu thuẫn trong vấn đề đầu thầu, mua bán thường khó giải quyết và cũng là nguyên nhân làm chậm tiến độ dự án.

Là công ty đa quốc gia nên môi trường làm việc phức tạp và nhạy cảm vì vậy dễ gây ra những xung đột, căng thẳng nếu các biệt phái của các đối tác không có cách xử lý khéo léo, việc này sẽ làm ảnh hưởng một phần đến tiến độ công việc và mối quan hệ giữa các bên.

Vai trò của Tổng giám đốc công ty điều hành chung bị hạn chế và bị chi phối bởi các đối tác trong JOC. Theo Hợp đồng dầu khí, Tổng giám đốc JOC chỉ là người tuân thủ và thực thi các quyết định của Ủy ban quản lý, không thể ra quyết định khi có một đối tác không đồng ý. Do đó, trong trường hợp xảy ra sự không đồng thuận từ các phía làm ảnh hưởng đến tiến độ dự án thì Tổng giám đốc JOC là người chịu trách nhiệm mặc dù không có quyền quyết định.

3. Kết luận và kiến nghị

Trong 14 năm hình thành và phát triển, các công ty điều hành chung đã đóng vai trò quan trọng trong sự phát triển của PVEP/Petrovietnam. Sự thành công của các JOC so với các mô hình khác (như PSC, BCC...) trong lĩnh vực hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí là không thể phủ nhận. Tuy mô hình này còn có một số khuyết điểm gây trở ngại khó khăn, nhưng cho đến thời điểm hiện nay, các JOC vẫn đang triển khai rất tốt các công việc của mình.

Trong bối cảnh tình hình kinh tế vẫn còn nhiều khó khăn, việc chia sẻ rủi ro dựa vào vốn của các đối tác trong và ngoài nước là cần thiết. Các khu vực còn lại trên thềm lục địa Việt Nam hiện nay đều có rủi ro địa chất cao, phức tạp, cần phải có sự kết hợp kinh nghiệm giữa chuyên gia nước chủ nhà Việt Nam và các chuyên gia nước ngoài. Vì vậy, mô hình công ty điều hành chung JOC vẫn là mô hình tối ưu và phù hợp trong giai đoạn hiện nay. Đối với các khu vực có rủi ro cao về địa chất và nước sâu xa bờ, phía Petrovietnam/PVEP nên góp một phần vốn vào JOC ngay từ đầu nhằm chia sẻ rủi ro với đối tác và nâng cao vai trò vị thế của các biệt phái Việt Nam trong JOC.



So sánh độ nhạy cảm giữa ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* và copepod *Acartia tonsa* trong thử nghiệm độ độc cấp tính

ThS. Đoàn Đăng Phi Công, CN. Lê Đăng Hòa
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Nghiên cứu này nhằm đánh giá độ nhạy cảm của 2 loài sinh vật *Penaeus monodon* và *Acartia tonsa* bằng thử nghiệm độ độc cấp tính trên một số chất độc chuẩn. Kết quả thử nghiệm độ độc cho thấy các chất độc chuẩn có tác dụng gây độc tương đối giống nhau với các sinh vật nghiên cứu (các chất có độ độc giảm dần như sau: $\text{AgNO}_3 > \text{PCP} > \text{CuSO}_4 \sim 3,5\text{-DCP} \sim \text{CdCl}_2 > \text{ZnSO}_4 > \text{DSS} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 > \text{Phenol} > \text{KCl}$) và có giá trị LC_{50} từ 0,16 - 611,30mg/l (đối với *Acartia tonsa*) và từ 0,19 - 714,89mg/l (đối với *Penaeus monodon*). Trong đó, cả 2 loài (*Acartia tonsa*/*Penaeus monodon*) đều có độ nhạy cảm thấp nhất đối với KCl và cao nhất với AgNO_3 , tỷ lệ độ nhạy cảm đối với các chất độc chuẩn từ 0,7 - 4,9 lần (trung bình khoảng 2,25 lần). Từ kết quả của nghiên cứu này, có thể đề xuất giá trị chuyển đổi để xây dựng thang chuẩn đánh giá độ độc cấp tính trên đối tượng sinh vật bản địa Việt Nam là ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* từ thang chuẩn đã có trên thế giới đối với copepod *Acartia tonsa*.

1. Mở đầu

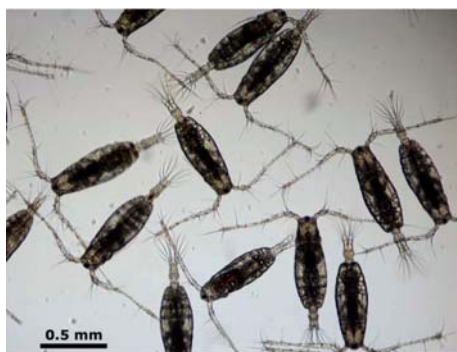
Thử nghiệm độc tính sinh thái trong đó có thử nghiệm độ độc là công cụ được sử dụng rộng rãi trên thế giới và ở Việt Nam nhằm quản lý việc sử dụng và thải bỏ các hóa chất ra môi trường. Trong những năm gần đây, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE) - Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nhiều nghiên cứu ứng dụng các sinh vật bản địa trong thử nghiệm độ độc pha nước. Việc sử dụng ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* làm đối tượng thử nghiệm đã đảm bảo tính thực tiễn và phù hợp với điều kiện môi trường Việt Nam. Hiện nay, việc tạm thời áp dụng các thang chuẩn quốc tế để đánh giá kết quả thử nghiệm độ độc trên đối tượng sinh vật Việt Nam đã gây ra những bất cập nhất định vì điều kiện thử nghiệm và độ nhạy cảm của các loài sinh vật khác nhau. Vì vậy, trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã sử dụng copepod *Acartia tonsa* (thuộc nhóm giáp xác) - là đối tượng được sử dụng rộng rãi trong thử nghiệm độ độc trên thế giới, đặc biệt là ở các nước ôn đới và đã có thang chuẩn đánh giá để làm đối tượng so sánh.

2. Đối tượng và phương pháp thử nghiệm

2.1. Đối tượng thử nghiệm

2.1.1. Sinh vật thử nghiệm

Các sinh vật thử nghiệm sử dụng trong nghiên cứu bao gồm ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* và copepod *Acartia tonsa*. Ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* thu thập tại các trại nuôi tôm sú giống tại Cần Thơ ở giai đoạn hậu ấu trùng 6 - 8 ngày tuổi (pos 6 - 8). Các mẫu tôm sú giống được kiểm tra chất lượng về bệnh học và nuôi thuần chủng tại phòng thí nghiệm khoảng 5 - 7 ngày trước khi tiến hành thử nghiệm. Copepod *Acartia tonsa* là loài thuộc bộ chân kiếm được nuôi và sử dụng rộng rãi trong nhiều thập kỷ, được coi là loài chuẩn trong thử nghiệm



Hình 1. *Acartia tonsa*



Hình 2. *Penaeus monodon*

độc. Loài *Acaria tonsa* dùng trong thử nghiệm đã được thu thập ở Viện Tài nguyên Thủy sản Quốc gia Đan Mạch. Copepods ở giai đoạn trưởng thành được dùng để làm thí nghiệm, độ tuổi thích hợp cho thử nghiệm là 10 - 28 ngày sau khi nở.

2.1.2. Các hóa chất nghiên cứu

Các chất độc chuẩn sử dụng trong nghiên cứu bao gồm: 4 hợp chất hữu cơ là Dodecyl sodium sulfate (SDS), Phenol, Pentachlorophenol (PCP), 3,5-Dichlorophenol và 6 hợp chất vô cơ là Cadmium chloride (CdCl_2), Potassium dichromate ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), Copper sulfate (CuSO_4), Potassium Chloride (KCl), Silver Nitrate (AgNO_3), Zinc sulfate (ZnSO_4). Các hóa chất này do Sigma-Arlich và Merck sản xuất theo tiêu chuẩn hóa chất phân tích.

2.2. Phương pháp thử nghiệm độ độc

2.2.1. Phương pháp thử nghiệm độ độc trên *Acaria tonsa*

Phương pháp thử nghiệm độ độc trên *Acaria tonsa* thực hiện dựa trên tiêu chuẩn ISO 14669:1999 (ISO, 1999) [34] và được thực hiện tại Phòng Thí nghiệm biển SINTEF, Trondheim, Na Uy [14].

Acaria tonsa cho tiếp xúc với dãy nồng độ chất thử nghiệm từ thấp đến cao. Sử dụng 3 bình thử nghiệm là các bình tam giác dung tích 50ml cho mỗi nồng độ. Thí nghiệm được đặt ở nhiệt độ $20 \pm 2,0^\circ\text{C}$, độ mặn $3,0 \pm 0,02\%$, hàm lượng oxy hòa tan $> 4\text{mg/l}$ và không cho ăn trong thời gian thử nghiệm. Sau 48 giờ, xác định số sinh vật chết/không hoạt động và tính giá trị LC_{50} - 48 giờ - nồng độ chất thử tại đó tỷ lệ sống bị ức chế 50% sau 48 giờ.

2.2.2. Phương pháp thử nghiệm độ độc trên ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon*

Thử nghiệm độ độc pha nước trên đối tượng ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* được thực hiện theo hướng dẫn



Hình 3. Hệ thống thử nghiệm độ độc trên *Acaria tonsa*



Hình 4. Hệ thống thử nghiệm độ độc trên ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon*

HD.CPSE.SH.06 [7], phù hợp với tiêu chuẩn APHA 8740 A-D [10] được thực hiện tại Phòng Sinh học, CPSE.

Penaeus monodon cho tiếp xúc với dãy nồng độ chất thử nghiệm từ thấp đến cao. Mỗi nồng độ sử dụng 10 - 20 cốc thủy tinh 50ml chứa 20ml môi trường, mỗi cốc chứa 1 cá thể sinh vật. Thí nghiệm được đặt ở nhiệt độ $26 \pm 2,0^\circ\text{C}$, độ mặn $3,0 \pm 0,2\%$, hàm lượng oxy hòa tan $\geq 4\text{mg/l}$ và không cho ăn trong thời gian thử nghiệm. Sau 96 giờ, xác định số sinh vật chết/không hoạt động và tính giá trị LC_{50} - 96 giờ - nồng độ chất thử tại đó tỷ lệ sống bị ức chế 50% sau 96 giờ.

2.2.3. Phương pháp xác định độ nhạy cảm [1, 4, 5]

Độ nhạy cảm của sinh vật đối với các chất thử nghiệm thể hiện khả năng đáp ứng của sinh vật khi có sự thay đổi nồng độ của chất thử. Tùy thuộc vào đặc điểm của các chất thử mà sinh vật có sự đáp ứng khác nhau. Từ các kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn lên các loài sinh vật *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*, xác định tính nhạy cảm của các sinh vật này đối với các chất độc được đánh giá bằng thông số độ nhạy cảm. Độ nhạy cảm được định nghĩa là độ thay đổi tỷ lệ chết của sinh vật thử nghiệm khi nồng độ chất độc thay đổi 1ppm (mg/l). Theo định nghĩa này, độ nhạy cảm chính là hệ số a của phương trình hồi quy tuyến tính:

$$y = ax + b$$

Trong đó:

y: là tỷ lệ chết của sinh vật;

x: là nồng độ chất độc.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Kết quả thử nghiệm độ độc trên copepod *Acaria tonsa* và ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon*

Kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn trên *Acaria tonsa* được trình bày ở Bảng 2 và Hình 5 được đánh giá theo thang chuẩn phân loại độ độc pha nước của OCNS (OSPAR) (Bảng 1). Các chất độc chuẩn sử dụng được chia thành 2 nhóm: hữu cơ và vô cơ. Các chất độc chuẩn hữu cơ có độ độc trải dài từ nhóm A đến C, được sắp xếp theo thứ tự độ độc giảm dần: pentachlorophenol > 3,5-dichlorophenol > dodecyl sodium sulphate > phenol;

trong đó, chất có độ độc cao nhất là pentachlorophenol (LC₅₀ - 48 giờ = 0,1957mg/l) và thấp nhất là phenol (LC₅₀ - 48 giờ = 43,33mg/l). Các chất độc chuẩn vô cơ có độ độc trải dài từ nhóm A đến D, được sắp xếp theo thứ tự độ độc giảm dần: AgNO₃ > CdCl₂ ~ CuSO₄ > ZnSO₄ > K₂Cr₂O₇ > KCl; trong đó, chất có độ độc cao nhất là AgNO₃ (LC₅₀ - 48 giờ = 0,1642mg/l) và thấp nhất là KCl (LC₅₀ - 48 giờ = 611,3mg/l). Theo thang phân loại của OCNS, độ độc của các chất độc chuẩn nghiên cứu trên *Acaria tonsa* trải dài từ nhóm A đến nhóm D với 5 chất thuộc nhóm A (3,5-dichlorophenol, pentachlorophenol, CdCl₂, CuSO₄, AgNO₃), 2 chất độc thuộc nhóm B (dodecyl sodium sulphate, ZnSO₄), 2 chất độc thuộc nhóm C (phenol, K₂Cr₂O₇) và 1 chất độc thuộc nhóm D (KCl).

Đối với kết quả thử nghiệm độ độc trên *Penaeus monodon*, các chất độc chuẩn hữu cơ có độ độc trải dài từ A đến C, được xếp theo thứ tự độ độc giảm dần: pentachlorophenol > 3,5-dichlorophenol > dodecyl sodium sulphate > phenol; trong đó, chất có độ độc cao nhất là pentachlorophenol (LC₅₀ - 96 giờ = 0,2235mg/l) và thấp nhất là phenol (LC₅₀ - 96 giờ = 47,33mg/l). Các chất độc chuẩn vô cơ có độ độc trải dài từ nhóm A đến D, được sắp xếp theo thứ tự độ độc giảm dần: AgNO₃ > CuSO₄ ~ CdCl₂ > ZnSO₄ > K₂Cr₂O₇ > KCl; trong đó, chất có độ độc cao nhất là AgNO₃ (LC₅₀ - 96 giờ = 0,191mg/l), chất ít độc nhất là KCl (LC₅₀ - 96 giờ = 714,9mg/l). Theo phân loại của OCNS, độ độc của các chất độc chuẩn nghiên cứu trên *Penaeus monodon* trải dài từ nhóm A đến nhóm D với 2 chất độc thuộc nhóm A (pentachlorophenol, AgNO₃), 4 chất độc

thuộc nhóm B (3,5-dichlorophenol, CdCl₂, CuSO₄, ZnSO₄), 3 chất độc thuộc nhóm C (dodecyl sodium sulphate, phenol, K₂Cr₂O₇) và 1 chất độc thuộc nhóm D (KCl).

Kết quả thử nghiệm độ độc của nhóm chất hữu cơ đã phản ánh được kiểu gây độc của các hóa chất thử nghiệm theo phân loại của Verhaar và cộng sự [31, 32]. Các hóa chất thuộc nhóm có kiểu gây độc ngăn cản quá trình phosphoryl hóa (pentachlorophenol) là độc nhất (nhóm IV) với đặc điểm ức chế quá trình tổng hợp ATP bằng cách tác động vào màng trong của ti thể làm cho các ion H⁺ dễ thẩm qua màng gây phá vỡ gradien ion H⁺ [13]. 3,5-dichlorophenol và dodecyl sodium sulphate có kiểu gây độc thuộc nhóm hóa chất tạo phản ứng sinh học (nhóm III), nhóm chất này chỉ có tính độc sau nhóm IV và có đặc điểm gây độc bằng cách tạo phản ứng không đặc hiệu với các cấu trúc hóa học khác có trong các phân tử sinh học hoặc chúng được chuyển hóa thành các dạng có độc tính cao hơn. Phenol thuộc nhóm II gọi là nhóm chất gây mê phân cực có đặc điểm gây độc do tạo các ion H⁺ có tính acid, nhóm này có tính độc thấp, chỉ cao hơn nhóm chất gây mê không phân cực (nhóm I) [31, 32].

Đối với chất độc chuẩn vô cơ, các kim loại nặng như Cu, Zn, Cr là những nguyên tố vi lượng cần thiết nhưng khi ở nồng độ cao sẽ gây độc cho cơ thể sinh vật như: ức chế hoạt động của enzyme, phá hoại cấu trúc và chức năng của các cơ quan trong tế bào như lysosome, ti thể... Theo Vaal và cộng sự, độ độc của các kim loại nặng như Cd có thể bằng độ độc nhóm IV của các hóa chất hữu cơ theo

phân loại về kiểu gây độc của Verhaar và cộng sự. Ngoài ra, KCl là muối của kim loại kiềm, có độ độc không cao nhưng được sử

Bảng 1. Phân loại sơ bộ độc tính dựa trên độ độc pha trầm tích theo hệ thống phân loại OCNS

Phân nhóm sơ bộ	A (Kém nhất)	B	C	D	E (Tốt nhất)
LC50 (mg/kg)	< 10	10 - 100	> 100 - 1.000	> 1.000 - 10.000	> 10.000

Bảng 2. Tóm tắt kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn trên *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*

TT	Chất độc chuẩn	Acaria tonsa			Penaeus monodon		
		Giá trị LC50 - 48 giờ (mg/l)	Khoảng tin cậy 95% (mg/l)	Nhóm phân loại	Giá trị LC50 - 96 giờ (mg/l)	Khoảng tin cậy 95% (mg/l)	Nhóm phân loại
1	3,5-DCP	0,42	0,35 - 0,51	A	2,08	1,81 - 2,35	B
2	DSS	3,34	3,0 - 3,72	B	22,08	20,16 - 24,01	C
3	PCP	0,20	0,18 - 0,22	A	0,22	0,21 - 0,24	A
4	Phenol	43,33	39,29 - 47,79	C	47,33	41,75 - 52,92	C
5	AgNO ₃	0,16	0,15 - 0,18	A	0,19	0,17 - 0,21	A
6	CdCl ₂	0,47	0,37 - 0,59	A	1,85	1,49 - 2,21	B
7	CuSO ₄	0,59	0,50 - 0,62	A	1,68	1,26 - 2,09	B
8	K ₂ Cr ₂ O ₇	19,79	17,90 - 21,88	C	25,59	24,62 - 26,56	C
9	KCl	611,30	573,1 - 652,0	D	714,90	675,8 - 754,0	D
10	ZnSO ₄	2,83	2,52 - 3,18	B	4,50	4,27 - 4,74	B

dùng làm chất độc chuẩn rất phổ biến, phù hợp với môi trường thử nghiệm là nước biển [23].

Khi so sánh kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn trên *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*, thứ tự sắp xếp độ độc trình bày ở Bảng 2 cho thấy không có sự khác biệt lớn. Các chất CuSO_4 , CdCl_2 và 3,5-dichlorophenol có sự thay đổi vị trí sắp xếp khi so sánh giữa 2 loài sinh vật thử nghiệm nhưng giá trị LC_{50} có sự chênh lệch không cao: từ 0,42 - 0,59mg/l đối với *Acaria tonsa* và 1,68 - 2,08mg/l đối với *Penaeus monodon*. Kết quả trên cho thấy các chất độc chuẩn sử dụng có tác dụng gây độc tương đối giống nhau đối với 2 loài sinh vật này.

3.2. Xác định và so sánh độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*

Dựa vào các kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn 3,5-dichlorophenol, dodecyl sodium

sulphate (DSS), pentachlorophenol, phenol, CdCl_2 , CuSO_4 , $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, KCl, AgNO_3 và ZnSO_4 trên *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon* đã trình bày, nhóm tác giả tiến hành xác định độ nhạy cảm của các sinh vật này đối với từng chất độc chuẩn bằng cách xác định hệ số góc a của phương trình hồi quy tuyến tính $y = ax + b$ (trong đó, y: tỷ lệ chết, x: nồng độ hóa chất). Kết quả về độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon* được trình bày ở Bảng 3.

Đối với *Acaria tonsa*, khi nồng độ của các chất độc chuẩn thay đổi 1mg/l thì mức độ ức chế khả năng sống của sinh vật này có sự chênh lệch rất lớn, cao nhất là hơn 270% đối với AgNO_3 và thấp nhất là 0,06% đối với KCl. Độ nhạy cảm của các chất độc chuẩn đối với *Acaria tonsa* được sắp xếp theo thứ tự giảm dần: $\text{AgNO}_3 > \text{PCP} > \text{CuSO}_4 > 3,5\text{-DCP} > \text{CdCl}_2 > \text{ZnSO}_4 > \text{DSS} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 > \text{Phenol} > \text{KCl}$.

Tương tự, đối với *Penaeus monodon*, khi nồng độ của các chất độc chuẩn thay đổi 1mg/l thì mức độ ức chế khả năng sống của sinh vật này cũng có sự chênh lệch rất lớn, cao nhất là hơn 300% đối với AgNO_3 và thấp nhất là 0,07% đối với KCl. Độ nhạy cảm của các chất độc chuẩn đối với *Penaeus monodon* được sắp xếp theo thứ tự giảm dần: $\text{AgNO}_3 > \text{PCP} > 3,5\text{-DCP} > \text{CdCl}_2 > \text{CuSO}_4 > \text{ZnSO}_4 > \text{DSS} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 > \text{Phenol} > \text{KCl}$. Điều này tương đối phù hợp với kết quả đánh giá độ độc ở phần trên.

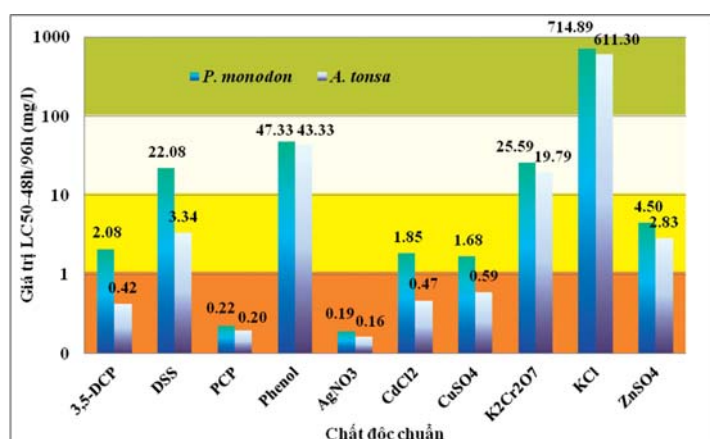
Tỷ lệ về độ nhạy cảm đối với các chất độc chuẩn nghiên cứu giữa *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon* khác nhau tùy thuộc vào chất độc chuẩn và biến thiên từ 0,71 (PCP) đến 4,93 lần (CuSO_4), trung bình là 2,25 lần, có nghĩa *Acaria tonsa* có độ nhạy cảm trung bình đối với các chất nghiên cứu cao hơn khoảng 2,25 lần so với *Penaeus monodon*.

Tùy thuộc vào loại hóa chất mà các sinh vật nghiên cứu có kết quả khác nhau, vì vậy tỷ lệ về độ nhạy cảm của 2 loài sinh vật nghiên cứu cũng có thể được chia thành các nhóm sau:

- Nhóm có giá trị < 1 (từ 0,71 - 0,89), độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* không nhỏ hơn nhiều so với *Penaeus monodon*, bao gồm các 3 chất PCP, AgNO_3 và KCl.

- Nhóm có giá trị > 1 (từ 1,24 - 1,65), độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* không lớn hơn nhiều so với *Penaeus monodon* bao gồm 3 chất $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, Phenol và ZnSO_4 .

- Nhóm có giá trị > 3 (từ 3,02 - 4,93), độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* cao hơn rất nhiều so với của



Hình 5. So sánh kết quả thử nghiệm độ độc của các chất độc chuẩn trên *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*

Bảng 3. Độ nhạy cảm của *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon* đối với các chất độc chuẩn

TT	Chất độc chuẩn	Độ nhạy cảm (%)		Tỷ lệ độ nhạy cảm AT/PM* (lần)
		Acaria tonsa	Penaeus monodon	
1	3,5-DCP	66,29	21,95	3,02
2	DSS	9,67	2,07	4,67
3	PCP	152,62	214,06	0,71
4	Phenol	1,01	0,80	1,26
5	AgNO_3	274,92	315,66	0,87
6	CdCl_2	65,71	19,95	3,29
7	CuSO_4	84,69	17,19	4,93
8	$\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	2,39	1,93	1,24
9	KCl	0,06	0,07	0,89
10	ZnSO_4	17,37	10,55	1,65
Trung bình				2,25

*AT/PM: *Acaria tonsa*/*Penaeus monodon*

Penaeus monodon, bao gồm 4 chất 3,5-DCP, CdCl_2 , DSS và CuSO_4 .

Kết quả trên cho thấy *Acaria tonsa* có độ nhạy cảm đối với các hóa chất nghiên cứu cao hơn so với *Penaeus monodon*. Tùy thuộc vào từng chất độc chuẩn mà mức độ chênh lệch về độ nhạy cảm của 2 loài này khác nhau.

4. Kết luận

Các kết quả nghiên cứu đánh giá độ độc của một số chất độc chuẩn trên các đối tượng thử nghiệm độ độc pha nước là copepod *Acaria tonsa* và ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon*. So sánh độ nhạy cảm của 2 loài sinh vật này, nhóm tác giả kết luận:

- Các chất độc chuẩn có tác dụng gây độc tương đối giống nhau đối với 2 loài sinh vật thử nghiệm là *Acaria tonsa* và *Penaeus monodon*. Kết quả thử nghiệm độ độc được sắp xếp theo thứ tự giảm dần: $\text{AgNO}_3 > \text{PCP} > \text{CdCl}_2 \sim 3,5\text{-DCP} \sim \text{CuSO}_4 > \text{ZnSO}_4 > \text{DSS} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 > \text{Phenol} > \text{KCl}$.

- *Acaria tonsa* có độ nhạy cảm trung bình đối với các chất nghiên cứu cao hơn khoảng 2,25 lần so với *Penaeus monodon*. Tùy thuộc vào từng chất độc chuẩn mà mức độ chênh lệch về độ nhạy cảm của 2 loài này khác nhau.

Tài liệu tham khảo

1. Đặng Văn Giáp. *Phân tích dữ liệu khoa học bằng chương trình MS-Excel*. Nhà xuất bản Giáo dục. 1997.
2. Đoàn Đặng Phi Công và nnk. *Báo cáo tổng kết đề tài khoa học cấp Ngành "Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha trầm tích của các hóa chất, chất thải dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng tôm sú nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường biển Việt Nam"*. CPSE. 2008.
3. Hoàng Nguyên và nnk. *Báo cáo tổng kết đề tài khoa học cấp Ngành "Nghiên cứu ứng dụng mô hình Charm phục vụ công tác đánh giá rủi ro môi trường trong việc sử dụng hoá chất cho các hoạt động dầu khí biển"*. CPSE. 2006.
4. Hoàng Thái Lộc và nnk. *Báo cáo tổng kết đề tài khoa học cấp Ngành "Nghiên cứu ứng dụng các phương pháp xác định độ độc, khả năng phân rã sinh học và tích tụ sinh học của một số hóa chất sử dụng trong công nghiệp dầu khí biển ở Việt Nam nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường"*. CPSE. 2004.
5. Phan Hiếu Hiền. *Phương pháp bố trí thí nghiệm và xử lý số liệu (thống kê thực nghiệm)*. Nhà xuất bản Nông nghiệp Tp. HCM. 2001.

6. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. *Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hoá chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam*. 2005.

7. CPSE. HD.CPSE.SH.06. *Hướng dẫn xác định độ độc cấp tính của hóa phẩm dầu khí trên ấu trùng tôm sú Penaeus monodon*. 2011.

8. CPSE. *Phương pháp Biotest*. 1994.

9. Alexandra Lacroix, Alice Hontela. *A comparative assessment of the adrenotoxic effects of cadmium in two teleost species, rainbow trout, Oncorhynchus mykiss and yellow perch Perca flavescens*. Aquatic toxicology. 2004; 67: p. 13 - 21.

10. American Public Health Association (APHA). *Standard Methods for Examination of Water and Wasterwater*. 21st edition. 2005.

11. Brian S.Anderson, Sarah Lowe, Bryn M.Phillips, John W.Hunt, Jenefer Vorhees, Sara Clack, Ronald S. Tjeerdema. *Relative sensitivities of toxicity test protocols with the amphipods Eohaustorius estuarius and Ampelisca abdita*. Ecotoxicity and Environmental Safety. 2008; 69: p. 24 - 31.

12. Bat, Levent, Murat Sezgin, Ayse Gundogdu, Mehmet Culha. *Toxicity of Zinc, Copper and Lead to Idotes baltica (Crustacea, Isopoda)*. Tr. J. of Biology. 1999; 23: p. 465 - 472.

13. A.P.Bearden and T.W.Schultz. *Structure-activity relationships for Pimephales and Tetrahymena: A mechanism of action approach*. Environmental toxicology and chemistry. 1997; 16: p. 1311-1317.

14. Bjorn Henrik Hansen, Dag Altin. *Report for ecotoxicity testing of Acartia tonsa - Ten standard chemicals tested for comparison with other relevant species*. SINTEF Materials and Chenistry. 2011.

15. V.Bryant, D.M.Newbery, D.S.McLusky & R.Campbell. *Effect of temperature and salinity on the toxicity of nickel and zinc to two estuarine invertebrates (Corophium volutator, Macoma balthica)*. Marine Ecology - Progress series. 1985; 24: p. 139 - 153.

16. Canadian Executing Agency. *A generic protocol for conducting tropical acute toxicity tests with fish and invertebrates*. ASEAN-Canada Cooperative Programme on Marine Science - Phase II (CPMS-II). 1993.

17. CEFAS. *Criteria for accepting alternative toxicity data to support an HOCNF application*. 2003.

18. CEFAS. *Guidelines for the UK revised offshore chemical notification scheme*. March 2000.
19. CEFAS. *Guidelines to UK offshore chemical notification scheme including the classification of chemicals that cannot be ranked by the charm model*. July 2006.
20. Christine L.Russom, Steven P.Bradbury, Steven J.Broderius, Dean E.Hammermeister and Robert A. Drummond. *Predicting modes of toxic action from chemical structure: Acute toxicity in the fathead minnow (Pimephales promelas)*. Environmental toxicology and chemistry. 1997; 16(5): p. 948 - 967.
21. Crosby, G.Donald. *Environmental toxicology and chemistry*. Oxford University Press. 1998.
22. P.B.Dorn, J.C.Raia, J.H.Rodgers Jr., K.M.Jop, K.L.Dickson. *Hexavalent chromium as a reference toxicant in effluent toxicity tests*. Environmental toxicology and chemistry. June 1987; 6(6): p. 435 - 444.
23. Environment Canada. *Environmental protection series - Guidance document on control of toxicity test precision using reference toxicants*. Report EPS 1/RM/12. August, 1990.
24. EPA. *Environmental assessment of final effluent limitations guidelines and standards for synthetic - Based drilling fluids and other*. Non - Aqueous drilling fluids in the oil and gas extraction point source category. December, 2000.
25. Fernando Martínez-Jerónimo, Guillermo Muñoz-Mejía. *Evaluation of the sensitivity of three cladoceran species widely distributed in Mexico to three reference toxicants*. Journal of Environmental Science and Health. 2007; 42(10): p. 1417 - 1424.
26. Gary M.Rand. *Fundamentals of aquatic toxicology - Effects, environmental fate and risk assessment*, Second Edition. 1995.
27. Gendusa, C.Tony, Beitingner, L.Thomas, Rodgers H.John. *Toxicity of hexavalent chromium from aqueous and sediment sources to pimephales promelas and Ictalurus punctatus*. Bulletin of environmental contamination and toxicology. 1993; 50: p. 144 - 152.
28. Hodgson, Ernest. *A text book of modern toxicology*. Third Edition, Wiley-Interscience Publication. 2004.
29. Hoffman, J.David, Barnett A.Rattner, G.Allen Burton, John Cains. *Handbook of ecotoxicology*. Second Edition. Lewis Publishers. 2003.
30. Joel R.Coats. *Mechanisms of toxic action and structure - activity relationships for organochlorine and synthetic pyrethroid Insecticides*. Environmental Health Perspective. 1990; 87: p. 255 - 262.
31. Manon Vaal, Jan Tjalling van der Wal, Janneke Hoekstra, Joop Hermens. *Variation the sensitivity of aquatic species in relation to the classification of environmental pollutants*. Chemosphere. 1997; 35(6): p. 1311 - 1327.
32. Manon Vaal, Jan Tjalling van der Wal, Joop Hermens, Janneke Hoekstra. *Pattern analysis of the variation in the sensitivity of aquatic species to toxicants*. Chemosphere. 1997; 35(6): p. 1291 - 1309.
33. Margaret W.Toussaint, Tommy R.Shedd, William H.van der Shalie and Gerald R.Leather. *A comparison of standard acute toxicity tests with rapid-screening toxicity tests*. Environmental toxicology and chemistry. 1995; 14(5): p. 907 - 915.
34. Matias Medina, Carlos Barata. *Static-renewal culture of Acartia tonsa (Copepoda: Calanoida) for ecotoxicological testing*. Aquaculture. 2004; 229: p. 203 - 213.
35. OECD Series on Testing and Assessment, No. 54. *Current approaches in the statistical analysis of ecotoxicity data: A guidance to application*. ENV/JM/MONO. 2006; 18.
36. OSPAR Commission 2005. *Protocols on methods for the testing of chemicals used in the offshore oil industry*.
37. Rick D.Cardwell, Charles E.Woelke, Mark I.Carr and Eugene Sanborn. *Appraisal of a reference toxicant for estimating the quality of oyster larvae*. Bulletin of environmental contamination & toxicology, by Springer-Verlag New York, Inc. 1977; 18(6).
38. Stanislav Patin. *Environmental Impact of the offshore oil and gas industry*. Ecomonitor Publishing, East Northport, New York. 1999.
39. The Pesticide Action Network (PAN) pesticide database. <http://www.pesticideinfo.org/>.
40. USEPA. Environmental Protection Agency. *Effluent limitations guidelines and new source performance standards for the oil and gas extraction point source category; OMB approval under the paperwork reduction act: technical amendment; Final Rule*. Federal Register. January 22, 2001; 66 (14): p. 41. Western Australian Department of Minerals and Energy. *Petroleum information series - Guidelines sheet 3: The use and management of drilling fluids and cuttings*.
42. Wright, A. David, Pamela Welbourn. *Environmental toxicology*. Cambridge environmental chemistry series, Cambridge University Press. 2002.



Nhiên liệu sinh học - THÁCH THỨC VÀ XU THẾ PHÁT TRIỂN

GS.TSKH. Hồ Sĩ Thoảng
Hội Dầu khí Việt Nam

Khi trữ lượng của các dạng năng lượng hóa thạch đang dần cạn kiệt, hiện tượng nóng lên toàn cầu gắn với việc phát thải khí dioxide carbon, thế giới đang ra sức tìm kiếm các dạng năng lượng thay thế. Quá trình này được khởi đầu ở một số nước, nhất là ở các nước phát triển, từ những thập kỷ cuối của thế kỷ trước và sang thế kỷ 21 đang được tăng tốc ngoạn mục. Trong cân bằng năng lượng toàn cầu hiện nay, năng lượng hóa thạch đã nhường gần 20% cho các dạng năng lượng khác [1]. Quá trình đó đang diễn tiến ngày càng nhanh.

Mặc dù ở nước ta vấn đề phát thải dioxide carbon chưa đến mức nghiêm trọng, tuy nhiên lượng khí phát thải đang ngày càng tăng và Việt Nam có trách nhiệm cùng với toàn thế giới tìm cách giảm tỷ lệ lượng khí phát thải so với tăng trưởng năng lượng trong tiến trình phát triển kinh tế - xã hội. Bài viết này trình bày khái quát một số suy nghĩ và kiến giải một tương lai nhìn thấy được về triển vọng, cơ hội, cũng như thách thức mà Việt Nam và các quốc gia khác trên thế giới đang tiếp cận trong lĩnh vực năng lượng tái tạo.

1. Phát triển nhiên liệu sinh học trên thế giới

Việc tìm những nguồn năng lượng không tạo ra hoặc tạo ra ít hơn (nhiên liệu hóa thạch) khí thải dioxide carbon đã đạt được những thành công bước đầu đáng kể. Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo đã đạt trên 16%, trong đó, nếu không tính thủy điện thì con số này đạt gần 13% trong tổng cân bằng năng lượng. Tuy nhiên, trong 13% đó, tỷ lệ các dạng năng lượng tái tạo không phát thải hoặc phát thải ít vẫn còn thấp; trên 11% năng lượng tái tạo là sinh khối được đốt trực tiếp. Trong các dạng năng lượng tái tạo (về nguyên lý) không phát thải thì năng lượng gió và năng lượng mặt trời đang chiếm vị trí cao nhất. Thời gian gần đây, tỷ lệ tăng trưởng hàng năm của năng lượng mặt trời đã vượt mức tăng trưởng của năng lượng gió, mặc dù về đại lượng tuyệt đối thì thấp hơn [2]. Tăng trưởng của các dạng năng lượng trên cơ sở nhiên liệu sinh học (biofuels) còn chậm mặc dù đầu tư cho lĩnh vực này hàng năm vẫn tiếp tục tăng.

Năm 2010, sản lượng nhiên liệu sinh học toàn cầu đạt 105 tỷ lít, trong đó có 86 tỷ lít ethanol, tăng 17% so với năm 2009 và chiếm 2,7% nhiên liệu cho giao thông vận tải [3].



Hoa Kỳ và Brazil là hai quốc gia sản xuất và tiêu thụ ethanol nhiều nhất, chiếm 90% sản lượng toàn cầu. Trong khi đó, các nước trong Liên minh châu Âu chiếm trên 50% sản lượng biodiesel trong năm 2010 [3]. Năm 2011, các dự án sản xuất nhiên liệu sinh học đã có mặt tại 31 quốc gia và 29 bang/tỉnh ở Hoa Kỳ và một số nước [1]. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế [4], đến năm 2050, nhiên liệu sinh học sẽ đáp ứng 1/4 nhu cầu nhiên liệu cho giao thông vận tải.

Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất (các gasohol mà chủ yếu là ethanol và biodiesel) được sản xuất từ đường, tinh bột, dầu thực vật. Đến nay, nguyên liệu ban đầu để sản xuất ethanol phần lớn là mía, ngô và sắn, còn nguyên liệu để sản xuất biodiesel là các loại dầu thực vật (kể cả dầu ăn được và dầu không ăn được). Ở châu Âu, nguyên liệu sản xuất biodiesel chủ yếu là dầu hạt cải, dầu đậu nành, dầu hướng dương; còn ở một số nước châu Á là dầu cọ (Malaysia), dầu jatropha (Ấn Độ). Biodiesel được sản xuất từ các loại dầu không ăn được, ví dụ dầu từ cây jatropha chiếm tỷ lệ thấp. Vì vậy, việc sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất bị coi là đã và đang cạnh tranh với sản xuất lương thực và có thể là nguyên nhân gây ra nạn thiếu hụt lương thực ở một số quốc gia trên thế giới. Liên Hợp Quốc đã từng phản ứng gay gắt đối với việc dùng lương

thực cũng như đất nông nghiệp để sản xuất nhiên liệu sinh học gây ra nạn đói cuối thập kỷ 90. Việc giải quyết mâu thuẫn này dẫn đến sự ra đời của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai.

Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai được sản xuất từ “nguyên liệu bền vững” là những nguyên liệu dễ kiếm, ít ảnh hưởng đến phát thải khí nhà kính và ít ảnh hưởng đến đa dạng sinh học và đất canh tác. Nhiều loại nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai đang được phát triển như: cellulosic ethanol, biohydrogen, bioethanol, dimethyl ether, bio-dimethyl ether, Fischer - Tropsch diesel, biohydrogen diesel, mixed alcohols, wood diesel... Một số loại nhiên liệu sinh học được sản xuất thông qua quá trình lên men sinh học đường hoặc tinh bột, hoặc quá trình ester hóa chéo (transesterification) dầu thiên nhiên, tuy nhiên một số loại nhiên liệu sinh học khác chỉ được sản xuất thông qua nhiều hơn một quá trình chuyển hóa hóa học.

Mặc dù nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai tỏ ra ưu việt hơn thế hệ thứ nhất ở chỗ không hoặc ít tranh chấp với sản xuất lương thực, phát thải khí nhà kính ít hơn, nhưng cả hai thế hệ nhiên liệu sinh học đều chưa chứng tỏ là có triển vọng phát triển mạnh mẽ trong tương lai để có thể thay thế các nhiên liệu hóa thạch. Sau khi quyết định cung cấp khoản tài trợ rất lớn cho các dự án nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai, năm 2009 và 2010, Bộ Năng lượng Hoa Kỳ đã bắt đầu tài trợ (khiếm tốn, khoảng 250 triệu USD) cho các dự án nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư với sự tham gia của một số công ty và cơ quan nghiên cứu hàng đầu. Bên cạnh việc triển khai các dự án nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư, việc sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai cũng được nghiên cứu cải tiến công nghệ rất nhiều để hạ giá thành còn khoảng 1,9USD/gallon ethanol (1 gallon bằng 3,785 lít; nếu chuyển đổi thành xăng thì giá thành là 2,8USD/gallon) và 2,3USD/gallon butanol (tương đương 2,75USD/gallon xăng).

Trong công trình nghiên cứu toàn diện (công nghệ, thị trường, kinh tế) với sự tham gia góp ý của nhiều công ty và nhà nghiên cứu [5], tác giả Joshua Kagan đã phân tích toàn diện những nhược điểm của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai, đồng thời cho rằng nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư, đặc biệt là thế hệ thứ tư, có thể trở thành nguồn năng lượng chủ đạo để thay thế (tỷ lệ đáng kể) nhiên liệu hóa thạch. Theo Joshua Kagan, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai có một số hạn chế, do đó không thể trở thành các nhiên liệu lý tưởng thay thế dầu mỏ. Các nguyên liệu ban đầu để sản xuất nhiên liệu sinh học hai thế hệ này (ngô, mía, sắn, dầu đậu tương, dầu

hạt cải, đậu cò...) cạnh tranh với các cây lương thực về đất đai, phân bón và nước, nhất là trong bối cảnh dân số thế giới ngày càng tăng còn diện tích đất canh tác và lượng nước ngọt ngày càng giảm. Các nhiên liệu này không thể được sử dụng cho động cơ không chuyển đổi nếu vượt quá tỷ lệ pha trộn nhất định cũng như động cơ phản lực.

Để sản xuất 15 tỷ gallons ethanol để pha xăng sinh học vào năm 2015, Hoa Kỳ phải sử dụng đến 30% sản lượng ngô mà chỉ bảo đảm được 6% lượng xăng cho giao thông vận tải. Trong khi những năm sắp tới sẽ chứng kiến sự thương mại hóa "cellulosic ethanol" thuộc thế hệ hai, sự thiếu hụt các thiết bị bơm và các động cơ "linh hoạt" (flex-fuel vehicles) cũng như việc phải phá vỡ "giới hạn" E10, vấn đề tỷ trọng năng lượng thấp của ethanol và vấn đề thiếu đường ống chuyên biệt cho ethanol cho thấy còn nhiều thách thức trong việc sử dụng ethanol để giảm dần nhiên liệu từ dầu mỏ. Từ năm 2015, Hoa Kỳ cơ bản sẽ không tiếp tục sản xuất ethanol từ ngô mà sẽ sản xuất từ nguồn cellulosic và dự kiến sẽ đạt khoảng 15 tỷ gallons vào năm 2022 [5].

Nhu cầu năng lượng toàn cầu sẽ tiếp tục tăng nhanh trong những năm tới, do đó khả năng thay thế một phần đáng kể dầu mỏ càng trở nên thách thức (dự báo năm 2022 thế giới sẽ cần 392 tỷ gallons xăng, 376 tỷ gallons diesel, 127 tỷ gallons nhiên liệu phản lực). Trung Quốc và Ấn Độ với hơn 2 tỷ người tiêu tốn rất nhiều năng lượng để tiến hành cuộc cách mạng công nghiệp; dân số thế giới hàng năm tăng 80 triệu người và mức sống ở các nước ngoài OECD ngày càng được nâng cao... khiến tiêu thụ năng lượng tăng trưởng đáng kể. Câu hỏi được đặt ra là liệu nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư có phải là giải pháp tiềm năng để thay thế dần các sản phẩm dầu mỏ? Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba là nhiên liệu được tạo ra từ tảo, còn nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư được hiểu, hoặc là các nhiên liệu được sản xuất bởi các quá trình chuyển hóa khác nhau như khí hóa, nhiệt phân, tổng hợp Fischer - Tropsch... các loại sinh khối, hoặc các nhiên liệu tổng hợp hay nhiên liệu sử dụng ngay (gọi là drop-in fuel) có các đặc trưng hóa học giống các sản phẩm dầu mỏ. Các vấn đề cần được khảo sát và lý giải là:

- Những loại nhiên liệu nào được coi là "tiên tiến" và loại nhiên liệu nào trong số đó là thích hợp?
- Những công nghệ nào có tính chìa khóa và cách thức mở rộng quy mô (scale-up) chúng?
- Các loại nhiên liệu "tiên tiến" có cạnh tranh được với các sản phẩm dầu mỏ mà không cần trợ giá không? Nếu có thì bao giờ?

- Hiệu quả kinh tế ngắn hạn, trung hạn và dài hạn như thế nào đối với tảo, nhiên liệu sinh học thông qua chế biến sâu (metabolically enhanced biofuel) và nhiên liệu sinh học tổng hợp? Có triển vọng một loại nào đó trong các công nghệ này sẽ tạo được các sản phẩm thay thế tỷ phần chủ yếu của sản phẩm dầu mỏ?

Tảo là nguồn nguyên liệu hấp dẫn cho sản xuất nhiên liệu sinh học bởi: (i) có thể cho hiệu suất cao (khoảng 3.700 - 20.000 gallons/ha/năm), (ii) không cạnh tranh đất với cây lương thực, (iii) có thể sinh trưởng và phát triển ở nước lợ hoặc nước mặn, (iv) thu hồi được carbon từ các nhà máy điện và làm sạch nước. Nhiều công ty, nhà nghiên cứu, nhà quản lý và hoạch định chính sách [5] đều thống nhất cho rằng, trong ngắn hạn hiệu quả kinh tế của việc sử dụng tảo còn thấp, phụ thuộc vào các sản phẩm và dịch vụ mang lại, nhưng trong dài hạn, giá thành các sản phẩm sẽ được cải thiện khi các quá trình nuôi trồng, thu hoạch, loại nước, sấy và trích ly dầu được hợp nhất. Tác giả tin rằng, đến năm 2017 - 2018 giá nhiên liệu từ tảo sẽ ngang bằng với giá các sản phẩm dầu mỏ và đến năm 2022 thế giới sẽ sản xuất được 5,7 tỷ gallons nhiên liệu sinh học từ tảo.

Có 3 phương pháp nuôi tảo làm nguyên liệu để sản xuất nhiên liệu sinh học [5 - 8] nuôi trong các hồ (open pond), nuôi trong các bình phản ứng quang - sinh (photo-bioreactor) và nuôi bằng phương pháp lên men từ đường (heterotrophic method). Hiện nay, một số nước đang phát triển nuôi tảo như: Israel, Pháp, Đức, Anh, Nhật Bản, Trung Quốc, Hoa Kỳ... Để nuôi tảo (dưới tác dụng của ánh sáng) chỉ cần có khí CO₂ (từ các khí thải công nghiệp) và chất dinh dưỡng (các nguyên tố NPK). Phương pháp lên men không cần ánh sáng có thể đạt năng suất hàng trăm g/L, trong khi phương pháp nuôi trong hồ chỉ có thể đạt 2g/L. Hiện nay, giá thành sản xuất nhiên liệu từ tảo còn khá cao, cỡ 20 - 38USD/gallon (bình phản ứng quang - sinh), hoặc cỡ 9 - 17USD/gallon (trong hồ).

Công ty Solix Biofuel (2010) đưa ra cơ cấu giá (USD) nhiên liệu từ tảo nuôi trong bình phản ứng quang - sinh như sau: sấy 0,05; thu và vận chuyển CO₂ 0,4; chi phí khác 0,82; thu hoạch và loại nước 8,02; trích ly 6,37. Như vậy, ở giai đoạn hiện nay, công đoạn thu hoạch và loại nước (dewatering) khá tốn kém do thân tảo rất nhỏ. Theo tài liệu [5], ước tính, nếu giá thành sản xuất năm 2010 khoảng 20USD thì đến năm 2020 có thể hạ xuống còn 3USD/gallon nhờ áp dụng những công nghệ tiên tiến hơn. Đối với phương pháp nuôi tảo trong hồ, đầu tư cơ sở hạ tầng chiếm trên 50% cơ cấu giá thành. Năm 2010 sản lượng nhiên liệu sinh học từ tảo mới có 0,6 triệu gallons,

đến năm 2015 sẽ đạt 554 triệu gallons. Đến năm 2022 trong tổng sản lượng nhiên liệu sinh học từ tảo khoảng 5,7 tỷ gallons thì sự phân bố các loại sản phẩm theo tỷ lệ như sau: diesel 21%, xăng 7%, nhiên liệu phản lực 42%, biodiesel 18%, ethanol 12%.

Tảo là nguyên liệu ban đầu thích hợp cho việc sản xuất ethanol và biodiesel [9]. Về lý thuyết, có nhiều phương pháp sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo (Hình 1). Tuy nhiên, hiện chưa có quy trình công nghệ ở quy mô lớn do một số trở ngại về kỹ thuật, ví dụ trong việc thiết kế bình phản ứng quang - sinh (photo - bioreactor), trong thu hoạch và xử lý nguyên liệu... dẫn đến giá thành nhiên liệu sinh học còn cao.

Trong khi thương mại hóa nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba còn phải chờ một số năm nữa, một số quy trình công nghệ có khả năng sản xuất nhiên liệu sinh học dạng “drop-in” ở quy mô thử nghiệm thương mại đã xuất hiện. Đây được coi là bước đi ngoạn mục, là hy vọng lớn đối với lĩnh vực nhiên liệu sinh học trong tương lai không xa. Hầu hết quá trình nhiệt - hóa, ví dụ quá trình chuyển sinh khối thành sản phẩm lỏng (BTL) hay quá trình xử lý sinh khối bằng hydrogen, đều là sự mở rộng quá trình công nghiệp khí hóa hoặc quá trình chế biến dầu mỏ. Trong khi giá dịch vụ logistics, giá thành sản xuất xăng, diesel và nhiên liệu phản lực sinh học còn cao so với giá thành sản xuất các nhiên liệu đó từ dầu mỏ thì chính sách buôn bán phát thải (emissions trading/cap-and-trade) và nhu cầu diesel cao của châu Âu đã khiến nhiều doanh nghiệp (như ENO, Galp, Neste Oil, Choren) xây dựng các thiết bị

thương mại hóa đang hoặc sẽ đưa vào vận hành trong tương lai gần.

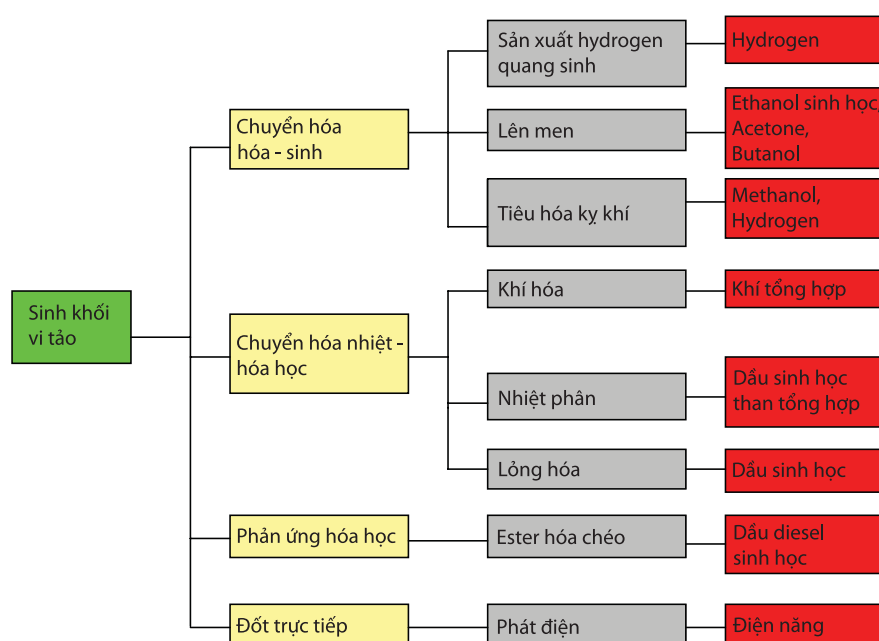
Các phương pháp hóa - sinh sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư bao gồm nhiều quá trình chuyển hóa sinh vật thành bioethanol, biobutanol và các nhiên liệu “drop-in”. Do quá trình hóa sinh thực chất là sự mở rộng của quá trình lên men nên có thể tận dụng thời gian rỗi của nhà máy sản xuất ethanol cho quá trình này để giảm giá thành sản phẩm. Rất có thể trong vài năm tới, với chiến lược đó, một số doanh nghiệp sẽ thương mại hóa được các quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư.

Dự báo đến năm 2022, sản lượng nhiên liệu “drop-in” có thể đạt 19 tỷ gallons (năm 2010 đạt khoảng 170 triệu gallons) [5]. Có thể dự báo lạc quan như vậy bởi chỉ có nhiên liệu drop-in mới thỏa mãn được trong ngắn và trung hạn yêu cầu của động cơ máy bay và xe tải vận chuyển đường dài. Những hạn chế của ac-quy trong các động cơ chạy điện làm cho các phương tiện vận tải loại này chỉ thích hợp cho vận chuyển hành khách đường bộ và đường thủy. Vì vậy, không quân Hoa Kỳ cũng như các hãng công nghiệp lớn đều cho rằng các loại nhiên liệu drop-in là đại diện cho nhiên liệu sinh học trong tương lai.

Đến năm 2022, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư chiếm khoảng 28% trong tổng số 88,5 tỷ gallons nhiên liệu sinh học. Theo Joshua Kagan [5], khi đó giá dầu sẽ lên 250USD/thùng (các công ty dầu tin là như thế) thì thị trường nhiên liệu sinh học sẽ có doanh thu 567 tỷ USD, riêng thị trường nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư sẽ chiếm 159 tỷ USD.

Công ty UOP LLC (Hoa Kỳ) là một trong những doanh nghiệp tiên phong trong nghiên cứu và phát triển các công nghệ sản xuất nhiên liệu drop-in thế hệ thứ tư [10 - 12]. Từ năm 2007, nhiên liệu drop-in là mục tiêu công ty này hướng tới và họ đã đạt những kết quả khả quan.

Một số dây chuyền sản xuất thử nghiệm đã được xây dựng với công suất 400 tấn/năm. Các công nghệ đó về bản chất là tổ hợp một số quá trình chuyển hóa nhiệt, chuyển hóa nhiệt - hóa học với sự tham gia của hydrogen và chất xúc tác. Ví dụ, nếu đi từ acid béo và triglyceride

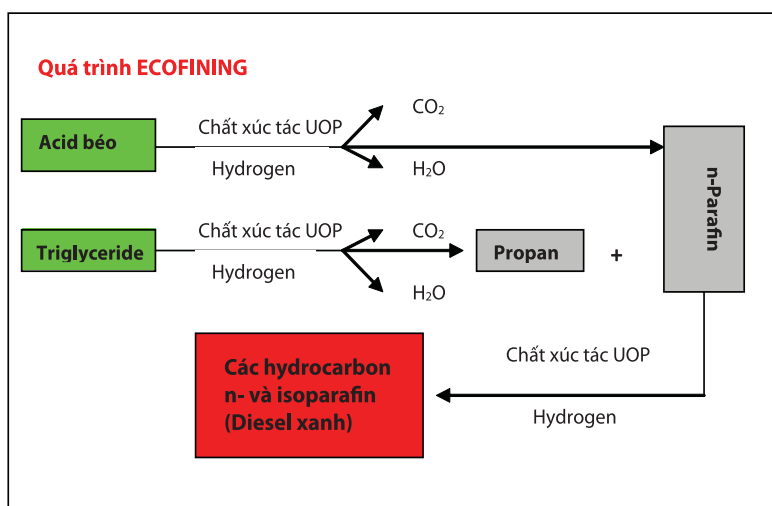


Hình 1. Các con đường chuyển hóa tảo thành các dạng năng lượng

Bảng 1. Dự báo về tỷ lệ các nhiên liệu sinh học thay thế nhiên liệu dầu mỏ giai đoạn 2010 - 2022

Đơn vị: %

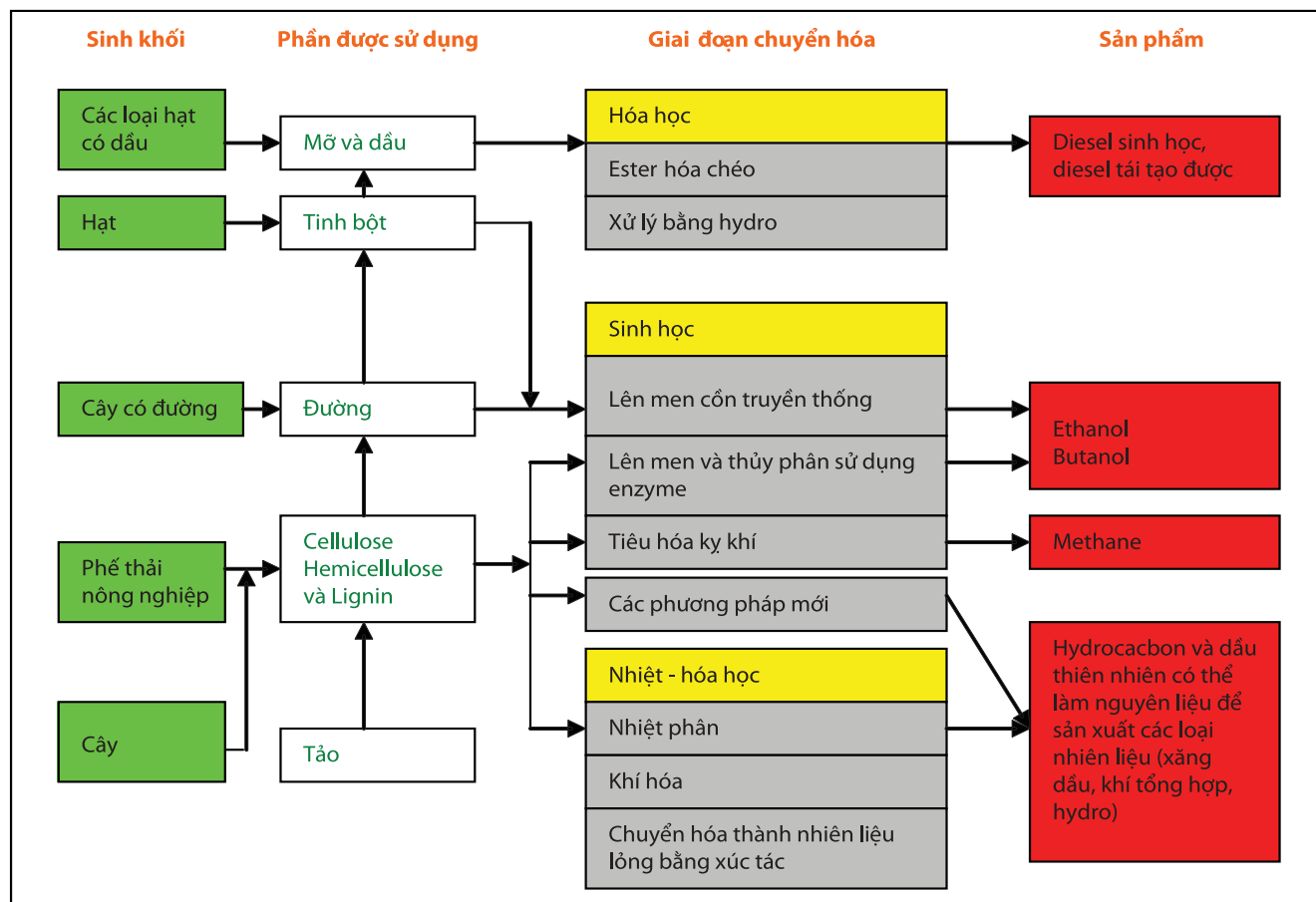
Năm	2010	2015	2022
Xăng	4,3	6,3	8,4
Diesel	1,5	3,1	7,4
Nhiên liệu phản lực	0,1	1,5	8,9



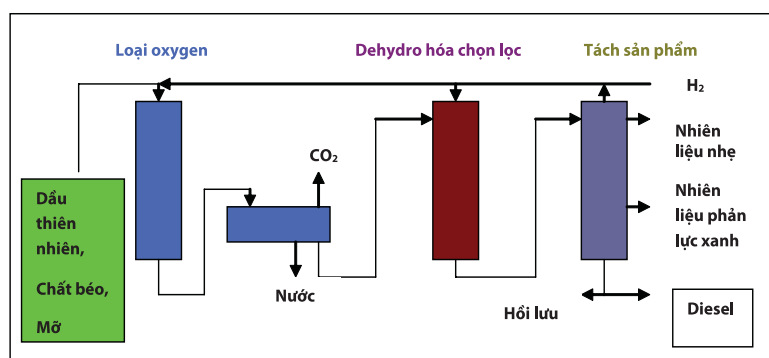
Hình 2. Sơ đồ chuyển hóa acid béo và triglyceride thành nhiên liệu drop-in

thì quy trình sản xuất nhiên liệu green diesel (một loại nhiên liệu drop-in) sẽ đi theo sơ đồ công nghệ như Hình 2. Nguyên liệu ban đầu cho các quá trình sản xuất nhiên liệu drop-in có thể rất đa dạng, từ các dầu thiên nhiên cho đến các loại sinh khối khác nhau. Do các nguyên liệu ban đầu đều chứa oxygen và trọng lượng phân tử khá cao nên các phản ứng đầu tiên thường là phân cắt mạch và loại oxygen, tiếp theo là các phản ứng tiếp tục có sự tham gia của hydrogen như hydrogen hóa và đồng phân hóa... Sự chuyển hóa sinh khối rắn thành nhiên liệu sinh học, trong đó có nhiên liệu drop-in được thể hiện trong Hình 3.

Công ty UOP LLC đã thương mại hóa quá trình ECOFINING chuyển hóa các dầu thiên nhiên không ăn được (thế hệ thứ hai) thành green diesel, để sử dụng với bất kỳ tỷ lệ pha trộn nào trong các bồn nhiên liệu hiện tại trên thị trường. Do tương tự về thành phần hóa học, green fuel của họ có thể được sử dụng cho bất kỳ phương tiện tăng trữ và vận



Hình 3. Sơ đồ thể hiện các nguồn nguyên liệu chính, các con đường chuyển hóa và các dạng nhiên liệu sinh học



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý sản xuất các loại nhiên liệu drop-in

Bảng 2. Dự báo mức gia tăng tổng sản lượng nhiên liệu sinh học giai đoạn 2010 - 2022

Đơn vị: tỷ gallons

Sản lượng	2010	2015	2022
Ethanol thế hệ 1 và 2	21,7	32,9	46,3
Biodiesel thế hệ 1	4,5	9,0	17,5
Nhiên liệu sinh học từ tảo (thế hệ 3)	0,0	0,3	5,7
Nhiên liệu sinh học thế hệ 4	0,2	3,2	19,0
Tổng	26,4	45,4	88,5

Bảng 3. Dự báo tỷ phần nhiên liệu dầu mỏ được thay thế bởi nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư trong năm 2022

Nhiên liệu sinh học thay thế	Xăng	Diesel	Nhiên liệu phản lực
Nhiên liệu sinh học từ tảo (thế hệ 3)	0,2%	0,6%	2,5%
Nhiên liệu sinh học thế hệ 4	0,2%	2,5%	7,0%
Tổng	0,4%	3,1%	9,5%

Bảng 4. Tỷ phần xăng, diesel và nhiên liệu phản lực được thay thế bởi nhiên liệu sinh học giai đoạn 2010 - 2022

Năm	Xăng		Diesel		Nhiên liệu phản lực	
	Sản lượng, tỷ gallons	%*	Sản lượng, tỷ gallons	%*	Sản lượng, tỷ gallons	%*
2010	14,5	4,3	4,2	1,5	-	-
2015	22,5	6,3	10,0	3,1	1,5	1,5
2022	32,8	8,4	27,7	7,4	10,9	8,9

(*) Sau khi đã hiệu chỉnh theo khả năng sinh nhiệt khác nhau giữa ethanol và xăng

chuyển nào (bồn chứa, đường ống, bơm, xe tải và các loại ô tô, máy bay) mà không cần thay đổi cơ sở hạ tầng hiện có. Sơ đồ nguyên lý sản xuất nhiên liệu drop-in của UOP LLC được trình bày trong Hình 4.

Một trong những ưu việt của nhiên liệu drop-in là có thể được sử dụng cho máy bay. Một số thử nghiệm đã được tiến hành các năm 2008 - 2009 như sau [5]: Air New Zealand (2008, từ nguyên liệu jatropha), Continental (2009, jatropha và tảo), Japan Air (2009, jatropha, tảo và dầu camelina), KLM (2009, dầu camelina).

Nói chung, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư có nhiều ưu điểm so với nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất hoặc thứ hai. Ví dụ, so với biodiesel, drop-in diesel chịu được thời tiết lạnh tốt hơn, nhiệt năng cao hơn, trị số cetane cao hơn và sản phẩm phụ là propane có giá trị kinh tế cao hơn glycerin. Nếu năm 2010 sản lượng nhiên liệu sinh học qua xử lý bằng hydrogen đạt khoảng 228 triệu gallons thì đến năm 2015 có thể đạt 2,3 tỷ gallons [5]. Về giá thành, các nhiên liệu này (khoảng 2,7 USD/gallon) có thể cạnh tranh với nhiên liệu dầu mỏ nếu giá dầu khoảng 130USD/thùng.

Đối với ethanol (thuộc cả hai thế hệ thứ nhất và thứ hai), nếu năm 2010 chiếm 88% tổng sản lượng nhiên liệu sinh học, thì đến năm 2015, khi việc sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư đi vào thương mại hóa, tỷ phần ethanol sẽ giảm dần. Dự báo đến năm 2022, sản lượng nhiên liệu sinh học từ tảo (thế hệ thứ ba) đạt 5,7 tỷ gallons, sản lượng nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư đạt 19 tỷ gallons, tổng sản lượng nhiên liệu sinh học hai thế hệ thứ ba và thứ tư đạt 24,7 tỷ gallons tương ứng với 28% tổng sản lượng nhiên liệu sinh học, còn ethanol cả hai thế hệ chỉ còn 52,3%. Thực tế trong giai đoạn 2010 - 2015, sản lượng ethanol trên thế giới (chủ yếu từ thế hệ thứ nhất, thế hệ thứ hai sản lượng không đáng kể) tăng từ 21,7 tỷ gallons lên 32,9 tỷ gallons, chủ yếu là ở Brazil và một số nước khác. Riêng ở Hoa Kỳ, sản lượng ethanol tăng nhẹ từ 12,5 tỷ gallons lên 15,5 tỷ gallons. Tính theo tỷ phần thay thế nhiên liệu dầu mỏ, từ năm 2010 đến 2022, bioethanol thay thế được 4,3% và 8,4% tương ứng, còn đối với biodiesel con số đó là 1,5% và 7,4% tương ứng. Từ nay đến 2022, các dạng nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư có tỷ lệ tăng trưởng đáng kể, đặc biệt là nhiên liệu phản lực.

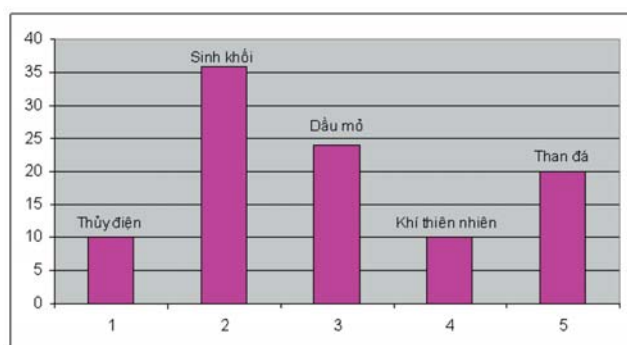
Trong bài viết này, tác giả chỉ đề cập đến các dạng năng lượng tái sinh có nguồn gốc hóa học, các dạng năng lượng khác (như năng lượng mặt trời, năng lượng gió, năng lượng địa nhiệt, năng lượng thủy, năng lượng hạt nhân và nhiệt hạch) đều đang đứng trước những thách thức và lựa chọn khó khăn không kém. Đối với năng lượng tái sinh trên cơ sở chuyển hóa các sinh vật (organisms), thường được gọi là nhiên liệu sinh học, sau mấy thập kỷ

tìm tòi khám phá, có thể đã hé mở những cơ sở đáng tin cậy ban đầu để điều chỉnh hướng đi. Năm 2010, thế giới mới sản xuất được 105 tỷ lít nhiên liệu sinh học, đây là con số khá nhỏ nhưng đã kéo theo nhiều hệ lụy mà trước hết là tạo ra nguy cơ khủng hoảng lương thực. Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai giảm được áp lực về an toàn lương thực (do không sử dụng các sản phẩm ăn được) nhưng vẫn gây ra sự tranh chấp với các cây lương thực về đất, nước, phân bón cũng như ảnh hưởng đến đa dạng sinh học, chưa kể giá thành còn cao.

Nhược điểm lớn nhất làm hạn chế sự mở rộng quy mô sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai (ethanol và biodiesel) ở chỗ chúng là các hợp chất chứa oxygen nên không thể sử dụng với tỷ lệ cao khi pha trộn với các nhiên liệu dầu mỏ hoặc thay thế hoàn toàn nhiên liệu dầu mỏ mà không thay đổi động cơ và cơ sở hạ tầng. Ngay cả khi pha trộn với tỷ lệ thấp (E5, E10, B5, B10), việc sử dụng hỗn hợp nhiên liệu này cũng không phải không kèm theo một số thách thức liên quan đến cơ sở hạ tầng. Trong bối cảnh đó, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư (qua những nghiên cứu và triển khai ban đầu) đã tỏ ra là những nhiên liệu tái tạo có triển vọng để thay thế nhiên liệu từ dầu mỏ, ít nhất là cho giao thông vận tải.

2. Phát triển nhiên liệu sinh học ở Việt Nam

Trong cuốn “Năng lượng cho thế kỷ 21 - Những thách thức và triển vọng”, nhóm tác giả đã trình bày khái quát bức tranh năng lượng của thế giới, trong đó có Việt Nam [13]. Theo thống kê của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (Hoa Kỳ) tháng 5/2012 [14], với tỷ lệ dân số khoảng 70%, cư dân vùng nông thôn Việt Nam tiêu thụ khoảng 60% sinh khối, chiếm 36% tỷ phần năng lượng của cả nước. Sự phân bố tỷ phần các dạng năng lượng được thể hiện trên Hình 5. Sau sinh khối chiếm tỷ phần lớn nhất là đến dầu mỏ (24%), than đá (20%), khí thiên nhiên (11%) và cuối cùng là thủy điện (10%). Như vậy, nguyên nhân chính phát thải khí nhà kính là các dạng sinh khối được tiêu thụ chủ yếu



Hình 5. Sự phân bố các dạng năng lượng được tiêu thụ tại Việt Nam

ở nông thôn. Sẽ tốt biết mấy nếu lượng sinh khối khổng lồ đó được chuyển thành nhiên liệu lỏng như trong các phương án sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư được trình bày phần trên. Đây chính là thách thức, triển vọng và dư địa rộng lớn cho việc sản xuất nhiên liệu sinh học ở Việt Nam trong tương lai.

Về cân bằng cung - cầu dầu khí của Việt Nam, tài liệu [14] cũng đưa ra các số liệu khá sát với thực tế là vào thời điểm hiện nay (2012) cung (sản lượng khai thác trong nước) ngang cầu, nhưng sẽ thiếu hụt trong những năm tiếp theo. Tác giả Vũ Thanh Hà [15] cũng đưa ra số liệu về nhu cầu nhiên liệu xăng và dầu DO đến năm 2025 như sau:

Sản phẩm (triệu tấn)	2010	2015	2022	2025
Xăng	5	6	9	13
DO	9	12	17	24

Mặc dù Việt Nam có nguồn nhiên liệu khoáng khá phong phú và tiềm năng vẫn còn lớn, nhưng tình trạng thiếu nhiên liệu đã được nhìn thấy trong tương lai không xa. Do vậy, việc tìm kiếm các nguồn năng lượng mới, trước hết là năng lượng tái tạo đã được quan tâm, nhất là trong những năm gần đây. Hai dạng năng lượng tái tạo có nhiều ưu thế nhất là năng lượng mặt trời và năng lượng gió, dù còn nhiều thách thức và trở ngại, đã có nhiều thành tựu trong triển khai, nhất là ở những vùng xa xôi, hẻo lánh, biển đảo.

Trong những năm đầu của thế kỷ 21, nhiều tập thể và cá nhân các nhà khoa học ở các trường đại học, viện nghiên cứu, công ty, doanh nghiệp đã tiến hành nghiên cứu các quy trình công nghệ sản xuất bioethanol và biodiesel từ các nguồn nguyên liệu khác nhau, nhất là sản xuất biodiesel từ mỡ cá tra (basa), dầu phế thải và các loại dầu thực vật. Bên cạnh đó, cũng đã có những nghiên cứu sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo. Năm 2007, Chính phủ đã có Quyết định 177/2007/QĐ-TTg phê duyệt Đề án phát triển nhiên liệu sinh học ở Việt Nam và giao Bộ Công Thương chủ trì điều hành chương trình. Đến nay, chương trình đã thu được một số kết quả nhất định. Tuy nhiên, nói chung là tản mạn, mục tiêu thiếu tập trung, quy mô triển khai còn hạn chế, trừ việc sản xuất bioethanol từ sắn có lẽ đã được mở rộng quá nhanh.

Đối với bioethanol, do quy trình sản xuất từ các nguyên liệu khác nhau (ở nước ta chủ yếu là mía và sắn) đã thành truyền thống, nên các nghiên cứu chủ yếu tập trung vào làm khô ethanol và sử dụng ethanol khan với tư cách là chất phối trộn với xăng. Đến nay các sản phẩm

E5 (và cả E10 nếu được phép) đã sẵn sàng cho thị trường tiêu thụ xăng. Tuy nhiên, khó khăn của việc mở rộng thị trường lại nằm ở khâu logistics (tàng trữ, vận chuyển, phân phối). Theo tác giả Võ Thị Hạnh (Viện Sinh học Nhiệt đới) [16], công suất sản xuất bioethanol của Việt Nam trong năm 2011 đã lên tới hàng trăm triệu lít/năm, trong đó sản lượng ethanol của 10 nhà máy đi từ đường khoảng 70 triệu lít/năm, còn lại là sản lượng của các nhà máy đi từ nguyên liệu sẵn lát.

Trong bài đăng trên Tạp chí Hoạt động Khoa học (số tháng 10/2012), tác giả Nguyễn Phú Cường (Bộ Công Thương) cả nước có 5 nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu từ sắn đã đi vào hoạt động với công suất thiết kế khoảng 455 triệu lít/năm. Đó là: Công ty CP Đồng Xanh (Quảng Nam) công suất 125 triệu lít/năm; Công ty CP Nhiên liệu Sinh học miền Trung (Quảng Ngãi) công suất 100 triệu lít/năm; Công ty TNHH Tùng Lâm (Đồng Nai) công suất 75 triệu lít/năm; Công ty TNHH Đại Việt và Nhà máy ở Đắk Tô (chỉ sản xuất được ethanol 96%). Ngoài ra, hiện còn hai nhà máy sản xuất ethanol từ sắn công suất 100 triệu lít/năm là liên doanh của Petrovietnam với các đối tác ở Phú Thọ và Bình Phước. Thực tế, trong ba nhà máy có sự tham gia của Petrovietnam thì hai nhà máy ở Quảng Ngãi và Bình Phước đã đi vào sản xuất nhưng không chạy hết công suất vì nhiều lý do khách quan và chủ quan còn nhà máy ở Phú Thọ thì việc xây dựng chưa hoàn tất.

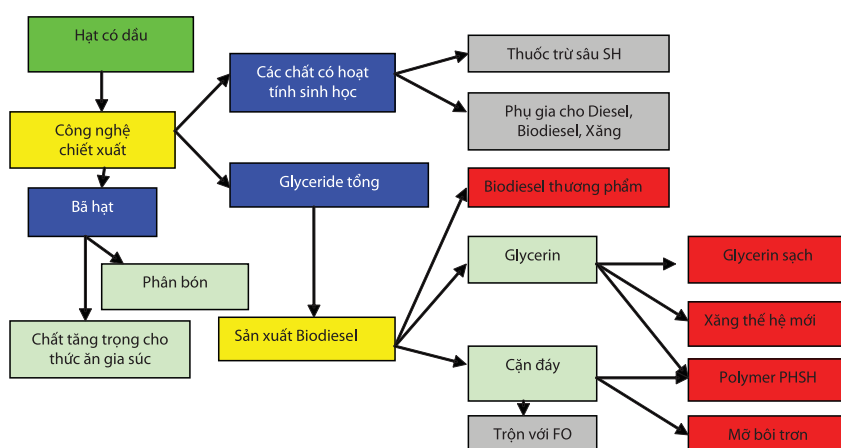
Cũng theo tác giả Nguyễn Phú Cường, còn có nhà máy cồn sinh học Việt - Nhật đang được xây dựng. Nếu tất cả các nhà máy sản xuất bioethanol đều đi vào sản xuất bình thường vào cuối năm 2012, không kể sản lượng của các nhà máy đường, sản lượng ethanol hàng năm có thể đạt trên 700 triệu lít, đủ để pha trộn thành ít nhất 11 triệu tấn xăng E5 hoặc 5,8 triệu tấn xăng E10. Con số này đã vượt quá dự báo được tác giả [15] đưa ra ở trên. Đáng lo ngại hơn nữa, một số tỉnh đã phê duyệt đầu tư và đang tiến hành xây dựng thêm 5 nhà máy sản xuất ethanol (có kèm theo các sản phẩm khác) công suất khoảng 300 triệu lít/năm. Không hiểu với sản lượng dư thừa (so với khả năng tiêu thụ tối đa trong nước) thì bài toán kinh tế - thương mại sẽ được giải quyết như thế nào để không bị lỗ. Đầu phải hể xăng E5 được pháp luật cho phép sử dụng thì cứ thế mà sản xuất cho đủ số lượng theo tính toán. Công việc quan trọng có tính quyết định là làm thế nào để đưa được xăng E5 đến từng đối tượng sử dụng. Ở các thành phố lớn phải phát triển hệ thống phân phối riêng, thì ở các vùng nông thôn, đặc biệt là vùng xa đô thị, việc đưa xăng sinh học đến đối tượng sử dụng lại càng khó khăn hơn nhiều. Như đã thấy ở trên [5], việc đầu tư cho khâu phân phối

xăng E5 và E10 khá tốn kém, chưa nói đến tâm lý và thói quen của người tiêu dùng và cả người phân phối là một rào cản không nhỏ.

Đối với biodiesel, Việt Nam chưa có những nhà máy sản xuất quy mô đáng kể. Hai nguồn nguyên liệu chính để sản xuất biodiesel là mỡ cá tra và dầu thực vật. Ngoài ra, dầu ăn phế thải cũng là nguồn nguyên liệu đáng kể và đã được sử dụng trong một số công trình sản xuất biodiesel với quy mô nhỏ. Tổng quan về nghiên cứu chế tạo biodiesel từ mỡ cá cá tra đã được tác giả Lê Thị Thanh Hương trình bày trong một báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Tp. Hồ Chí Minh [17]. Hiện chỉ mới có một dây chuyền sản xuất biodiesel quy mô 10.000 tấn/năm tại Agifish An Giang đi vào sản xuất. Theo tác giả [17], sản lượng cá tra ở Đồng bằng sông Cửu Long năm 2011 đạt 1,2 triệu tấn có thể cho 240.000 tấn mỡ cá. Trong tương lai, sản lượng cá tra còn tiếp tục tăng lên thì nguồn nguyên liệu cho sản xuất biodiesel càng dồi dào. Tuy nhiên, việc sản xuất biodiesel cũng đang phải đối mặt với không ít thách thức, trong đó có công nghệ, tính cạnh tranh (hiện nay giá mỡ cá tra khá cao, không ổn định nên không bảo đảm tính khả thi để sản xuất biodiesel) và vấn đề sử dụng sản phẩm phụ glycerol.

Các nghiên cứu sử dụng dầu thực vật để sản xuất biodiesel đã được tác giả Hồ Sơn Lâm tóm lược trong báo cáo trình bày tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học [18]. Tác giả và các cộng sự tại Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng (Tp. Hồ Chí Minh) đã nghiên cứu các loại dầu thực vật khác nhau và kết luận rất đáng quan tâm là không thể sản xuất biodiesel như là sản phẩm duy nhất mà quá trình công nghệ phải tạo ra được đa dạng sản phẩm và không bã thải. Nguyên liệu ban đầu không đóng vai trò quan trọng mà công nghệ mới có ý nghĩa quyết định giá thành sản phẩm và tính cạnh tranh của sản phẩm tạo ra. Như vậy, trong khi có nhiều loại dầu thực vật không ăn được thì hãy sử dụng hiệu quả, không cần phải trồng thêm các loại cây khác như dự án trồng hàng chục nghìn ha cây jatropa đang là chủ đề tranh luận chưa có hồi kết. Việc vội vàng triển khai trồng cây jatropa trong một số đề tài và dự án cũng là một bước đi chưa được cân nhắc thỏa đáng.

Tác giả [18] cho rằng, "sản xuất biodiesel từ dầu thực vật Việt Nam không thuần túy là tạo ra nhiên liệu mới, mà là một chu trình sử dụng hợp lý nguồn tài nguyên thiên nhiên, là biện pháp nuôi dưỡng, bảo vệ môi trường tự nhiên, là phương cách nâng cao hiệu quả kinh tế của sản phẩm nông nghiệp, góp phần xóa đói giảm nghèo, tạo công ăn việc làm một cách bền vững cho cư dân sống



Hình 6. Sơ đồ nguyên tắc quá trình sản xuất biodiesel không bã thải

ở những vùng khó khăn". Trên cơ sở các kết quả thực nghiệm, tác giả đã đưa ra sơ đồ cho quy trình công nghệ không bã thải cho quá trình sản xuất biodiesel và các sản phẩm "phụ" như trên Hình 6. Trong sơ đồ này có công đoạn sản xuất xăng thế hệ mới từ glycerin. Đối chiếu với quy trình ECOFINING của UOP LLC ở trên có thể thấy đây là giải pháp rất tiến bộ, kết nối việc sản xuất biodiesel thế hệ thứ nhất và thứ hai với thế hệ thứ tư.

Như vậy, hai nhánh của nhiên liệu sinh học ở Việt Nam đều được phát triển nhưng không cân xứng. Bioethanol đã đi một bước khá xa, còn biodiesel thì vẫn đang còn trong giai đoạn thăm dò để tìm hướng đi. Hầu hết các nghiên cứu và thử nghiệm trong lĩnh vực nhiên liệu sinh học đều tập trung vào các nhiên liệu thế hệ thứ nhất và thứ hai. Có lẽ nghiên cứu đầu tiên về nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba của Trường Đại học Nông Lâm Tp. Hồ Chí Minh (Báo Thanh niên ngày 12/9/2012), theo đó, các thí nghiệm đã chứng tỏ việc nuôi tảo có khả năng vừa sản xuất biodiesel, vừa giảm thiểu phát thải carbon dioxide.

Nhược điểm đầu tiên của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất là cạnh tranh với lương thực về nhiều phương diện. Ở quy mô quốc gia, có thể chúng ta chưa nhìn thấy rõ nhược điểm này, nhưng nhìn về tương lai, đây cũng là điều cần cân nhắc. Đồng thời, cần tính toán kỹ bởi bioethanol và biodiesel dù được sản xuất từ nguyên liệu nào, cũng đều là các sản phẩm chứa oxygen, không phải là những nhiên liệu "drop-in". Nếu sử dụng nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai, đặc biệt là ethanol, thì tỷ lệ pha trộn 10% với sản phẩm dầu mỏ là giới hạn cuối cùng nếu không muốn cải tạo động cơ; còn máy bay thì không thể sử dụng được. Theo tài liệu tham khảo [12], việc thử nghiệm nhiên liệu drop-in cho các máy bay hiện đại đã chứng tỏ loại nhiên liệu này hoàn toàn đáp ứng các yêu cầu của nhiên liệu phản lực. Ngoài ra, những thay đổi về hệ thống vận chuyển và phân phối cũng là vấn đề khó giải

quyết nếu mở rộng quy mô phân phối.

Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai, mặc dù ít cạnh tranh hơn với sản xuất lương thực, vẫn là loại nhiên liệu chứa oxygen, do đó, cũng bị hạn chế trong sử dụng như nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất. Quan điểm của UOP LLC là không ủng hộ loại nhiên liệu sinh học này nữa [10 - 12]. Theo phân tích trong công trình khảo cứu với sự tham gia của hàng loạt các công ty nhiên liệu hàng đầu thế giới [5], thế giới cần theo đuổi nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba

và thứ tư (nhất là thế hệ thứ tư) với tiềm năng nguyên liệu đa dạng và to lớn, đồng thời sản phẩm đồng nhất với sản phẩm dầu mỏ. So với sản phẩm dầu mỏ, tính ưu việt của loại nhiên liệu sinh học này thể hiện ở chỗ có thể tiêu thụ được một phần carbon dioxide do chính nó tạo ra. Thực ra, theo nguyên tắc cân bằng vật chất, không còn carbon thừa trong chu trình khép kín bao gồm quá trình quang hợp hấp thu nó và quá trình đốt cháy tạo ra.

Trong thế giới mở như hiện nay, cân bằng năng lượng toàn cầu cũng có vai trò quan trọng đối với từng quốc gia, trong đó có Việt Nam. Vì vậy, trong tính toán nhu cầu các dạng năng lượng hóa thạch, không thể không tính đến bức tranh toàn cầu. Hiện nay các chủ đầu tư nhà máy điện đang tìm cách nhập khẩu than, còn Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas) thì đang tìm nguồn khí thiên nhiên để nhập khẩu thêm, bù cho lượng khí thiếu hụt trong nước. Do đó, việc phát triển các dạng năng lượng khác, kể cả năng lượng nguyên tử, đều phải được đặt lên bàn cân.

Phát triển những dạng năng lượng nào, đặc biệt là thứ tự ưu tiên như thế nào, lại là vấn đề không đơn giản. Nhiên liệu sinh học chắc chắn sẽ phải đóng vai trò nhất định trong cân bằng năng lượng quốc gia, nhưng như thế không có nghĩa là có thể phát triển tùy tiện, thiếu cân nhắc. Việt Nam đã đi sau một số nước, đó là một lợi thế nhất là trong bối cảnh nền kinh tế - xã hội còn kém phát triển. Tuy nhiên, việc phát triển ồ ạt các nhà máy sản xuất ethanol như hiện nay có thể coi là một bước đi vội vàng, chưa tính hết đến các thông số của bài toán có nhiều ẩn số. Hay việc đưa ra những quyết sách về cây jatropha cũng chưa được tính toán kỹ. Việt Nam có thể mạnh để phát triển nhiên liệu sinh học, nhưng một quyết sách chưa chuẩn có thể dẫn đến những hệ quả khó khắc phục.

Trong bối cảnh hội nhập toàn cầu, tư duy phát triển

kinh tế nói chung và phát triển nhiên liệu sinh học nói riêng cần phải thay đổi. Trong những năm qua nước ta đã phát triển không ít những ngành sản xuất thiếu tính cạnh tranh như sắt thép, mía đường, xi măng... và bây giờ là ethanol. Không quá kỳ vọng vào sự trợ giá của nhà nước là một trong những tiêu chí được các công ty sản xuất nhiên liệu sinh học trên thế giới đặt ra. Sự trợ giá chỉ nên được đặt ra trong nội bộ các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh, nghĩa là muốn phát triển một sản phẩm mới thì phải tính đến khả năng bù lỗ đến khi giá thành sản phẩm có thể hạ xuống mức thị trường chấp nhận. Sự hỗ trợ của nhà nước, nếu có, cũng chỉ là ở giai đoạn khởi đầu và có giới hạn nhất định cả về thời gian lẫn mức độ.

Ở Việt Nam, các dạng năng lượng tái tạo cần được nghiên cứu để phát triển, nhưng việc phát triển phải dựa trên những tiêu chí nghiêm ngặt, trong đó tiêu chí tiên quyết là tính hiệu quả. Không nên làm theo các nước một cách cứng nhắc, mà phải tính toán rất cụ thể những yếu tố liên quan. Theo tác giả, hướng bioethanol đang cần những biện pháp khắc phục sự lệch lạc và quá đà. Không nên sản xuất thêm nữa mà phải tìm cách tiêu thụ bioethanol với giá thấp nhất. Quy trình công nghệ phải được nghiên cứu để nâng cao hiệu quả kinh tế của quá trình sản xuất để có thêm các sản phẩm phụ. Cũng có thể đặt mục tiêu sản xuất một số hóa phẩm từ ethanol nếu khả thi. Sản xuất biodiesel cũng vậy, phải tính đến hiệu quả kinh tế; có thể tiếp tục phát triển trên cơ sở nguồn nguyên liệu có sẵn (ví dụ mỡ cá tra, dầu thực vật) nhưng phải tính đến tính cạnh tranh của sản phẩm. Để có một hướng đi đúng đắn, phù hợp với điều kiện Việt Nam, cần khảo sát và phân tích kỹ và hết sức khách quan kinh nghiệm của các quốc gia và các công ty xuyên quốc gia.

Tài liệu tham khảo

1. REN21. *Renewables 2011: Global status report*. www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/GSR2011_Master18.pdf. 2011: p.13 - 18.
2. OPEC. *OPEC share of world oil reserves 2010*. www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm. 2011.
3. Worldwatch Institute. *Biofuels make a comeback despite tough economy*. www.worldwatch.org. 31/8/2011.
4. IEA says biofuels can displace 27% of transportation fuels by 2050 Washington. Platts. 20/4/2011.
5. Joshua Kagan. *Green tech market research, third and fourth generations biofuels*. Technologies, market & economics through 2015. 3/6/2010.
6. D.Chaumont. *Biotechnology of algal biomass production: A review of systems for outdoor mass culture*. J. Applied Phycology. 1993; 5: p. 593 - 604.
7. A.S.Carlsson, J.B.Van Beilen, R.Moller, D.Clayton, Micro and Macroalgae. *Utility of industrial applications, 1st ed*. Newbury: CPL Press, 2007.
8. O.Pulz. *Photobioreactors: Production systems for phototrophic microorganisms*. Applied microbiology and biotechnology. 2001; 57: p. 287 - 293.
9. B.Wang, Y.Li, N.Wu, C.Lan. *CO₂ Bio-mitigation using microalgae*. Applied microbiology and biotechnology. 2008; 79: p. 707 - 718.
10. www.uop.com. Processing solutions biofuels. *UOP's refining technology makes real alternative fuels from various biofeedstocks*. Báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Hà Nội. 26/10/2011.
11. www.uop.com. Processing solutions. *UOP technologies to produce fuels and chemicals from renewable sources*. Báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Hà Nội. 26/10/2011.
12. Ajan Ray (PTP): *A proven pathway to renewable liquid fuels*; Claudio Antonio Bertilli: *Biofuels: unlocking the potential*. Báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Hà Nội. 26/10/2011.
13. Hồ Sĩ Thoảng, Trần Mạnh Trí. *Năng lượng cho thế kỷ 21 - Những thách thức và triển vọng*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2009.
14. US Energy Information Administration. *Independent statistics & analysis*. Last update 9/5/2012.
15. Vũ Thanh Hà. *Workshop energy & environment partnership - Mekong*. Vientiane. 26 - 27/10/2010.
16. Võ Thị Hạnh. Báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Hà Nội, 26/10/2011.
17. Lê Thị Thanh Hương. *Biodiesel từ mỡ cá tra - Hiện trạng và giải pháp*. Hội thảo "Nhiên liệu sinh học - Hiện tại và tương lai. Tp. Hồ Chí Minh. 26/4/2012.
18. Hồ Sơn Lâm. Báo cáo tại Hội thảo về nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Hà Nội. 26/10/2011.



CÔNG NGHỆ MỚI

trong thăm dò, khai thác, vận chuyển dầu khí

Trong lĩnh vực thăm dò địa vật lý biển và khai thác - vận chuyển dầu khí, các khó khăn, thách thức đã trở thành động lực giúp khoa học - kỹ thuật - công nghệ phát triển với tốc độ cao. Bài viết này giới thiệu một số thành tựu về công nghệ thu nổ địa chấn đa phương vị của CGGVeritas và một số tiến bộ kỹ thuật trong khai thác - vận chuyển dầu khí ở những công ty nhỏ của Mỹ. Hy vọng qua đây bạn đọc tiếp cận được một số công nghệ, kỹ thuật mới và quan trọng hơn là rút được bài học làm thế nào để các công ty nhỏ (cách đây 10 năm không có tiếng tăm), nay đã đứng vào danh sách các công ty hàng đầu của ngành dầu khí thế giới.

Công nghệ địa chấn mới của CGG Veritas

Để hình ảnh trong lòng đất rõ hơn, Công ty Địa vật lý CGGVeritas (Na Uy) áp dụng công nghệ thu nổ, xử lý mới trên khu vực Keathley Canyon, vịnh Mexico, phần thuộc Mỹ. Đây là công nghệ địa chấn 3D, phủ bội, mang tên IBALT, thăm dò trên 221 lô (5.150km²), sử dụng đồng thời 5 - 6 tàu địa chấn và dùng phương pháp thu nổ phương vị rộng (wide azimuth). Dự báo, công nghệ này sẽ được ngành dầu khí sử dụng nhiều trong thời gian tới, mặc dù khá đắt tiền. Bù lại, khách hàng sẽ có những lát cắt, bản đồ địa chấn chất lượng cao, chi tiết hơn so với việc sử dụng các phương pháp phổ biến hiện nay, do đó giảm rủi ro trong việc chọn vị trí giếng khoan phát triển, cũng tức là giảm chi phí khoan cũng như giảm tổng chi phí thăm dò với công nghệ này, CGGVeritas đã chứng minh rằng họ là một trong các công ty địa vật lý hàng đầu, cạnh tranh với Western Geco và Petroleum Geo-Service (PGS) - những công ty nổi tiếng trong ngành dầu khí biển đang sở hữu công nghệ địa chấn phương vị rộng.

Để án này được xem là bước khởi đầu của đội tàu StagSeis, một đối thủ trong cuộc chạy đua thăm dò địa chấn trong các môi trường địa chất phức tạp, như cấu tạo dưới muối ở các vùng biển Bắc Mỹ, Nam Mỹ. Theo ông Jean - George Malcor - CEO của CGGVeritas, "CGGVeritas luôn đứng hàng đầu trong công cuộc sáng tạo và áp dụng

các công nghệ địa chấn tiến bộ ở vịnh Mexico". Sau khi áp dụng phương pháp phương vị rộng này lần đầu tiên ở vịnh Mexico cách đây 5 năm, CGGVeritas đã tự tin mở rộng địa bàn hoạt động ra nhiều nơi khác. Sự khác biệt lớn nhất của IBALT là sử dụng tàu địa chấn 2 chức năng (dual), offset (cửa sổ) dài nhất hiện nay, có thể đến 20km, tạo độ phủ tất cả các phương vị trong phạm vi 10km cho nên nó có thể trở thành thách thức trực tiếp đối với kỹ thuật Coil Shooting (bắn xoắn) của Western Geco trong hệ thu dữ liệu Q-Marine với offset dài 14km. Coil Shooting được thiết kế để mở rộng khả năng thăm dò phương vị rộng, phục vụ nhiều khách hàng, dùng chỉ một tàu chạy trên nhiều vùng chồng lấp nhau theo các vòng tròn liên tục.

Hiện nay, trên thị trường đã có một kỹ thuật mới, gọi là Multivessel dual - coil shooting (bắn xoắn, dùng nhiều tàu địa chấn 2 chức năng - vừa phát sóng vừa thu sóng - cùng một lúc). Tàu chạy theo vòng tròn có nghĩa là tạo điều kiện thu - nổ theo nhiều phương vị, nhiều offset hơn là phương thức chạy theo các tuyến song song như từ trước đến nay vẫn làm. Ngoài ra, phương thức chạy vòng tròn không tạo ra thời gian phi sản xuất như khi chuyển từ tuyến này sang tuyến khác trong phương thức tàu chạy theo tuyến song song. CGGVeritas cho rằng, với cách tiếp cận thông qua kết hợp công nghệ StagSeis với BroadSeis thì công nghệ mới của họ có thể cung cấp hình ảnh đầy đủ theo các phương vị khác nhau mà khách hàng mong

muốn và số liệu thu được cũng được xử lý dễ dàng hơn kỹ thuật Coil shooting. CGGVeritas đang cải tiến để hoàn thiện một số kênh ghi nhanh trong máy ghi sóng và hy vọng sẽ trình bày trong Hội thảo của Hội Địa vật lý thăm dò (SEG) tại Las Vegas vào tháng 11/2012.

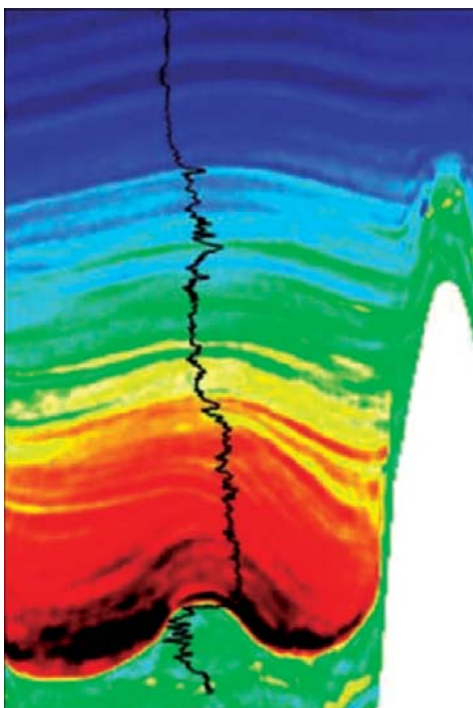
StagSeis đã được công nhận là một công nghệ tiên bộ được CGGVeritas và Sercel (công ty sản xuất thiết bị địa vật lý, thành viên của CGG Veritas) sáng tạo. Công nghệ BroadSeis (băng ghi rộng, nhiều tần số) do họ đưa ra cách đây 2 năm cũng được gộp vào công nghệ StagSeis. Với độ tin cậy/chính xác cao, số liệu tần số thấp cho phép nâng cao độ xâm nhập sâu của sóng để làm rõ hình ảnh các đối tượng ở sâu cũng như tạo ra sự ổn định trong kỹ thuật nghịch đảo tín hiệu sóng. Một lợi ích bất ngờ, không có chủ ý trong thiết kế của các kỹ thuật băng rộng là các công ty dầu khí có thể mở rộng/kéo dài của sổ thời tiết thu sóng khi thực hành ngoài thực địa bởi vì streamers (dây máy thu) được lai dắt chìm ở độ sâu nhỏ hơn kết cấu thiết bị truyền thống, do đó ít bị hư hỏng do các điều kiện nước biển thay đổi theo mùa hay thời tiết gây ra [3].

PGS đưa ra ứng dụng công nghệ băng rộng lần đầu vào năm 2007 và hiện nay trên thị trường địa vật lý biển đã có hệ thống Geostreamer GS băng rộng với streamer kép (dual streamer) cùng nguồn kép chuyên biệt (special dual-source). Từ "kép" dùng ở đây được hiểu là nguồn phát

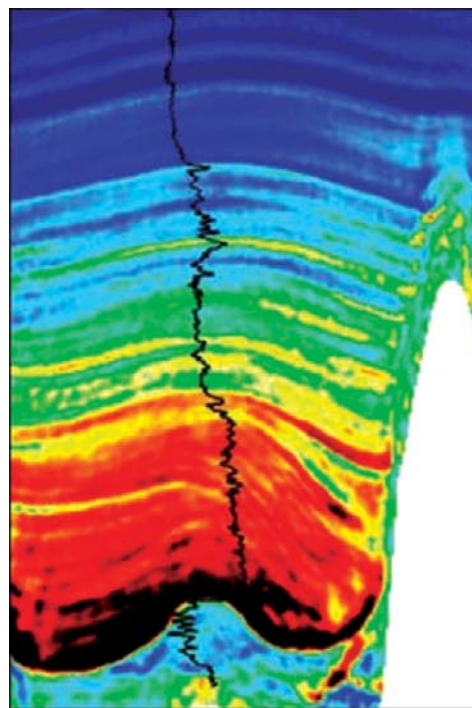
sóng (source) cũng như máy thu sóng được thiết kế đặt đồng thời ở 2 hoặc nhiều độ sâu khác nhau so với mặt nước biển tại điểm khảo sát. Điều đó nói lên rằng công cụ này có thể thu được hình ảnh với độ phân giải cao, loại trừ được các nhiễu dưới dạng "tín hiệu ma (ghosts)" của máy thu lẫn nguồn (mặt nước biển tác động như một mặt gương âm học hoàn hảo nên gây ra tín hiệu ma không thể thoát trong số liệu ghi sóng địa chấn thông thường) cũng như loại trừ sự hạn chế của ngưỡng thu sóng nhờ sử dụng dải tần số rộng. Tại vị trí nguồn đối với mỗi lần bắn, một phản xạ muộn về thời gian từ mặt biển làm kéo dài quá trình trường sóng đàn hồi do vụ nổ gây ra truyền trực tiếp vào lòng đất. Điều đó hủy diệt cả thông tin tần số thấp lẫn tần số cao. Tương tự, tại vị trí mỗi một máy thu dọc theo streamer, một phản xạ muộn từ mặt biển sẽ giao thoa với sóng phản xạ có ích. Bản chất của sự giao thoa giữa trường sóng "sơ cấp" (primary) và trường sóng "ma" thay đổi theo độ sâu của vị trí nguồn (đối với nguồn ma - source ghost) hoặc độ chìm (sâu) của streamer (đối với máy thu ma - receiver ghost). Về phần máy thu "ma", đối với độ chìm sâu đã cho bất kỳ của streamer, biên độ của một số tần số sẽ bị cắt bỏ hoàn toàn tại sensor ghi sóng ("notches" - biên độ tần số bị cắt), còn biên độ của các tần số khác lại sẽ được tăng gấp đôi ("peaks" - đỉnh). Nói chung, các tần số "đỉnh" xê dịch về phía các giá trị thấp khi tăng độ chìm sâu của streamer và ngược lại. Hiện tượng "máy thu ma" luôn

là vấn đề/khó khăn đối với streamer gắn hydrophone cả về phương diện địa vật lý lẫn thực hành triển khai trên thực địa.

Về cơ bản, công nghệ băng tần số rộng cho phép thu được các sóng con (wavelets) có hình hài rõ ràng, nổi bật nhất nên điều đó đáp ứng được yêu cầu trong việc thu hình ảnh của những đối tượng hình thành ở môi trường nước nông như các lớp mỏng, các bẫy nhỏ trong đá trầm tích, đòi hỏi phải có độ phân giải cao cả ở những tần số thấp lẫn tần số cao mới có thể nhận diện chính xác được. Cách tiếp cận của PGS dựa vào



Hình 1. Lát cắt địa chấn thu được trên cấu tạo chứa diapira muối bằng công nghệ địa chấn thông dụng [3]



Hình 2. Lát cắt địa chấn thu được trên cấu tạo chứa diapira muối bằng công nghệ của Veritas

bằng tần số rộng đặt nặng vào chiến thuật thu sóng, nhất là dùng các streamers kép lại kéo ở những độ sâu khác nhau cũng như các nguồn tạo sóng kép và bảo toàn các đặc điểm của tín hiệu thu trong quá trình xử lý số liệu thực địa [1, 2].

Lựa chọn có ý nghĩa

Công nghệ BroadSeis có sức hấp dẫn lớn trên thị trường dịch vụ địa vật lý với khoảng 42.000km² địa chấn 3D đã được thu nổ hoặc đang tiến hành trên toàn thế giới. Trong số đó, khoảng 1/3 khối lượng thuộc về các đề án địa chấn không độc quyền (hoặc còn gọi là đề án đa khách hàng). Nhờ cơ chế bán sản phẩm thu được trên cùng một diện tích thăm dò cho nhiều người nên giá bán có thể hạ thấp đến mức thị trường chấp nhận được, trong khi công ty địa vật lý vẫn có lãi mặc dù chi phí đầu tư để có sản phẩm đó cao hơn rất nhiều so với đề án chỉ phục vụ cho một khách hàng. Tuy nhiên, Công ty Địa vật lý rất nhạy cảm đối với trách nhiệm trong việc chọn giải pháp công nghệ dựa trên nghệ thuật “hộp đen” trong xử lý số liệu (tức là tuyệt đối giữ bí mật, không chuyển giao nguyên lý công nghệ nổi trội ra ngoài). Vì thế, chỉ có các đại gia dầu khí có vốn lớn để đầu tư nghiên cứu tài nguyên mới đủ sức thuê riêng công nghệ hiện đại này.

CGGVeritas mong muốn, công nghệ của họ được hiểu rằng giải pháp BroadSeis thực ra là một gói số liệu địa chấn 3D và 4D đầy đủ, thu được từ thiết bị phát - thu lại dặt theo độ sâu biến thiên. WesternGeco gần đây đã dùng cách tiếp cận này cùng với việc đưa vào sử dụng ObliQslant streamer (streamer nghiêng). CGGVeritas cho rằng, yếu tố chủ yếu trong hệ công nghệ của mình là dùng các streamer Sentinel cứng do Sercel sản xuất và được dùng rộng rãi trong ngành dầu khí bởi nhiều công ty địa vật lý (ngoại trừ PGS và WesternGeco có thiết bị riêng của họ). Streamer cứng cung cấp tần số thấp mong muốn và nhiễu thấp cũng như khả năng có thể được lai dặt ở độ sâu nước biển lớn hơn các quy định chuẩn của ngành dầu khí. Công nghệ điện tử thế hệ mới cho phép ghi số liệu thấp đến 2Hz, mở rộng thêm 1 - 2 octaves cho miền kết thúc tần số thấp của phổ, nơi tồn tại thách thức trong phép ghi tín hiệu có ích chính xác hơn so với nhiễu ở miền tần số này. Việc kết hợp thu sóng bằng thủy địa chấn ký (hydrophone) tần số thấp và giảm nhiễu do streamer cứng đưa lại là rất cơ bản đối với giải pháp dải băng rộng (broadband solution) [3].

Trong một bài báo trước đây, CGGVeritas mô tả “ghost notch” thay đổi như thế nào khi gắn hydrophone

tần số thấp này dọc theo dây cáp và “tính đa dạng của notch” được khai thác như thế nào để loại bỏ nhiễu “ma” cũng như trong kỹ thuật hiển thị hình ảnh. Sóng con thu được cả cho tỷ số tín hiệu/nhiều cao và cho độ rộng tối đa của băng tần, giúp cho các hình ảnh rõ ràng hơn về hình thể các đối tượng ở nhiều độ sâu khác nhau trong lòng đất. Tính đa dạng của độ sâu của streamer, hình dạng của cáp và sự đa dạng của “streamer ghost notch” có thể được điều chỉnh cho các mục tiêu khác nhau sao cho tính đa dạng của notch và phổ đầu ra được tối ưu hóa cho mỗi đề án nghiên cứu/thăm dò. Hình dạng của cáp được thiết kế phù hợp với độ sâu mức nước, độ sâu đối tượng nghiên cứu và lát cắt tốc độ truyền sóng trong diện tích nghiên cứu.

CGGVeritas đang đưa BroadSource, một nguồn tạo sóng nhiễu tầng được đồng bộ hóa (synchronized multi-level source) kết hợp với nâng cấp các thuật toán xử lý để loại nhiễu “ma” của nguồn. Điều này có nghĩa là cung cấp các tần số thấp cùng loại cho nguồn sóng lai dặt chìm sâu trong nước thông thường, mở rộng phổ trong miền tần số cao để cho độ phân giải tốt hơn và làm rõ hơn hình ảnh của các tầng đất dưới sâu.

Theo CGGVeritas, cải tiến có ý nghĩa nhất trên số liệu BroadSeis cùng với BroadSource là loại bỏ “source ghost” và tăng các tần số cao. Bởi BroadSeis đã cung cấp các tần số thấp khi dùng một nguồn tạo sóng quy ước nên nguồn đa cấp chỉ cần giúp nâng thêm độ rộng của dải tần số thấp ở mức tối thiểu. Công ty này cho biết, khi sử dụng BroadSeis, các nguồn sóng đã có thể phát các tín hiệu có tần số thấp hơn 3Hz. Đồng thời với việc một nguồn băng tần rộng được triển khai ở mực nước sâu, lúc đó tần số sóng được nâng lên trong khoảng 7 - 20Hz, điều này rất có ích cho việc làm rõ hình ảnh các lớp đá nằm dưới lớp bazalt hoặc dưới muối.

Một phần không tách rời của phương pháp thu sóng địa chấn biển của CGGVeritas là bộ thiết bị có chức năng rải liên tục xuống nước các máy Nautilus của Sercel, một công cụ để quản lý định vị âm học, kiểm soát độ sâu và lái tự động (định vị tự động) dây cáp thu sóng kết hợp lại thành một bộ thiết bị khảo sát tích hợp. Nói cách khác, Nautilus điều chỉnh việc triển khai tự động nguồn sóng, máy thu sóng để phủ 3D tốt nhất khu vực nghiên cứu/thăm dò và cung cấp khả năng lặp lại các thông số 4D được nâng cấp bằng cách kết hợp máy này với các dây cáp thu (bố trí như hình lông chim) giúp điều chỉnh độ lệch hướng, kiểm soát độ sâu và điều khiển phương vị của thiết bị thu phát sóng chính xác hơn nữa, nhằm phục vụ



Hình 3. Tàu địa chấn Ocean Sirius [3]

cho công tác xác định sơ bộ các vị trí nghiên cứu/thăm dò. Ngoài ra, nhà thiết kế còn sử dụng giải pháp kiểm kê streamer để phát hiện và điều chỉnh độ lệch hướng lớn của cáp thu không được dự kiến trước. Ví dụ, độ lệch hướng do các dòng biển mạnh gây ra cũng như sử dụng phần mềm nội suy thông minh để nâng cao độ chính xác trong việc xác định vị trí máy thu trên hiện trường trong quá trình xử lý số liệu.

Lợi ích của công nghệ mới này là giảm đáng kể sự cần thiết phải đan thêm tuyến khảo sát hoặc phải thu nổ lại khi xảy ra trường hợp số liệu thu được ở một đoạn tuyến nào đó không đủ hoặc chất lượng kém vì các khiếm khuyết này có thể được khắc phục bằng cách sử dụng số liệu tốt của các điểm đo khác theo các phương vị khác thay vào và điều này mang lại giá trị kinh tế lớn nhờ tiết kiệm thời gian, công sức cũng như có số liệu sớm cho các hoạt động thăm dò tiếp theo. CGGVeritas cho rằng, từ một công ty nhỏ nhưng với việc sử dụng IBALT BroadSeis, họ đang vượt lên cái bóng của WesternGeco và PGS trên thị trường thế giới trong lĩnh vực thăm dò địa chấn biển, dù rằng trong cuộc cạnh tranh này, con đường dẫn đến chiến thắng còn rất nhiều cam go.

Trong các năm cuối thế kỷ XX, CGG chỉ là một công ty nhỏ, chiếm thị phần khiêm tốn trong thị trường địa chấn biển. Các tên tuổi nắm giữ thị trường thế giới giai đoạn đó là Western Atlas, GecoPrakla và PGS. Tuy nhiên, CGG đã có cái nhìn toàn diện để chuẩn bị cho phát triển tương lai, thể hiện trong cơ cấu tổ chức với 3 bộ phận gắn kết nhau: bộ phận nghiên cứu - xử lý số liệu (Trung tâm Massy), Công ty sản xuất máy móc thiết bị (Sercel) và bộ phận thi công thực địa (các tàu địa chấn). Về nhân sự, CGG chọn người rất kỹ, hầu hết là các sinh viên giỏi tốt nghiệp các trường đại học Pháp (khoa toán, lý, điện tử, địa chất) và được công ty cấp lương (lớn hơn học bổng thông thường) để học tiếp ngành địa vật lý ở Viện Dầu khí Pháp, sau đó đều trở thành các kỹ sư có tài năng. Về cơ sở vật chất,

CGG mua tàu biển hiện đại nhất của Aker Maritime (Nauy), Sercel mua lại các công ty chuyên sản xuất máy địa vật lý (như Syntron, Soderia, Multiwave Geophysical) để nhanh chóng tăng tiềm lực kỹ thuật. Năm 2006, CGG hợp nhất với Veritas DGC (Nauy), trở thành CGGVeritas. Nhờ có tiềm lực tài chính mới, CGGVeritas trang bị một hạm đội tàu lớn, đủ sức thực hiện các dự án lớn để có thể tham

gia cạnh tranh trên thị trường thế giới. Năm 2009, họ mua thêm Công ty Địa vật lý biển Wavefield Inseis (Nauy).

Hiện nay, CGGVeritas đang đặt mục tiêu trở thành công ty địa vật lý biển lớn nhất thế giới. Tuy nhiên, CGGVeritas cũng đang đứng trước nhiều khó khăn vì hệ số nợ/tài sản lên đến 37 - 39% và con số này khó giảm trong điều kiện kinh tế toàn cầu suy thoái. Mặc dù vậy, CGGVeritas vẫn đầu tư 1 tỷ USD để nâng cấp đội tàu và mới đây họ mua thêm tàu địa chấn Oceanic Sirius với thiết kế mới của Ulstein X-Bow, một loại tàu được WesternGeco rất ưa chuộng.

Hiện nay, CGGVeritas đang chuẩn bị hiện đại hóa đội tàu, duy trì số lượng 15 tàu 3D công suất lớn, 4 tàu 3D/2D công suất thấp, thích nghi các tàu này với công nghệ thu phát sóng đa phương vị và các kỹ thuật tiến bộ khác. Công ty chủ trương triển khai các dịch vụ cho các thị trường khu vực đặc biệt, ký kết các thỏa thuận mới với Sevmorneftegeofizika (SMNG) của Liên bang Nga để hình thành liên minh chiến lược giúp Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ xây dựng thị trường cho tàu địa chấn. Các liên minh chiến lược trước đây đã được thiết lập với Việt Nam và Indonesia [1, 2, 3].

Hệ thống phá vỡ vỉa đa tầng

Công ty i-TEC đã sản xuất và thử nghiệm thành công hệ thống phá vỡ vỉa nhiều đoạn (a multistage fracturing system) với tên gọi i-FRAC CEM system, sử dụng cho cột ống chống giếng dài đã trám xi măng và ống lồng (liner). Hệ thống gồm đạn tròn được kích hoạt và nhiều đoạn ống nối nhau, có lỗ hở và ống lồng trượt để mở hoặc đóng các lỗ hở đó, được lắp đặt thành cụm trong mỗi đoạn để tiếp xúc tối đa với tầng chứa. Một thiết bị đơn, khi được kích động sẽ mở tất cả van của các đoạn ống lót và lúc đó đạn có nhiều kích cỡ khác nhau (để tối ưu hóa tác động tạo khe nứt trong vỉa) được bắn ra, tạo một áp suất mạnh để phá vỡ lớp vỏ xi măng và tạo kẽ nứt trong tầng chứa. Có

thể đặt tới 22 đoạn trong một giếng và mỗi đoạn có thể chứa từ 1 - 20 thiết bị bắn vĩa. Việc đặt hệ thống này trong giếng được thực hiện chỉ trong một lần, không cần phải dùng cần trục, dây tời hay các thiết bị cuộn ống (coiled tubing units). Việc xử lý khe nứt được tiến hành bằng động tác bơm liên tục giống như hệ thống bắn tầng mở vĩa thông thường. Hệ thống phá vỡ vĩa đa tầng được thiết kế để có thể kéo lên mặt đất sau khi xử lý và dùng tiếp cho các giếng khác.

Công nghệ kiểm tra chỗ rò rỉ

Công ty Omega Well Monitoring (thuộc Tập đoàn Reservoir Group) vừa đưa ra thị trường thiết bị phát hiện chỗ rò rỉ trong lòng giếng (Leakator) mới nhất. Đây là công cụ được tối ưu hóa để xác định vị trí các chỗ rò rỉ và kiểm soát dòng lưu thể trong lòng giếng, đáp ứng yêu cầu nâng cao hiệu quả và giảm chi phí trong công tác kiểm tra sự toàn vẹn của giếng. Việc sử dụng thiết bị này rất đơn giản, chỉ cần một tổ công nhân điều khiển, không cần phải có chuyên viên kỹ thuật cao cấp điều hành. Thiết bị không có bộ phận động (moving part) mà chỉ có các vòng xuyên (gọi là O-rings) và các ốc-quy có thể tách rời, thay thế trong quá trình làm việc. Vì ốc-quy là những viên pin loại AA nên người sử dụng không bị ràng buộc bởi các quy chế an toàn đối với hàng hóa nguy hiểm trong quá trình vận chuyển. Bộ nhớ rời (the modular memory) dùng

các bộ sensor đa tầng với số liệu được đồng bộ hóa từ các sensor hợp nhất và có thể biểu hiện dưới dạng đồ thị tương ứng với độ sâu của giếng nhằm xác định rõ những biến thiên chi tiết của các tham số ghi trong giếng. Các số liệu này cung cấp các chỉ dẫn vị trí của các chỗ rò rỉ. Các module sensor dùng không bắt buộc (optional) có thể cung cấp thêm những số liệu khác cần theo dõi như sự biến thiên của nhiệt độ các lớp đất đá, cường độ dòng lưu rò rỉ, phương hướng chảy của dòng lưu thể. Các sensor có thể sắp xếp và điều chỉnh tín hiệu đầu ra để tăng độ nhạy tối ưu, đáp ứng được yêu cầu phát hiện những dị thường yếu nhất của nhiệt độ và dòng lưu thể. Thiết bị cũng cung cấp khả năng đọc số liệu đầu ra ngay từ mặt đất (ngoài miệng giếng). Các yêu cầu của các dịch vụ riêng lẻ khác ràng buộc bởi điều kiện giếng cụ thể sẽ được nhà cung cấp đáp ứng bằng cách lắp ghép thêm các module phụ trợ nếu khách hàng yêu cầu [4].

Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. www.offshore-engineer.com.
2. Andrew McBarnet. *Building a tour de force*. www.offshore-engineer.com.
3. Oil and gas journal. 1/2012.
4. www.omegawell.com.



TIN TRONG NGÀNH

Hợp tác đầu tư với Petrovietnam, dành riêng cho các nhà đầu tư châu Âu



TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đại diện các Ban chuyên môn trả lời câu hỏi của các nhà đầu tư châu Âu. Ảnh: PVN

Ngày 14/11/2012, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Phòng Thương mại châu Âu tại Việt Nam (EuroCham) phối hợp tổ chức Hội thảo “Hợp tác đầu tư với Petrovietnam, dành riêng cho các nhà đầu tư châu Âu” nhằm kêu gọi đối tác châu Âu đầu tư vào các dự án trọng điểm thuộc 5 lĩnh vực cốt lõi.

Với mục tiêu thực hiện chiến lược tăng tốc phát triển trên cơ sở Đề án Tái cấu trúc Tập đoàn trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Petrovietnam đã tăng cường các hoạt động hợp tác với các đối tác nước ngoài để giới thiệu các cơ hội đầu tư vào các dự án tiềm năng đang triển khai. Tại Hội thảo, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giới thiệu chiến lược phát triển và

mục tiêu thu hút đầu tư của Petrovietnam. Tập đoàn mong muốn hợp tác với các nhà đầu tư châu Âu để triển khai gần 40 dự án thuộc 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi, trong đó có một số dự án trọng điểm như: Kho chứa LNG Thị Vải, Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2, Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Nhà máy Thủy điện Hủa Na, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTex), Dự án Cảng Phước An, Nhà máy Đóng tàu Dung Quất và nhiều cơ hội đầu tư tài chính vào các doanh nghiệp hàng đầu của PVN Index và PVN 10.

Đây là lần đầu tiên Petrovietnam tổ chức Hội thảo “Hợp tác đầu tư với Petrovietnam, dành riêng cho các nhà đầu tư châu Âu” và thu hút được sự quan tâm của hơn 80 doanh nghiệp/tổ chức châu Âu, đánh dấu tín hiệu khả quan từ sau các chương trình xúc tiến đầu tư của Petrovietnam tại một số thị trường quốc tế mục tiêu. Trong thời gian tới, Petrovietnam sẽ đẩy mạnh hoạt động xúc tiến đầu tư tại chỗ đối với các thị trường khác.

Theo Chủ tịch EuroCham Preben Hjortlund, các doanh nghiệp châu Âu mong muốn trở thành đối tác của Petrovietnam. Hội thảo là cơ hội giúp các nhà đầu tư châu Âu xích lại gần nhau. Eurocham cam kết tiếp tục là cầu nối quan trọng, thúc đẩy mối quan hệ thương mại giữa Việt Nam và các đối tác châu Âu.

Phạm Xuân

Đưa dự án mỏ Sư Tử Trắng vào khai thác trước thời hạn 1 tháng

Chiều ngày 15/11/2012, tại Trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã diễn ra Lễ đón dòng khí đầu tiên mỏ Sư Tử Trắng Lô 15.1 thềm lục địa Việt Nam, đánh dấu một bước ngoặt quan trọng trong quá trình phát triển của Công ty Liên doanh điều hành chung Cửu Long (Cuu Long JOC).

Ông Nguyễn Phan Phúc - Tổng giám đốc Cửu Long JOC đã báo cáo tóm tắt quá trình triển khai tích cực và hiệu quả các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của Cửu Long JOC tại Lô 15.1. Việc đưa dự án mỏ Sư Tử Trắng vào khai thác trước thời hạn 1 tháng so với kế hoạch dự kiến ban đầu sẽ giúp Cửu Long JOC tăng sản lượng khai thác, mang lại lợi ích to lớn cho các bên liên doanh và đóng góp nhiều hơn cho ngân sách quốc gia.

Tại buổi lễ, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao nỗ lực của Cửu Long JOC, của các đối tác PVEP, ConocoPhillips, Korea National Oil Corporation, SK Innovation và Geopetrol Vietnam SA trong việc giải quyết những khó khăn trong quá trình thực hiện dự án. Trong đó, các nhà thầu đã tăng cường đầu tư về công nghệ, nhân lực và tài chính, giúp cho việc phát hiện và khai thác dầu khí tại Lô 15.1 đạt hiệu quả cao. Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu mong muốn các bên đối tác và Cửu Long JOC tiếp tục phối hợp chặt chẽ với các nhà thầu dịch vụ kỹ thuật Việt Nam trong việc phát triển các mỏ tiếp theo.

Việt Hà

Petrovietnam hợp tác toàn diện với Đại học Quốc gia Hà Nội



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí TS. Đỗ Văn Hậu và Giám đốc Đại học Quốc gia GS.TS. Mai Trọng Nhuận ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: PVN

Ngày 5/11, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Đại học Quốc gia Hà Nội đã ký thỏa thuận hợp tác trong công tác đào tạo và nghiên cứu khoa học giai đoạn 2012 - 2017. Theo đó, hai bên ưu tiên phối hợp tổ chức và tham gia đào tạo nâng cao năng lực chuyên môn nghiệp vụ cho cán bộ quản lý, cán bộ kỹ thuật, cán bộ giảng dạy, cán bộ nghiên cứu thông qua chương trình đào tạo thạc sĩ, tiến sĩ các chuyên ngành dầu khí và các chuyên ngành liên quan và thông qua các khóa đào tạo nâng cao, bồi dưỡng chuyên đề, hội thảo và các hoạt động phát triển năng lực khác.

Trong nghiên cứu khoa học và ứng dụng công nghệ, các đơn vị nghiên cứu, các trường thành viên và các đơn vị thành viên của Petrovietnam và Đại học Quốc gia Hà Nội phối hợp triển khai các đề tài nghiên cứu khoa học được các bên thống nhất thực hiện: “Nghiên cứu chế tạo ống dẫn dầu khí tại Việt Nam bằng vật liệu composit phục vụ ngành công nghiệp dầu khí”; “Nghiên cứu chế tạo, thử nghiệm và xây dựng quy trình kỹ thuật sản xuất vật liệu polyethylene sử dụng làm lớp phủ bảo vệ trong hệ thống đường ống dẫn lưu”; “Nghiên cứu chế tạo chất phủ chống ăn mòn”; “Nghiên cứu làm giảm hàm lượng dầu trong nước đồng hành”; “Vật liệu kim loại khung hữu cơ làm tăng hiệu suất hấp phụ ứng dụng trong vận chuyển và lưu trữ khí”; “Nghiên cứu chất xúc tác bề mặt trên nền polymer làm tăng hiệu suất khai thác”; “Mô phỏng khả năng diên đầy và lộ trình của chất đánh dấu trong khoan khai thác”; Triển khai kết quả dự án của đề tài độc lập cấp Nhà nước “Nghiên cứu chế tạo chất phụ gia giảm nhiệt độ đông đặc cho dầu khô Việt Nam giàu paraffin”...

Hàng năm, hai bên phối hợp chọn lựa sinh viên có thành tích học tập tốt và sinh viên nghèo vượt khó để Petrovietnam và các đơn vị thành viên của Tập đoàn cấp Học bổng Dầu khí...

Việt Hà

Lô 06.1 đã cung cấp 37 tỷ m³ khí và 13 triệu thùng condensate

Ngày 23/11/2012, tại lễ kỷ niệm 10 năm khai thác an toàn Lô 06.1 và đón dòng khí đầu tiên từ mỏ Lan Đỏ, Thứ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đánh giá cao đóng góp của các nhà thầu cho ngành công nghiệp khí Việt Nam gồm: Công ty Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Công ty TNK Vietnam trong vai trò là Nhà điều hành. Thứ trưởng Trần Tuấn Anh nhấn mạnh: “Dự án Lô 06.1 là một dự án dầu khí trọng điểm, đạt được 10 năm vận hành an toàn một dự án lớn ngoài khơi là một thành tích rất đáng tự hào, phản ánh sự chuyên nghiệp, đặt công tác an toàn lên trên hết của Nhà điều hành”.

Lô 06.1 gồm hai mỏ khí tự nhiên Lan Tây và Lan Đỏ. Từ khi mỏ Lan Tây bắt đầu được khai thác tháng 11/2002 đến nay, Lô 06.1 đã cung cấp 37 tỷ m³ khí và 13 triệu thùng condensate, đáp ứng khoảng 22% lượng điện sản xuất của Việt Nam. Dự án đã đạt trên 27 triệu giờ làm việc an toàn. Dự án đã thực hiện thành công 3 giai đoạn chính là phát triển mỏ Lan Tây, nâng công suất lên 16 triệu m³ khí/



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao Bằng khen cho những cá nhân có thành tích xuất sắc. Ảnh: Đức Quang

ngày và phát triển mỏ Lan Đỏ. Mỏ Lan Đỏ với hai giếng ngầm ở độ sâu 185m dưới biển được nối vào giàn Lan Tây qua 28km đường ống và đường truyền dẫn tín hiệu, giúp cho việc khai thác được thực hiện trên hệ thống hạ tầng hiện tại của mỏ Lan Tây.

Minh Huyền

Viện Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản



TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam và ông Morihiro Yoshida - Giám đốc điều hành JCCP đại diện hai bên ký Biên bản ghi nhớ. Ảnh: Như Trang

Ngày 7/11/2012, tại Hà Nội đã diễn ra Lễ ký Biên bản ghi nhớ hợp tác giữa Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản (JCCP). Theo đó, JCCP và VPI/PVPro sẽ tăng cường hợp tác nghiên cứu, phối hợp thực hiện 2 đề tài nghiên cứu thuộc lĩnh vực tối ưu hóa năng lượng và xúc tác cho nhà máy lọc dầu: “Nghiên cứu tối ưu hóa năng lượng cho lò đốt của cụm chưng cất khí quyển CDU của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất” và “Nghiên cứu đánh giá phụ gia xúc tác FCC và xúc tác HDS”. Đây là sự kiện quan trọng đối với ngành dầu khí hai nước, góp phần đẩy mạnh hợp tác quốc tế trong lĩnh vực nghiên cứu khoa học và thắt chặt mối quan hệ đối tác chiến lược Việt Nam - Nhật Bản.

Theo TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, thông qua các dự án này, các nhà khoa học của Việt Nam có thể học hỏi kinh nghiệm từ các chuyên gia trong ngành công nghiệp dầu mỏ của Nhật Bản, đồng thời, Nhật Bản sẽ biết nhiều hơn về ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam. Kết quả của các dự án này sẽ góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các nhà máy lọc dầu khác tại Việt Nam trong tương lai. Dựa trên các kết quả của các dự án này, nguồn nhân lực của VPI trong lĩnh vực tối ưu hóa năng lượng và chất xúc tác sẽ được nâng cao, đáp ứng yêu cầu phát triển của Tập đoàn trong giai đoạn mới.

JCCP là một tổ chức phi lợi nhuận trực thuộc Bộ Công thương Nhật Bản được thành lập năm 1981 với mục đích thúc đẩy quan hệ hợp tác giữa các nước sản xuất dầu mỏ với Nhật Bản. Hoạt động hợp tác kỹ thuật của JCCP tập trung vào lĩnh vực hạ nguồn như công nghệ chế biến dầu khí, hệ thống phân phối và kinh doanh sản phẩm dầu. Trên cơ sở mối quan hệ hợp tác lâu dài, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và JCCP đã ký Biên bản ghi nhớ ngày 1/8/2011. Từ năm 1990 - 2012, khoảng 1.100 lượt cán bộ của Petrovietnam đã tham dự các khóa đào tạo của Nhật Bản và 150 chuyên gia Nhật Bản đã sang Việt Nam giảng bài, trao đổi kinh tế - kỹ thuật với cán bộ của Petrovietnam. JCCP đã hợp tác với PVPro từ năm 1995 và sau này duy trì hợp tác chặt chẽ trong đào tạo, trao đổi kỹ thuật, tham gia các dự án khoa học công nghệ với Viện Dầu khí Việt Nam.

Hà Linh

Khởi động Dự án thu gom, phân phối khí mỏ Hàm Rồng và Thái Bình

Ngày 5/11/2012, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã ký hợp đồng EPC Dự án hệ thống thu gom, phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình Lô 102 & 106 giai đoạn 1. Trong giai đoạn 1 của dự án, PV Gas sẽ đầu tư xây dựng hệ thống thu gom, vận chuyển khí từ mỏ Thái Bình Lô 102 (Bể Sòng Hồng) vào bờ, đến Khu công nghiệp Tiền Hải.

Hệ thống này được đầu nối với hệ thống thượng nguồn của chủ mỏ trên giàn UNMAN tại mỏ Thái Bình, sau đó kết nối với đường ống 16 inch (dài 13,7km) đến điểm tiếp bờ bên ngoài đê bao biển tại Cồn Vành, chạy dài 5,28km đến trạm tiếp bờ bên trong đê bao biển. Tuyến ống trên bờ được tính từ trạm tiếp bờ đến Trung tâm Phân phối khí Tiền Hải (GDC Tiền Hải) dài 6,37km. Tổng chiều dài đường ống 16 inch từ mỏ Thái Bình đến GDC Tiền Hải là 25,35km... Đây là dự án thu gom khí đầu tiên của PV



Lễ ký hợp đồng EPC Dự án hệ thống thu gom, phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình giai đoạn 1 giữa PV Gas và PTSC. Ảnh: PTSC

Gas tại khu vực miền Bắc và có vai trò như hệ thống tuyến chính để kết nối với các mỏ tiềm năng trong tương lai. Dự kiến hệ thống này sau khi hoàn thành sẽ cung cấp mỗi năm khoảng 70 triệu m³ khí tiêu chuẩn vào mạng lưới đường ống khí thấp áp, 130 triệu m³ khí vào hệ thống để nén thành CNG (khí thiên nhiên nén) và vận chuyển bằng thiết bị chuyên dụng đến các tỉnh lân cận.

Xuân Bảo

Ký hợp đồng tín dụng cho Dự án phát triển khai thác Lô 67



Ông Đỗ Văn Khanh - Tổng giám đốc PVEP và ông Nguyễn Văn Thắng - Tổng giám đốc VietinBank đại diện hai bên ký Hợp đồng trị giá 253,13 triệu USD. Ảnh Thu Nga

Ngày 8/11/2012, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Ngân hàng TMCP Công thương Việt Nam (VietinBank) đã ký Hợp đồng tín dụng trị giá 253,13 triệu USD cho Dự án phát triển khai thác Lô 67 - Peru. Sau khi đồng hành với Dự án phát triển mỏ Đại Hùng, VietinBank tiếp tục trở thành Ngân hàng duy nhất đáp ứng nhu cầu tín dụng dài hạn (7 năm) cho Dự án Phát triển Lô 67 - Peru do PVEP làm chủ đầu tư. Đây là thành công lớn của PVEP và VietinBank trong bối cảnh

thị trường tài chính tiền tệ Việt Nam và quốc tế đang gặp nhiều khó khăn.

Dự án Lô 67 - Peru nằm gần ranh giới phía Bắc của Peru với Ecuador, là khu vực khai thác dầu khí trọng điểm, Chính phủ Peru coi như lợi ích quốc gia, được ưu tiên phát triển và có các chính sách khuyến khích đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Qua nghiên cứu đánh giá trữ lượng và hiệu quả kinh tế, được sự chấp thuận của Thủ tướng Chính phủ và các Bộ/Ngành chức năng, PVEP đã đầu tư để sở hữu 50% quyền lợi tham gia Hợp đồng Dầu khí tại Dự án Lô 67 - Peru. Dự kiến, dự án đem lại dòng dầu thương phẩm đầu tiên trong năm 2013, sản lượng ban đầu đạt 6.000 thùng/ngày và đạt 15.000 thùng dầu/ngày vào năm 2015. Kế hoạch phát triển mô tổng thể sẽ đưa tổng sản lượng đỉnh lên tới 61.000 thùng/ngày vào năm 2019.

Hiện PVEP đang đẩy mạnh thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước, tổng cộng 65 dự án, trong đó có 20 dự án ở nước ngoài, nhằm đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng dầu khí, góp phần thực hiện chiến lược an ninh năng lượng Quốc gia.

Hương Thu

Bộ Công Thương khởi động Chiến dịch hiệu quả năng lượng

Ngày 27/11, Bộ Công Thương khởi động Chiến dịch hiệu quả năng lượng sẽ được thực hiện trong ba năm 2012 - 2015 nhằm tạo chuyển biến tích cực về hiệu quả sử dụng năng lượng tại các ngành công nghiệp và khối cơ quan Nhà nước, góp phần hoàn thành mục tiêu cắt giảm tổng mức năng lượng tiêu thụ cấp quốc gia trong giai đoạn 2012 - 2015.

Tháng 10/2012, Chính phủ đã phê duyệt điều chỉnh Chương trình mục tiêu Quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn từ 2012 - 2015 với mục tiêu giảm 5 - 8% tổng mức tiêu thụ năng lượng của cả nước trong giai đoạn từ 2012 -

2015 so với dự báo nhu cầu năng lượng theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030, tương đương từ 11 - 17 triệu tấn dầu tương đương (TOE) trong giai đoạn 2012 - 2015.

Với sự hỗ trợ kỹ thuật từ Đại sứ quán Đan Mạch và Tổ chức Tài chính Quốc tế (IFC), chiến dịch sẽ tập trung nâng cao nhận thức và hỗ trợ các doanh nghiệp tiêu thụ năng lượng trọng điểm trong việc thực thi Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Theo Thứ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh, đây là tiền đề để Việt Nam thực hiện mục tiêu xây dựng nền kinh tế tăng trưởng xanh.

Phương Nam

Công ty Khí Cà Mau "về đích trước" kế hoạch sản lượng năm 2012

Tính đến hết ngày 4/11/2012, Công ty Khí Cà Mau đã "về đích trước" 2 tháng kế hoạch sản lượng năm 2012 với 1,571 tỷ m³ khí. Đồng thời, Công ty đảm bảo an ninh, an toàn cho các công trình khí, cung cấp khí cho các nhà máy vận hành liên tục và ổn định; thực hiện thành công đợt bảo dưỡng, sửa chữa lớn định kỳ 5 năm lần đầu tiên và sớm hơn so với kế hoạch 3 ngày, góp phần giảm thời gian ngừng cung cấp khí, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia.

Nhật Anh

PV Drilling - Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất châu Á

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PV Drilling) đã được Tạp chí World Finance trao tặng giải thưởng "Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất khu vực châu Á năm 2012" (Best Oil and Gas Drilling Contractor in Asia, 2012). Cùng với việc chú trọng đầu tư máy móc thiết bị mới và nâng cấp các dịch vụ sẵn có để mở rộng đầu tư chiếm lĩnh thị trường và duy trì hiệu suất hoạt động cao, Giải thưởng này đã khẳng định chất lượng dịch vụ và đưa thương hiệu PV Drilling vượt ra ngoài lãnh thổ Việt Nam.

Xuân Bảo

PVCFC hợp tác nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực



Lễ ký thỏa thuận hợp tác nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực giữa PVCFC và Đại học Cần Thơ. Ảnh: Thái Sơn

Sáng 7/11/2012, Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) và Đại học Cần Thơ đã ký thỏa thuận hợp tác nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực. Ông Văn Tiến Thanh - Phó Giám đốc PVCFC kiêm Giám đốc Nhà máy Đạm Cà

Mau và ông Hà Thanh Toàn - Hiệu trưởng Đại học Cần Thơ đại diện 2 đơn vị ký Biên bản ghi nhớ.

PVCFC hiện là công ty sở hữu nhà máy đạm hạt đục duy nhất tại Việt Nam, được xây dựng và lắp đặt công nghệ từ các nước tiên tiến nhất trên thế giới. Do đó, thỏa thuận hợp tác ký kết giữa hai bên sẽ là một trong những cơ sở quan trọng góp phần xây dựng và phát triển Đại học Cần Thơ thành trung tâm đào tạo, nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ chất lượng cao, mang lại hiệu quả sản xuất trong lĩnh vực nông nghiệp, nâng cao thu nhập cho nông dân vì sự phát triển bền vững.

Tại buổi lễ, ông Văn Tiến Thanh mong muốn PVCFC cùng với Đại học Cần Thơ nghiên cứu phát triển những dòng sản phẩm phân bón hữu cơ, phân bón an toàn cho môi trường, đồng thời đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho PVCFC.

Thái Sơn

TNK Vietnam tài trợ cho sinh viên nghiên cứu khoa học



Lễ ký thỏa thuận tài trợ giữa TNK Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất. Ảnh: Minh Huyền

Công ty Dầu khí TNK Vietnam mới đây đã ký thỏa thuận tài trợ 418 triệu đồng cho sinh viên Đại học Mỏ - Địa chất nghiên cứu khoa học, giúp các em làm việc theo nhóm hiệu quả, xây dựng và thực hiện các ý tưởng nghiên cứu khoa học.

Theo ông Hugh McIntosh - Tổng giám đốc TNK Vietnam: "Chúng tôi tài trợ dự án này với mong muốn tạo cơ hội để nhiều

sinh viên được rèn luyện và trau dồi kỹ năng làm nghiên cứu, phát huy sự tự tin sáng tạo cho công việc tương lai. Chúng tôi hy vọng dự án sẽ góp phần thúc đẩy sự phát triển và tiến bộ trong giáo dục đào tạo ngành mỏ và địa chất, qua đó hỗ trợ sự phát triển chung của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam".

TNK Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất sẽ phối hợp để lựa chọn 10 đề tài nghiên cứu. Nhóm sinh viên thực hiện đề tài và nộp báo cáo trong vòng 6 tháng, sau đó sẽ trình bày trước Hội đồng khoa học của Trường. Nhóm sinh viên có kết quả nghiên cứu khoa học xuất sắc sẽ được TNK Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất trao giải.

Việt Nga

Diễn tập ứng phó sự cố tràn dầu tại mỏ Tê Giác Trắng

Đảm bảo sẵn sàng ứng phó với mọi sự cố, Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long - Hoàn Vũ (Hoang Long - Hoan Vu JOC's) và Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) đã diễn tập ứng phó với sự cố tràn dầu tại mỏ Tê Giác Trắng. Tình huống giả định là dầu thô tràn xuống biển do sự cố rò rỉ từ ống mềm xuất dầu trong khi bơm xuất dầu từ FPSO Armada TGT 01 sang tàu chứa dầu khác. Hoạt động ứng cứu dầu tràn đã được các bên tiến hành theo kế hoạch phê duyệt. Hai tàu ứng cứu sự cố tràn dầu của Vietsovpetro đã ra mỏ Tê Giác Trắng, rải phao quây, thu gom dầu. Cuộc diễn tập đã thành công tốt đẹp sau gần 24 giờ triển khai.

Khánh Linh

PVC-MS chế tạo bình áp lực cho PTSC M&C

Ngày 13/11/2012, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công chế tạo dự án bình áp lực (pressure vessel) do PTSC M&C đặt hàng. Đây là gói thầu bao gồm 2 cụm bình áp lực (closed drain vessel) và bộ lọc (diesel filter) cho hai giàn Thăng Long - Đông Đô. Dự án được PVC-MS thiết kế, chế tạo theo tiêu chuẩn ASME VIII. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ thực hiện dự án trong vòng 1 tháng và bàn giao cho chủ đầu tư.

Minh Phương

TIN THẾ GIỚI

Sản lượng khí đốt của Liên bang Nga ước đạt 950 tỷ m³ vào năm 2030



Trạm nén khí Sakhalin. Ảnh: Gazprom

Phát biểu tại Hội thảo quốc tế về khí đốt ở Moscow, Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak nhận định, trong tương lai, thị trường châu Á - Thái Bình Dương sẽ đóng vai trò quan trọng trong hoạt động xuất khẩu dầu khí của Nga. Đến năm 2018, nguồn cung khí đốt tự nhiên hóa lỏng (LNG) của Nga cho thị trường châu Á - Thái Bình Dương có thể lên tới 10 - 15 triệu tấn. Hiện Nga có khả năng cung cấp cho cả thị trường châu Âu và châu Á tổng cộng khoảng 41 - 46 triệu tấn.

Ông Alexander Novak dự báo, đến năm 2030, sản lượng khí đốt của Nga ước đạt 950 tỷ m³. Dự kiến, trong năm 2012, lượng khí đốt xuất khẩu của Nga có thể giảm 4 - 5% so với năm 2011, do kinh tế châu Âu suy yếu và Libya khôi phục hoạt động xuất khẩu khí đốt tự nhiên. Theo thống kê, lượng khí đốt xuất khẩu của Nga trong năm 2011 tăng 21 tỷ m³ so với năm 2010.

Theo thống kê của Ủy ban châu Âu (EC), Nga đang đáp ứng khoảng 35% nhu cầu khí đốt cho EU và châu Âu, chiếm 80% lượng khí đốt xuất khẩu Nga. Theo Đài Tiếng nói nước Nga, nước này đã vượt Saudi Arabia về sản lượng khai thác dầu trong tháng 9/2012 để trở thành nước sản xuất dầu mỏ lớn nhất thế giới. Kết quả trên do tổ chức Joint Organisations Data Initiativ (JODI) tính toán dựa trên số liệu được Chính phủ Nga cung cấp tại Hội nghị cấp cao Diễn đàn Hợp tác Kinh tế châu Á - Thái Bình Dương (APEC) lần thứ 20 diễn ra tại Vladivostok, Nga. Theo JODI, trong tháng 9/2012, Nga đã khai thác được 10 triệu thùng/ngày, trong khi sản lượng của Saudi Arabia là 9,72 triệu thùng/ngày. Tháng 8/2012, Saudi Arabia đứng đầu về khai thác dầu trên thế giới mặc dù chỉ đạt sản lượng tương tự.

Hương Giang (theo THX, Kyodo)

Gazprom đầu tư 38 tỷ USD phát triển dầu khí

Tập đoàn Dầu khí Gazprom của Liên bang Nga vừa cam kết sẽ đầu tư 38 tỷ USD cho hoạt động khai thác mỏ khí đốt ở Đông Siberia và xây dựng một tuyến đường ống dẫn khí tới cảng Vladivostok nằm ở Thái Bình Dương, nhằm giảm bớt sự lệ thuộc vào xuất khẩu sang thị trường châu Âu và hướng tới thị trường châu Á. Tổng thống Vladimir Putin đã yêu cầu Gazprom xây dựng các mối quan hệ gần gũi hơn với các nước tiêu thụ nhiều khí đốt tại châu Á - Thái Bình Dương (như Trung Quốc và Nhật Bản) để đa dạng hóa thị trường xuất khẩu và bù đắp cho nhu cầu về dầu khí đang giảm tại châu Âu.

Theo Chủ tịch Gazprom Alexei Miller, Gazprom sẽ đầu tư 770 tỷ rúp (24,5 tỷ USD) xây dựng tuyến đường ống dài 3.200km dẫn khí đốt từ mỏ Chayanda ở Đông Siberia tới Vladivostok. Ngoài ra, Tập đoàn này sẽ dành thêm 430 tỷ rúp để đầu tư khai thác khí ở mỏ Chayanda, ước có trữ lượng khoảng 1,3 nghìn tỷ m³ khí. Gazprom dự kiến sẽ cùng với các đối tác của Nhật Bản xây dựng một nhà máy sản xuất khí thiên nhiên hóa lỏng ở Vladivostok. Nhà máy có sản lượng từ 10 - 20 triệu tấn và dự kiến sẽ hoạt động



Tổng lượng khí Gazprom xuất khẩu sang châu Âu trong năm 2011 là 150 tỷ m³. Ảnh: Gazprom

vào năm 2020. Ông Miller cho biết, "Trong tương lai gần, chúng tôi có thể đạt công suất khí hóa lỏng tương đương với lượng khí đang được xuất sang thị trường châu Âu". Tổng lượng khí xuất khẩu năm 2011 của Gazprom sang châu Âu là 150 tỷ m³ nhưng có nhiều khả năng sẽ giảm trong năm nay.

Minh Hoàng (theo Reuters)

Năng lượng gió sẽ tăng trưởng nhanh từ năm 2020



Tổng công suất năng lượng gió trên toàn cầu đạt 240GW trong năm 2011. Ảnh: Reneweconomy

Báo cáo của Hội đồng Năng lượng Gió toàn cầu (GWEC) và Tổ chức Bảo vệ Môi trường Hòa Bình Xanh Quốc tế cho biết, sự tăng trưởng của ngành năng lượng gió sẽ chậm lại trong vài năm tới do Mỹ và châu Âu cắt giảm các khoản trợ cấp ngân sách vốn đã thúc đẩy ngành phát triển trong 15 năm qua. Những khó khăn của nền kinh tế toàn cầu và việc thiếu các điều kiện thương mại nhằm thúc đẩy “đầu tư xanh” đã kìm hãm đà tăng trưởng ngành năng lượng gió cho đến sau năm 2020.

Cuối năm 2011, tổng công suất năng lượng gió trên toàn cầu đạt 240GW. Trong đó, chỉ tính riêng Trung Quốc, thị trường năng lượng gió lớn nhất thế giới, đạt tổng công suất lắp đặt trên 62GW. Tuy nhiên, trong bối cảnh

tài chính toàn cầu đang gặp khó khăn, ngành năng lượng gió sẽ còn gặp nhiều trở ngại. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ước tính công suất hàng năm ngành năng lượng gió Trung Quốc sẽ giảm và đạt khoảng 179GW vào năm 2020. Trong khi GWEC cho rằng, Trung Quốc khó có thể đạt được cam kết về phát triển năng lượng gió. Để đạt công suất lắp đặt 125GW (năm 2015), 214GW (năm 2020) và 400GW (năm 2030), Trung Quốc cần nâng cấp cơ sở hạ tầng và hệ thống đường dây tải điện.

Báo cáo cũng cho biết tiềm năng phát triển trung và dài hạn ở các thị trường mới nổi tại châu Mỹ Latinh, châu Phi và châu Á không lớn. Thị trường tại Mỹ đã tăng hơn 30% trong năm 2011 với tổng công suất lắp đặt 47GW. Tổng công suất tại Bắc Mỹ có thể tăng 14%/năm từ năm 2020 - 2030. Tổng công suất năng lượng gió tại châu Âu sẽ tăng từ 94,3GW (năm 2011) lên 138GW (năm 2015) và sau đó đạt 211GW năm 2020, 372GW năm 2030.

Bất chấp những khó khăn trong nền kinh tế, tổng công suất phong điện toàn cầu sẽ đạt 759GW vào năm 2020, chiếm 12% tổng sản lượng điện thế giới và tiếp tục tăng lên 1.600GW vào năm 2030. Nếu những yếu tố bất ổn trong thị trường được giải quyết, con số này thậm chí có thể đạt tới 1.150GW vào năm 2020 và 2.500GW vào năm 2030.

Đào Linh (theo Reuters)

Indonesia tăng cường đầu tư vào lĩnh vực năng lượng

Theo báo “Bưu điện tài chính” ngày 6/11, lĩnh vực năng lượng của Canada đang thu hút ngày càng nhiều các nhà đầu tư, nhất là từ châu Á. Trong nỗ lực tăng cường sản lượng dầu mỏ và khí đốt, Công ty Dầu khí Quốc gia Indonesia (Pertamina) mới đưa ra đề xuất mua lại 15% cổ phần của Công ty Năng lượng Coastal Energy (với giá 23 USD/cổ phiếu), tương đương khoảng 2,6 tỷ USD. Hiện Pertamina đang nỗ lực để có thể hoàn tất thương vụ này vào ngày 31/12/2012. Mặc dù không đảm bảo rằng giao dịch trên sẽ được thực hiện và được thông qua, nhưng Coastal Energy cho biết luôn có các lựa chọn thay thế chiến lược, không giới hạn các tiềm năng mua bán nhằm tối đa hóa lợi ích của các cổ đông.

Mới đây, Pertamina cho biết đã có kế hoạch tăng mạnh đầu tư cho sản xuất dầu mỏ và khí đốt để có thể đạt sản lượng 2,2 triệu thùng dầu/ngày vào năm 2025. Và để tăng sản lượng dầu trong năm nay, Pertamina đã mua



Pertamina đặt mục tiêu sản lượng 2,2 triệu thùng dầu/ngày vào 2025

lại cổ phần của nhiều công ty ở Indonesia và các nước khác. Tháng 6/2012, Pertamina đã mua lại 32% cổ phần của Petrodelta SA of Venezuela, công ty con của Harvest Energy Resources. Thỏa thuận với trị giá 525 triệu USD có thể sẽ hoàn thành vào tháng 3/2013.

Thanh Hải (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Cán cân cung - cầu dầu thô

Tổng cung dầu thô tương đối ổn định từ đầu năm 2012 đến nay (88,63 triệu thùng/ngày) nhờ nguồn cung từ OPEC và một số nước ngoài OECD tăng nhẹ bù mức suy giảm của các nước sản xuất dầu khí còn lại (Bảng 1). Trong các nước có nhu cầu dầu thô giảm, đáng chú ý có những nước có nền công nghiệp tiên tiến (Nhật Bản, Hàn Quốc, Pháp, Trung Quốc...) do ảnh hưởng của tình trạng suy thoái kinh tế kéo dài.

Diễn biến giá dầu thô được trình bày trong Bảng 2 và 3. Ở Bảng 2 cho thấy giá trong hợp đồng ký tháng 9/2012 và giao trong các tháng cuối năm cao hơn giá trong hợp đồng ký tháng 8, chứng tỏ giá spot trong các tháng tới sẽ cao như đã dự báo từ đầu Quý III/2012. Trong Bảng 3, thông qua giá 2 loại dầu chuẩn của thế giới ta thấy giá dầu sau ngày 21/10/2012 có khuynh hướng giảm nhưng sang tháng 11 lại bắt đầu tăng trở lại.

Lợi nhuận của một số nước sản xuất dầu thô lớn trên thế giới trình bày trong Bảng 4. Số liệu này giải thích vì sao các công ty dầu khí quốc tế bán tài sản (mỏ) ở các khu vực có lợi nhuận thấp để tập trung vốn đầu tư vào các vùng dầu khí trữ lượng cao nhằm hạ giá thành sản xuất, nâng lợi nhuận trong điều kiện nền kinh tế toàn cầu đang gặp nhiều khó khăn như hiện nay.

Thị trường khí đốt

Công nghiệp khí đốt ngày càng phát triển với quy mô lớn do trữ lượng khí phát hiện ngày càng nhiều, nhất là các nguồn

Bảng 1. Cán cân cung - cầu dầu thô thế giới năm 2012

Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Cung/cầu	Quý II/ 2012	Quý I/2012
1	CUNG DẦU THÔ		
1.1	Khối OECD	22,42	22,56
	Mỹ	10,86	10,82
	Canada	3,85	3,89
	Mexico	2,95	2,94
	Biển Bắc	3,19	3,35
	Các nước OECD khác	1,57	1,56
1.2	Ngoài OECD	29,80	29,79
	Liên Xô cũ	13,35	13,41
	Trung Quốc	4,31	4,32
	Các nước ngoài OECD khác	12,14	12,06
1.3	OPEC	36,72	36,54
	Tổng cung thế giới	88,94	88,89
	Chênh lệch dự trữ	0,83	0,94
2	CẦU DẦU THÔ		
2.1	Khối OECD	44,71	45,42
	Mỹ	18,81	18,58
	Canada	2,28	2,21
	Mexico	2,14	2,11
	Nhật Bản	4,30	5,28
	Hàn Quốc	2,19	2,31
	Pháp	1,71	1,80
	Italy	1,32	1,30
	Vương quốc Anh	1,55	1,54
	Đức	2,33	2,27
	Các nước OECD châu Âu khác	6,88	6,84
	Australia - New Zealand	1,20	1,18
2.2	Ngoài OECD	43,09	42,26
	Trung Quốc	10,09	10,12
	Liên Xô cũ	4,81	4,79
	Ngoài OECD thuộc châu Âu	0,75	0,74
	Ngoài OECD thuộc châu Á	10,60	10,35
	Ngoài OECD còn lại	16,84	16,26
	Tổng cầu thế giới	87,80	87,69

Nguồn: US Energy Information Administration 11/2012

phi truyền thống, công nghệ chế biến khí thành nhiên liệu lỏng ngày càng hiện đại. Thị trường khí đốt đang chuyển nhanh thành thị trường liên lục địa. Trước đây, Mỹ là nước nhập khẩu khí đốt lớn nhất (từ Canada, Mexico), nhưng hiện nay đang trở thành nước xuất khẩu ròng khí nhờ nguồn khí phiến sét rất lớn được đưa vào khai thác. Giá khí ở đây đang thấp nhất thế giới (Bảng 5).

Thị trường LNG Đông Bắc Á gồm Nhật Bản, Trung Quốc, Hàn Quốc và Đài Loan. Trung Quốc mỗi năm nhập khẩu hơn một nửa nhu cầu về khí đốt, bằng cả đường ống từ các nước Trung Á thuộc Liên Xô cũ, lẫn LNG từ Trung Đông, Indonesia, châu Phi. Giá LNG nhập khẩu gần đây của Trung Quốc đang trở thành cao nhất Đông Á. Trước tháng 9/2012, giá khí Trung Quốc mua từ nước ngoài rẻ hơn Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan nhưng tháng 9/2012 đã phải trả đến 12,67USD/MMBtu, cao hơn cùng kỳ năm trước 19,5%. Giá khí Trung Quốc phải trả cao là do một điều khoản trong hợp đồng mua khí của Qatar quy định tỷ lệ phụ thuộc giữa giá LNG và giá dầu thô có thời hạn hiệu lực kéo dài đến 25 năm. Do giá dầu thô liên tục tăng nên giá khí Qatar, nước cung cấp chính LNG cho Trung Quốc, bao giờ cũng trên mức 10USD/MMBtu. Các nước Đông Á trong 9 tháng đầu năm 2012 đã nhập khẩu 113 triệu tấn LNG, tăng 10,4% so với cùng kỳ năm ngoái, trong đó Nhật Bản chiếm 66,2 triệu tấn, Hàn Quốc 26,3 triệu tấn, Trung Quốc 10,5 triệu tấn, Đài Loan 9,9 triệu tấn. Năm 2013, Hàn Quốc phải tăng nhập khẩu LNG vì 2 nhà máy điện hạt nhân sẽ đóng cửa. Hiện nay, giá spot nhập từ Panama là 20,27USD/MMBtu, từ Brunei là 20,82USD/MMBtu, cao hơn rất nhiều so với giá tính lùi (Bảng 6).

Bảng 2. Giá dầu thô thế giới - Giá basket chuẩn OPEC trung bình, giao hàng tháng 10 - 12/2012

Đơn vị: USD/thùng

Nguồn cung	Hợp đồng ký tháng 8/2012	Hợp đồng ký tháng 9/2012
OPEC chuẩn	109,52	110,67
Arab nhẹ của Saudi Arabia	109,94	111,32
Bashrah Iraq	108,68	109,39
Bonny - Nigeria	114,63	114,06
ES Sider - Libya	112,18	112,16
Grassol - Angola	113,08	113,14
Iran nặng	109,36	110,99
Kuwait xuất khẩu	108,91	110,02
Marine - Qatar	108,57	111,57
Merey - Venezuela	99,89	101,84
Murban UAE	110,88	113,57
Oriente - Ecuadore	102,21	102,81
Saharian trộn 44° - Algeria	112,23	112,06
Minas 34° - Indonesia	115,46	113,06
Fateh 32° - Dubai	108,62	111,22
Isthmus 33° - Mexico	107,22	107,90
Tia Juana 31° - Venezuela	NA	NA
Brent 38°	113,48	112,86
Ural - Nga	113,18	111,92
Chênh lệch WTI/Brent	-19,4	-18,31
Brent/Dubai	4,86	1,64

Nguồn: OPEC monthly Oil Market Report 11/2012

Bảng 3. Dao động giá dầu thô WTI và BRENT từ 21/10/2012 đến 21/11/2012

USD/thùng	21/10	25/10	29/10	2/11	6/11	10/11	14/11	18/11	21/11
WTI	88,8	85,9	86,0	84,8	87,9	85,0	85,3	85,5	86,82
BRENT	114,5	108,0	109,3	105,8	110,5	107,0	108,0	110,0	109,81

Nguồn: Google - Oil Prices

Giá khí xuất khẩu trung bình hiện nay của Indonesia gần 9USD/MMBtu và giá khí Công ty khí đốt quốc gia Indonesia PGN mua của Công ty Conoco Phillips sản xuất tại Indonesia là 1,85 USD/MMBtu nhưng đến tháng 4/2013 sẽ là 4,36USD/MMBtu. Giá khí Pertamina bán cho PGN dự báo tháng 4/2013 là 5,33USD/MMBtu. Giá khí FOB của Malaysia theo PFC Energy (tháng 11/2012) bán sang Đông Á phụ thuộc vào giá dầu thô với điều kiện bảo đảm IRR 12% cho công nghiệp khí của nước này (Bảng 7).

Hoạt động mua bán tài sản dầu khí

ExxonMobil đã mua mỏ của Công ty Denbury Resources Inc. thuộc thành tạo chứa dầu khí Bakken ở North Dakota và Montana (Mỹ), diện tích 196.000 mẫu Anh, giá 1,6 tỷ USD. Trữ lượng xác minh của thành tạo Bakken đạt 96 triệu thùng dầu tương đương (boe), trong đó 26% đã được phát triển và khai thác. Nửa đầu năm 2012, mỏ này đạt sản lượng trung bình 15.400boe/ngày với 88% là dầu thô và condensate. Đổi lại, Denbury mua 100% quyền điều hành ở mỏ Websten, bang Texas và mỏ Hartzog Draw, bang Wyoming, cả 2 mỏ đều áp dụng bơm ép CO2 để tận thu hồi dầu.

Chi nhánh ExxonMobil Canada đã thỏa thuận mua Celtic Exploration Ltd Calgary với giá 3,1 tỷ đô la Canada. Tài sản của Celtic gồm 545.000 mẫu Anh trong vùng chứa đá phiến sét cùng 104.000 mẫu khác có phiến sét triển vọng chứa dầu ở Buvernay, bang Alberta, Canada. Sản lượng của diện tích được mua đạt 72MMcfd khí đốt, 42.000boe/ngày. Trữ lượng xác minh và trữ lượng có thể đạt 128 triệu boe, trong đó 24% là dầu thô và 76% là khí đốt.

Theo ông Cristophe de Mergie - Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc Total, Total có kế hoạch bán các tài sản dầu khí trị giá 15 - 20 tỷ USD vào cuối năm 2014, bao gồm một số mỏ, nhà máy lọc dầu và đường ống dầu khí. Tiền thu

Bảng 4. Giá thành khai thác và lợi nhuận của một số nước sản xuất dầu thô lớn trên thế giới

Nước sản xuất dầu thô	Giá thành khai thác (USD/Bbl)	Lợi nhuận (%)
Kuwait	17,0	488
UAE	25,0	300
Saudi Arabia	30,0	233
Qatar	30,0	233
Canada	33,0	203
Bahrain	40,0	150
Oman	40,0	150

Nguồn: Google 16/9/2012

Bảng 5. Giá khí đốt trên NYMEX (Mỹ) từ tháng 12/2012 đến 11/2013

Đơn vị: USD/MMBtu

Hợp đồng ký tháng	Giá giao hàng tháng 12/11/2012	Giá giao hàng tháng 5/11/2012
12/2012	3.570	3.554
1/2013	3.695	3.678
2/2013	3.705	3.683
3/2013	3.681	3.659
4/2013	3.671	3.641
5/2013	3.710	3.677
6/2013	3.751	3.719
7/2013	3.792	3.761
8/2013	3.811	3.781
9/2013	3.813	3.784
10/2013	3.847	3.821
11/2013	3.960	3.935

Nguồn: WGI 14/11/2012

Bảng 6. Giá SPOT LNG tính lùi trung bình tại một số thị trường chính thế giới

Đơn vị: USD/MMBtu

Giá tính lùi (Netback) tại nước xuất khẩu	Thị trường Đông Bắc Á	Thị trường Tây Nam Âu	Thị trường Vương quốc Anh (WGI NBP giá spot)	Thị trường Bỉ
Qatar	11,79	8,50	7,24	7,05
Oman	11,98	8,67	7,53	7,21
Abu Dhabi	11,84	8,54	7,33	7,10
Indonesia	12,90	7,67	6,53	6,04
Malaysia	12,85	7,75	6,62	6,43
Australia	12,63	7,62	6,52	6,20
Russia	13,44	7,16	6,12	5,93
Trinidad	9,70	9,28	8,10	7,87
Algeria	10,51	10,08	8,60	8,37
Egypt	10,98	9,69	8,25	8,07
Nigeria	10,48	9,21	7,98	7,75
Guinea xích đạo	10,57	9,28	8,01	7,82

Nguồn: WGI 14/11/2012

Bảng 7. Quan hệ giữa giá dầu thô và giá khí dự báo cho Malaysia

Giá dầu thô USD/Bbl	50,0	70,0	90,0	110,0	130,0	150,0	170,0	190,0	210,0
Giá LNG USD/MMBtu	5,5	10,0	12,5	15,0	20,0	25,0	27,5	30,0	31,0

Nguồn: PFC Energy 11/2012

được sẽ tái đầu tư vào các đề án lớn mà Total đang làm chủ, chỉ cho tìm kiếm - thăm dò các vùng có lợi nhuận cao để sau năm 2017 sản lượng của Total đạt 3 triệu boe/ngày.

Norske Shell thỏa thuận mua 18,36% tài sản của BP PLC tại mỏ dầu Draugen trên thềm lục địa Na Uy với giá 240 triệu USD. Sản lượng của BP PLC đạt 6.000boe/ngày. Cùng với mỏ Draugen, BP cũng đã bán tài sản trị giá 33 tỷ USD từ tháng 1/2010 và hy vọng sẽ thu được 38 tỷ USD tiền bán tài sản trong giai đoạn 2010 - 2013.

Halcon Resources Corp mua mỏ đang khai thác hoặc đang phát triển ở Bakken thuộc bồn trũng Williston và các thành tạo Three Forks, bang bắc Dakota từ PetroHunt LLC với giá 1,45 tỷ USD. Tài sản gồm 81.000 mẫu Anh, sản lượng trung bình hiện nay đạt 10.500boe/ngày. Trữ lượng xác minh đạt 42,4 triệu boe với 88% là dầu thô.

Hà Phong

CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Nghiên cứu quá trình thu hồi kim loại (Pt, Ni, Co, Mo) hoặc tái sử dụng các loại xúc tác, chất hấp phụ thải ở các nhà máy lọc hóa dầu của Việt Nam

Cùng với sự phát triển nhanh và đa dạng của ngành của công nghiệp lọc hóa dầu Việt Nam, một lượng lớn các loại xúc tác, chất hấp phụ hiện đang được sử dụng cho các nhà máy lọc hóa dầu trong đó Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng 9 loại xúc tác với tổng khối lượng hơn 5.000 tấn và khoảng 200 tấn chất hấp phụ. Nhà máy Đạm Phú Mỹ sử dụng 7 loại xúc tác với tổng khối lượng hơn 300 tấn. Sau một thời gian sử dụng, các loại xúc tác, chất hấp phụ này sẽ mất dần hoạt tính, khả năng hấp phụ và phải thay thế, thải loại, gây nguy hại môi trường và tổn chi phí để xử lý, chôn lấp.

Một số loại xúc tác thải hoạt tính vẫn còn cao, tính chất cơ lý tốt và chứa các kim loại có giá trị kinh tế rất lớn. Tuy nhiên, xúc tác thải chứa nhiều chất độc hại với môi trường do có nhiều tạp chất tích tụ trong quá trình sử dụng và các kim loại trong xúc tác (như Ni, Co, Mo) là những chất gây ô nhiễm môi trường. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro), Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện đề tài nghiên cứu khoa học: “Nghiên cứu quá trình thu hồi kim loại (Pt, Ni, Co, Mo) hoặc tái sử dụng các loại xúc tác, chất hấp phụ thải ở các nhà máy lọc hóa dầu của Việt Nam” theo Hợp đồng số 6266/HĐ-DKVN ngày 13/7/2011.

Nhóm tác giả PVPro đã xây dựng bộ cơ sở dữ liệu về các loại xúc tác thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ gồm các thông tin: thành phần, khối lượng, tần suất thải và tính nguy hại của các loại chất xúc tác, hấp phụ hiện đang được sử dụng. Bộ số liệu này cùng các Thông tư, Quy chuẩn, Tiêu chuẩn về môi trường của Việt Nam và thế giới là những tài liệu rất có giá trị cho việc vận hành, điều hành các nhà máy. Từ đó, có thể chủ động đăng ký mã chất thải, phân loại, định hướng xử lý và lập kế hoạch thực hiện các phương án một cách tối ưu nhất.

Trên cơ sở tổng quan các phương án được áp dụng trên thế giới, nhóm tác giả đã tóm tắt phạm vi áp dụng, quy trình, phương pháp và các đặc điểm về kỹ thuật, kinh tế, môi trường của các phương án tái sinh, tái sử dụng

chất xúc tác, hấp phụ, phương án thu hồi kim loại quý, kim loại màu, sử dụng làm vật liệu xây dựng, chôn lấp. Kết quả đánh giá sơ bộ trên các phương diện kỹ thuật, kinh tế và môi trường cho thấy:

- Phương án tái sinh hoặc tái sử dụng: xúc tác có thể được tái sinh (loại C, S) để sử dụng lại trong cùng phân xưởng hoặc có thể sử dụng cho phân xưởng khác, nhà máy khác;
- Phương án thu hồi kim loại (Pt, Ni, Co, Mo, Cu...) thực hiện khi xúc tác không thể tái sinh hoặc tái sử dụng mà xúc tác chứa lượng kim loại có giá trị đủ lớn;
- Phương án làm vật liệu khác (như vật liệu xây dựng, vật liệu xúc tác, hấp phụ khác, hợp kim, bột mài, gốm sứ, vật liệu xử lý nước thải) thường áp dụng khi xúc tác không thể thực hiện bằng các cách trên, hoặc các cách trên không đủ lợi ích về kinh tế hay không an toàn về môi trường;
- Phương án chôn lấp (landfill) là phương án cuối cùng khi các phương án tận thu giá trị của chất thải không khả thi.

Ngoài ra, nhóm tác giả cũng đánh giá chi tiết các yếu tố kinh tế, kỹ thuật cho từng loại xúc tác, chất hấp phụ thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ và kết luận về phương án hiệu quả nhất cho từng loại xúc tác, chất hấp phụ thải. Trong đó, phương án tái sinh xúc tác LCO HDT và NHT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể mang lại lợi nhuận khoảng 700 triệu đồng/tấn xúc tác; phương án thu hồi Pt trong xúc tác reforming và isomer hóa của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có lợi nhuận trên 2 tỷ đồng/tấn xúc tác; phương án thu hồi kim loại màu (như Ni, Co, Mo, Cu, Zn) từ các loại xúc tác của 2 nhà máy mang lại lợi nhuận từ 1 - 18 triệu đồng/tấn tùy vào loại và hàm lượng kim loại trong xúc tác thải. Các phương án sử dụng các loại xúc tác, chất hấp phụ thải làm vật liệu xây dựng giảm được chi phí xử lý từ 3 - 8 triệu đồng/tấn so với phương án chôn lấp.

Đặng Thanh Tùng (giới thiệu)





Tiết kiệm dầu diesel trong việc bơm rửa ống mềm khai thác các giếng ngầm trên mỏ Đại Hùng

Quá trình bơm rửa ống mềm kết hợp phóng thoi đã được các tác giả PVEP Đại Hùng (nay là Công ty TNHH MTV Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước) nghiên cứu, cải tiến, hợp lý hóa và áp dụng thành công với việc thay thế dầu diesel bằng nước nóng khai thác thẳng từ các giếng khai thác ngầm đã tiết kiệm lượng lớn dầu diesel.

Các giếng khai thác trên mỏ Đại Hùng là các giếng sử dụng đầu giếng ngầm (SST) để khai thác dầu. Từ đầu giếng ngầm có 2 ống mềm (ống khai thác và ống ngoài cần) kết nối lên giàn DH-01. Để đảm bảo ống mềm khai thác không bị tắc trong quá trình khai thác cho các giếng có nhiệt độ đông đặc cao hơn nhiệt độ sản phẩm khi về đến giàn, nên phải sử dụng chất chống đông (PPD) bơm vào giếng khai thác. Nhưng do hóa phẩm không được hòa trộn hoàn toàn nên vẫn xảy ra hiện tượng đóng paraffin trong đường ống mềm. Do đó, phải dùng dầu diesel (với thể tích bằng 1,5 lần thể tích ống mềm) phóng thoi định kỳ để làm sạch paraffin và chống tắc đường ống. Tuy nhiên, sau thời gian dài khai thác, dưới nhiều tác động (dòng chảy không đều, hóa chất tác dụng không tốt), paraffin tích tụ dần trong ống mềm dạng tinh thể cứng và việc phóng thoi không còn hiệu quả, tiết diện ống mềm bị thu hẹp dần.

Xuất phát từ thực tiễn trên, đặc biệt khi phát hiện ống mềm giếng 9P có dấu hiệu thu hẹp tiết diện đường ống làm cho lưu lượng giảm, tác giả Nguyễn Tất Hoàn đã đề xuất giải pháp sử dụng sản phẩm của giếng 2P (80% nước và 20% dầu) có nhiệt độ cao (63 - 65°C) để rửa đường ống mềm. Kết quả, việc rửa ống mềm bằng nước nóng của giếng 2P cho kết quả tốt, paraffin mềm ra và theo dòng chảy được đưa lên giàn, đảm bảo tiết diện đường kính của ống mềm vận chuyển dầu.

Theo tác giả, việc rửa ống mềm bằng nước nóng từ giếng 2P thực hiện hoàn toàn bằng thiết bị trên giàn DH-01, không phải thuê thiết bị từ bên ngoài và được thực hiện theo 2 cách: (1) đường ống được kết nối thêm từ bình đo đến bơm rửa, sau đó theo hệ thống đường ống để bơm rửa ống mềm; (2) sau khi giếng 12X xử lý acid xong, áp suất tại manifold cao, dùng áp lực của giếng 12X mở về đường ống bơm rửa để rửa ống mềm. Thời gian bơm rửa nước nóng cả 2 đường ống mềm từ 5 - 8 giờ, cho đến khi chênh áp giữa 2 nhánh ống mềm giảm thấp nhất, trong quá trình rửa ống mềm cần tạo xung để tăng hiệu quả làm rã paraffin. Sau khi kết thúc quá trình bơm rửa nước nóng, cần tiến hành thay thế dầu thô của 1 nhánh ống mềm không dùng để vận chuyển dầu khai thác từ giếng bằng dầu diesel để chống đông trong đường ống...

Việc mạnh dạn áp dụng giải pháp mới này, PVEP Đại Hùng đã tiết kiệm được lượng lớn dầu diesel, tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước, chủ động sử dụng các thiết bị có ngay trên giàn DH-01 mà không phải mua hay thuê từ bên ngoài. Quá trình thực hiện đảm bảo tuân thủ các yêu cầu, tiêu chuẩn về an toàn sản xuất và bảo vệ môi trường. Sau thành công tại giếng 9P, giải pháp này đã được PVEP Đại Hùng áp dụng tại các giếng còn lại để tiết kiệm dầu diesel. Ước tính, chỉ sau gần 10 tháng áp dụng, tiết kiệm được khoảng 2.500m³ dầu diesel, trị giá trên 600.000USD.

Nguyễn Minh (giới thiệu)