

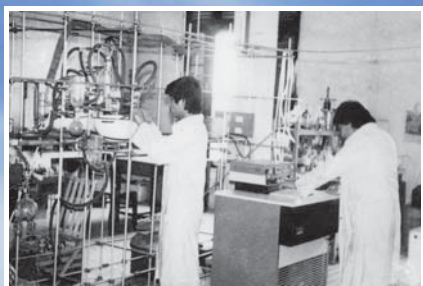
Dầu Khí



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

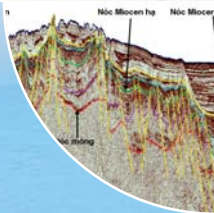
■ SỐ 8 - 2012

ISSN-0866-854X





HÀ NỘI THÁNG 5/2013



HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

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

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



Tìm kiếm thăm dò dầu khí



Khoan khai thác và công trình dầu khí



Hoá chế biến dầu khí



An toàn môi trường dầu khí



Kinh tế quản lý dầu khí



Ban Tổ chức Hội nghị

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

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

Xuất bản hàng tháng
Số 8 - 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



TIN TỨC - SỰ KIỆN

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Việt Nam - Liên bang Nga

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực tham gia đoàn công tác tháp tùng Chủ tịch nước Trương Tấn Sang thăm chính thức Liên bang Nga từ ngày 26 - 30/7/2012 đã đánh dấu bước tiến mới trong quan hệ hợp tác dầu khí truyền thống, bền chặt giữa hai nước. Trong khuôn khổ chuyến công tác, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã đến thăm Khu tự trị Nhenhhexsky (Nenets) và dự Lễ đón dòng dầu đầu tiên tại khu mỏ Tây Khosedaiu của Liên doanh Rusvietpetro.



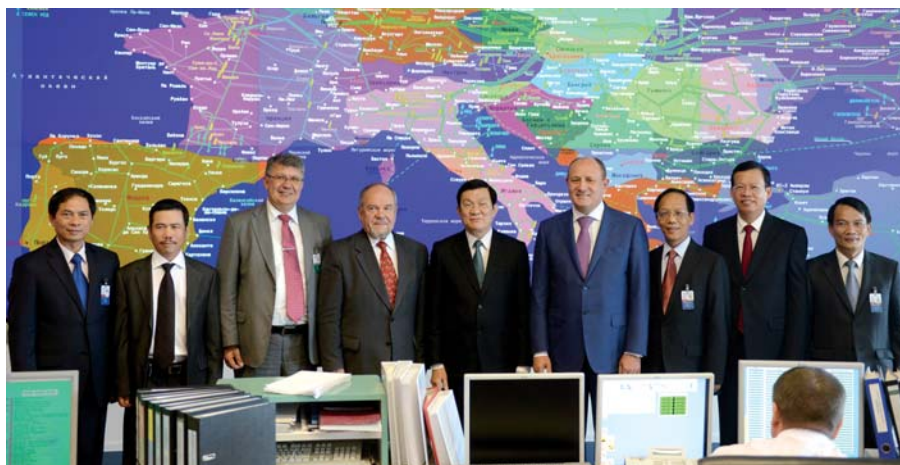
Chủ tịch nước Trương Tấn Sang bấm nút khởi động đưa khu mỏ Tây Khosedaiu vào hoạt động.
Ảnh: Nguyễn Khang

Tại Moscow, trong các cuộc hội đàm giữa lãnh đạo cấp cao hai nước, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin khẳng định, kể từ khi hai nước ký Tuyên bố chung về quan hệ đối tác chiến lược năm 2001, quan hệ hợp tác giữa hai nước trên tất cả các lĩnh vực không ngừng được củng cố và tăng cường, kế thừa xứng đáng truyền thống hữu nghị và tương trợ giữa hai dân tộc. Hai bên nhất trí tiếp tục phát triển hơn nữa quan hệ Việt Nam - Nga trên tinh thần đối tác chiến lược toàn diện.

Trong lĩnh vực dầu khí, hai bên đánh giá cao kết quả hoạt động của các doanh nghiệp và công ty liên doanh dầu khí hai nước, trong đó Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) giữ vai trò đầu tàu; ghi nhận việc Công ty TNHH Liên doanh Rusvietpetro đến tháng 2/2012 đã khai thác được 2 triệu tấn dầu tại mỏ Bắc Khosedaiu, Khu tự trị Nenets, Liên bang Nga. Việt Nam và Liên bang Nga khẳng định sẽ tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của các doanh nghiệp và công ty liên doanh Việt - Nga như: Liên doanh Rusvietpetro, Vietsovpetro, Gazpromviet và Vietgazprom, TNK-BP Management, Lukoil Overseas,

mở rộng các khu vực thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam, Nga và các nước thứ ba. Hai bên khẳng định sẽ tiếp tục tăng cường hợp tác trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí trên thêm lục địa Việt Nam, phù hợp với luật pháp quốc tế, trước hết là Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982.

Trước đó, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã có cuộc hội kiến với Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Dmitry Medvedev tại Nhà khách Chính phủ. Hai bên đánh giá cao những dự án hợp tác chiến lược mà Việt Nam và Nga đang thực hiện, trong đó nhấn mạnh tầm quan trọng của hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Thủ tướng Medvedev khẳng định, Chính phủ Nga sẽ tiếp tục quan tâm chỉ đạo triển khai tốt các dự án trong lĩnh vực năng lượng, tạo mọi điều kiện thuận lợi để các liên doanh dầu khí hai nước triển khai các hợp đồng đã ký, cũng như mở rộng hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí tại Nga. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang hoan nghênh và khẳng định Việt Nam sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để các công ty và tập đoàn dầu khí của Nga tiếp tục hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thêm lục địa Việt Nam.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm và làm việc với Gazprom. Ảnh: PVN

Ngày 29/7, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang cùng đoàn công tác đã rời Thủ đô Moscow đến Khu tự trị Nenets, thăm hỏi động viên cán bộ kỹ sư của Liên doanh Rusvietpetro và dự Lễ đón dòng dầu đầu tiên tại khu mỏ Tây Khosedaiu của Liên doanh Rusvietpetro. Tham dự buổi lễ còn có Thống đốc Khu tự trị Nenets Igor Fedorov, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, Đại sứ Việt Nam tại Liên bang Nga Phạm Xuân Sơn, đại diện lãnh đạo Bộ/Ban/Ngành, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực...

Tại Trung tâm chế biến và vận chuyển dầu, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã báo cáo với Chủ tịch nước về quá trình xây dựng và phát triển của dự án khai thác dầu Nenets từ cuối năm 2008 đến nay. Trong điều kiện thời tiết cực kỳ khắc nghiệt, cơ sở hạ tầng không có gì nhưng chỉ trong chưa đầy 2 năm, Liên doanh đã lần lượt đưa vào khai thác 2 khu mỏ Bắc Khosedaiu và Visovoi, sản lượng khai thác đạt hơn 1,5 triệu tấn dầu/năm, lập kỷ lục mới về tiến độ thăm dò và khai thác dầu khí tại vùng cực Bắc của Liên bang Nga. Dự kiến trong năm 2012, 3 mỏ này sẽ cho sản lượng 2,83 triệu tấn dầu và năm 2013 sẽ nâng lên 3,5 triệu tấn. Liên doanh Rusvietpetro đang nỗ lực phấn đấu đưa sản lượng của dự án lên 4,5 triệu tấn vào năm 2017.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang cảm ơn sự đón tiếp nồng nhiệt, thân tình của lãnh đạo và người dân Khu tự trị dành cho đoàn; bày tỏ vui mừng được lần đầu tiên đến Khu tự trị Nenets chiêm ngưỡng vẻ đẹp của phương Bắc nước Nga, chứng kiến những đổi thay nhiều mặt, truyền thống lịch sử, nét đẹp văn hóa lâu đời của người dân nơi đây. Chủ tịch nước biểu dương những nỗ lực của tập thể cán bộ, chuyên gia Liên doanh Rusvietpetro đã vượt qua những khó khăn, trong một thời gian ngắn đã tìm kiếm,

thăm dò, khai thác dòng dầu quý báu cho hai nước. Chủ tịch nước tin tưởng với truyền thống hợp tác tốt đẹp giữa hai nước, Liên doanh Rusvietpetro sẽ tiếp tục lập thêm nhiều kỳ tích mới trên bước đường phát triển, ghi tên mình vào danh sách những liên doanh thành đạt nhất của hai nước, góp phần tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Ngày 30/7, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã đến thăm và làm việc với Tập đoàn khí đốt

Gazprom, một trong những tập đoàn khí đốt lớn trên thế giới và là đối tác chiến lược của Petrovietnam. Chủ tịch nước cảm ơn Chính phủ Nga đã tạo điều kiện cho liên doanh của doanh nghiệp hai nước tham gia hoạt động hiệu quả, mở rộng khai thác tại các mỏ trên đất nước Nga. Hiện nay, hợp tác giữa Gazprom và các đối tác Việt Nam phát triển tốt đẹp nhất là dự án tại Nenets của Liên bang Nga. Từ kết quả hợp tác này mở ra triển vọng hợp tác chặt chẽ hơn giữa ngành năng lượng hai bên như thỏa thuận tại cuộc hội đàm giữa Chủ tịch nước với Tổng thống Putin. Lãnh đạo Gazprom khẳng định động lực quan trọng thúc đẩy sự hợp tác trong lĩnh vực dầu khí nói riêng và hợp tác toàn diện trên nhiều lĩnh vực nói chung. Nhân dịp này, Chủ tịch nước đã chứng kiến Lễ ký biên bản ghi nhớ giữa Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas) và Gazprom về việc cung cấp khí thiên nhiên hóa lỏng cho Việt Nam.

Trong khuôn khổ chuyến công tác, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác cũng đã có các buổi làm việc, gặp gỡ với một số đối tác của Liên bang Nga. Trong buổi làm việc với Zarubezhneft, lãnh đạo hai bên bày tỏ vui mừng trước những thắng lợi của Liên doanh Rusvietpetro tại dự án Nenets, thống nhất đây là mô hình mẫu mực trong công tác điều hành và quản lý liên doanh. Hai bên cũng đã thống nhất đẩy mạnh việc nâng cao sản lượng ở dự án Nenets và trao đổi về việc hợp tác trong một số dự án mới, mở rộng khu vực hoạt động của Liên doanh Việt - Nga trong thời gian tới và khả năng thành lập Liên doanh Rusvietshelf để hoạt động ở khu vực ngoài khơi biển Barents. Bên cạnh đó, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với Lukoil và Đại học Tổng hợp Dầu khí Quốc gia Nga Gubkin - nơi đã đào tạo cán bộ kỹ sư cho Ngành Dầu khí Việt Nam.

Phạm Xuân - Ngọc Linh

Trong thời gian tới, đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ (KHCN) Dầu khí Việt Nam tập trung nghiên cứu tìm kiếm các mỏ mới, nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ đang khai thác, chế biến sâu khí, nâng cao hiệu quả các nhà máy lọc dầu, tăng tiềm lực công tác nghiên cứu thiết kế công trình dầu khí... Tập đoàn tiếp tục thực hiện Chiến lược tăng tốc phát triển với định hướng lấy phát triển khoa học và công nghệ (KHCN) là một trong ba giải pháp đột phá đưa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục giữ vững vị thế đơn vị trụ cột của nền kinh tế nước nhà. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh tại buổi làm việc với Đoàn công tác của Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội.

KHOA HỌC CÔNG NGHỆ LUÔN ĐI TRƯỚC MỘT BƯỚC, phục vụ trực tiếp cho sản xuất kinh doanh



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu phát biểu tại cuộc họp với đoàn công tác của Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội. Ảnh: Việt Hà

Chủ động ứng dụng KHCN vào sản xuất

Ngày 11/8/2012, Đoàn công tác của Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội do đồng chí Phan Xuân Dũng - Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Chủ nhiệm Ủy ban dẫn đầu đã có buổi làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về tình hình thực hiện chính sách và pháp luật về đầu tư cho KHCN và bảo vệ môi trường; đồng thời khảo sát phục vụ việc bổ sung sửa đổi Luật KHCN năm 2000. Tại buổi tiếp và làm việc với Đoàn công tác, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: "Đối với Ngành Dầu khí Việt Nam nếu không có ứng dụng KHCN mới thì không có phát hiện dầu khí mới và không triển khai phát triển mạnh mẽ như

những năm vừa qua. Nhờ có sự đầu tư nghiêm túc, Tập đoàn đã ứng dụng KHCN mới vào phát triển sản xuất kinh doanh. KHCN là một trong ba giải pháp đột phá để Tập đoàn thực hiện thành công Chiến lược phát triển đến năm 2020, định hướng đến năm 2030".

Báo cáo với đoàn công tác, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn chú trọng đầu tư cho công tác nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ. "KHCN luôn đi trước một bước, phục vụ trực tiếp cho sản xuất kinh doanh, là chìa khóa để Tập đoàn nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững theo chiều sâu". Đặc biệt, Tập đoàn đã soạn thảo



Chủ nhiệm Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội Phan Xuân Dũng và Đoàn công tác tham quan Phòng Truyền thống Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Ảnh: Việt Hà

và ban hành “Chiến lược KHCN Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025” với mục tiêu chiến lược đưa KHCN Dầu khí Việt Nam đạt trình độ tiên tiến của khu vực vào năm 2015 và trình độ trung bình, trong đó một số lĩnh vực quan trọng đạt trình độ tiên tiến của thế giới từ sau năm 2025. Nâng cao chất lượng và hiệu quả của các đề tài/nhiệm vụ KHCN, cung cấp đầy đủ và kịp thời các luận cứ khoa học cho các quyết định quản lý và điều hành của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam...

Từ kết quả NCKH ứng dụng, đổi mới và có cả những phát minh công nghệ, Petrovietnam đã đạt nhiều thành tựu KHCN nổi bật, được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN năm 2010 cho Cụm công trình “Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ tam, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam”, đây là tập hợp đồ sộ các công trình NCKH, ứng dụng, đổi mới công nghệ của Tập đoàn trong hơn 20 năm, gồm 7 bằng phát minh/sáng chế do Việt Nam và Liên bang Nga cấp; hoàn thiện công nghệ sản xuất sét bột bentonite và barite đạt tiêu chuẩn quốc tế API phục vụ khoan dầu khí, thay thế sản phẩm nhập

ngoại; hạ thủy thành công và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03, đưa Việt Nam thành một trong số ít nước trên thế giới có khả năng chế tạo các loại giàn khoan dầu khí biển. Đồng thời, ứng dụng, đổi mới, chuyển giao, làm chủ các công nghệ hiện đại, tiên tiến hàng đầu của thế giới trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi của Tập đoàn, có nhiều sáng tạo mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Đối với công tác bảo vệ môi trường, Petrovietnam đã 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; đảm bảo các hoạt động, sản phẩm và các dịch vụ của Ngành đáp ứng các yêu cầu pháp luật và đạt các chuẩn mực về môi trường; cung cấp nguồn lực, hệ thống, các quy trình cần thiết để lập và duy trì mức rủi ro thấp nhất có thể về môi trường; ưu tiên sử dụng các công nghệ mới tiết kiệm năng lượng, thân thiện với môi trường trong mọi hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn; ban hành các văn bản hướng dẫn, chính sách, sổ tay an toàn sức khỏe môi trường phù hợp với đặc thù sản xuất kinh doanh của Ngành...

Mục tiêu tự thiết kế công trình dầu khí

Theo TS. Đỗ Văn Hậu: Tiềm lực phương tiện, vật tư, thiết bị, con người cho KHCN được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư rất lớn. Nếu như trước đây, KHCN Dầu khí chỉ tập trung nghiên cứu địa chất thì đến nay hoạt động KHCN của Tập đoàn triển khai mạnh mẽ trong các lĩnh vực khác như: công tác khoan, thiết kế chế tạo giàn khai thác đồ sộ phức tạp. Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Petrovietnam tự chủ hoàn toàn từ khâu thu gom, khai thác, vận chuyển, chế biến, phân phối sản phẩm và sắp tới chuẩn bị xây dựng các nhà máy chế biến khí với công suất lớn do Tập đoàn kết hợp với các nhà đầu tư nước ngoài để thiết kế, chế tạo. Trong lĩnh vực lọc hóa dầu, Tập đoàn tiếp quản, làm chủ khối lượng công nghệ đồ sộ. Trong lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí, Tập đoàn tăng cường tiềm lực công nghệ trong lĩnh vực chế tạo, lắp đặt, xây lắp dầu khí... Trong số các đơn vị làm công tác nghiên cứu khoa học và đào tạo, Viện Dầu khí Việt Nam là một trong số ít đơn vị áp dụng thành công mô hình tự chủ, tự trang trải kinh phí theo Nghị định 115/NĐ-CP của Chính phủ.

Trong lĩnh vực môi trường, Tập đoàn 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. Tập đoàn đã thông qua Trung tâm ứng cứu sự cố Quốc gia để làm việc với các trung tâm ứng cứu khu vực, đồng thời chủ động làm việc với các trung tâm lớn trên thế giới. Bên cạnh đó, Petrovietnam đi đầu trong chương trình sản xuất nhiên liệu sạch, xây dựng 3 nhà máy nhiên liệu sinh học. Tuy nhiên, việc tiêu thụ sản phẩm gặp nhiều khó khăn do thị trường trong nước nhu cầu thấp, Chính phủ chưa có chính sách bắt buộc sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường.

Theo kế hoạch nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn đặt trọng tâm vào nghiên cứu ứng dụng phục vụ sản xuất kinh doanh và một số chương trình nghiên cứu dài hạn mang tính chiến lược; triển khai đề tài/nhiệm vụ nhằm giải quyết các vấn đề xuất phát từ thực tiễn hoạt động sản xuất kinh doanh. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, các lĩnh vực được Tập đoàn ưu tiên tập trung nghiên cứu đó là phát hiện các mỏ mới, gia tăng hệ số thu hồi dầu tại các mỏ đang khai thác, nghiên cứu chế biến sâu khí, tăng hiệu quả các nhà máy lọc dầu, tăng tiềm lực công tác nghiên cứu thiết kế công trình dầu khí... "Khâu yếu nhất của Tập đoàn nói riêng và Việt Nam nói chung là khâu thiết kế. Mục tiêu của Petrovietnam là trong vài năm tới phải tự thiết kế được công trình dầu khí" - TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh.

Tại buổi làm việc, Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam là doanh nghiệp tiên phong trong đổi mới, ứng dụng công nghệ hiện đại hàng đầu của Việt Nam; đầu tư mạnh và chủ động đưa tiến bộ khoa học kỹ thuật vào sản xuất. Kết luận buổi làm việc, đồng chí Phan Xuân Dũng - Chủ nhiệm Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội đánh giá rất cao thành tựu về KHCN của Tập đoàn. Đồng chí đề nghị Tập đoàn cần tạo ra nhiều hơn nữa những sản phẩm mang thương hiệu trí tuệ Việt Nam. Đoàn công tác Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường Quốc hội ghi nhận các kiến nghị, đề xuất của Tập đoàn và sẽ báo cáo với Quốc hội để có chính sách phù hợp, góp phần thúc đẩy KHCN nước nhà phát triển mạnh mẽ hơn nữa.

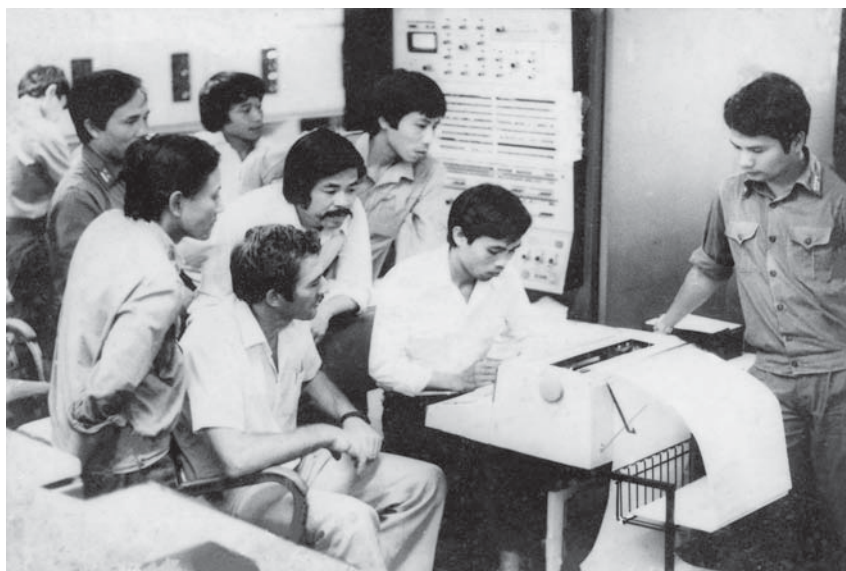
Việt Hà



Viện Dầu khí Việt Nam:

Gắn công tác nghiên cứu với thực tiễn

Từ hàng nghìn đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu cấp Nhà nước, Bộ/Ngành, các kết quả nghiên cứu khoa học, điều tra cơ bản của Viện Dầu khí Việt Nam phục vụ rất hiệu quả cho công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí và lọc hóa dầu, đã được các cơ quan quản lý Nhà nước sử dụng làm luận cứ khoa học, định hướng phát triển, hoạch định chính sách, chiến lược phát triển ngành công nghiệp dầu khí mạnh. Với đóng góp này, Viện Dầu khí Việt Nam đã được Đảng, Nhà nước trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động.



Thời kỳ đầu thành lập, Viện Dầu khí Việt Nam tập trung giải quyết các vấn đề tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Ảnh: TL

Tầm nhìn phát triển lĩnh vực “xương sống”

Ngay từ thời gian đầu thành lập từ Đoàn nghiên cứu chuyên đề địa chất dầu khí 36B thuộc Liên đoàn Địa chất 36, Viện Dầu khí Việt Nam tập trung giải quyết các vấn đề nghiên cứu khoa học (NCKH) trong lĩnh vực “xương sống” là tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Đồng bằng sông Hồng, sông Cửu Long và một phần thềm lục địa Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ nghiên cứu, định hướng công tác khoan phát hiện các mỏ khí Tiền Hải C ở Đồng bằng Bắc Bộ; đồng thời cán bộ khoa học của Viện đã nhanh chóng tiếp cận các tài liệu địa chất - địa vật lý ở thềm lục địa phía Nam, triển khai đồng bộ nhiều đề tài nghiên cứu về cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn, xác định các cấu tạo triển vọng và lựa chọn vị trí giếng khoan.

Trong suốt quá trình phát triển, Viện Dầu khí Việt Nam tư vấn có cơ sở khoa học cho Nhà nước và Tập đoàn trong hoạch định chính sách, xây dựng chiến lược phát triển, quy hoạch các lĩnh vực của Ngành có tầm nhìn xa và theo hướng phát triển bền vững. Trong đó, nghiên cứu tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí được ví như “xương sống” của Viện Dầu khí Việt Nam. Mặc dù giai đoạn đầu

mới thành lập trong điều kiện còn khó khăn, Viện Dầu khí Việt Nam được giao thực hiện nhiều Chương trình trọng điểm cấp Nhà nước như 22.01 (1981 - 1985) “Đặt cơ sở khoa học cho phương hướng công tác tìm kiếm và đánh giá tài nguyên dầu khí trên lãnh thổ Việt Nam”, 22A (1986 - 1990) “Nghiên cứu đánh giá và phân vùng tiềm năng dầu khí, lựa chọn và ứng dụng khoa học - kỹ thuật vào công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển và chế biến dầu khí ở Việt Nam”, KT 01 (1991 - 1995) “Dầu khí và tài nguyên khoáng sản”, KT03 (1996 - 2000) “Địa chất, địa động lực và tiềm năng khoáng sản vùng biển Việt Nam”. Giai đoạn sau này, Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục được Nhà nước tin tưởng giao cho thực hiện các đề tài thuộc chương trình KC.09 (2001 - 2005) “Điều tra cơ bản và nghiên cứu ứng dụng công nghệ biển” cùng nhiều quy hoạch, chiến lược quan trọng khác...

Các chương trình này đã thu được kết quả quan trọng trong việc xác định, đánh giá các đối tượng tìm kiếm thăm dò, xác định trữ lượng dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam; ứng dụng các công nghệ tiên tiến, nâng cao hiệu quả của công tác tìm kiếm thăm dò, khoan, khai thác dầu khí trên biển; phân tích, đánh giá chất lượng dầu thô và khí thiên

nhiên, đề xuất hướng chế biến và sử dụng hiệu quả; tạo cơ sở khoa học để hoạch định chính sách dầu khí, xác định cơ chế tổ chức quản lý của Ngành Dầu khí Việt Nam nhằm đáp ứng các mục tiêu kinh tế - xã hội, góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền biển đảo của Tổ quốc. Điều đáng ghi nhận là công tác nghiên cứu đã bắt đầu tiến ra những khu vực khó khăn như vùng nước sâu, mỏ nhỏ, các đối tượng trước đây chưa nghiên cứu nhiều như đá carbonat, dầu nặng và bước đầu tiếp cận các nguồn năng lượng phi truyền thống...

Đặc biệt, dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" thuộc Đề án tổng thể "Điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020" (Đề án 47) do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện được đánh giá là một trong những dự án triển khai đạt kết quả tốt, có những đóng góp mới với nhiều giá trị cho khoa học địa chất dầu khí. Thông qua dự án này, lần đầu tiên xác định được ranh giới giữa các bể trầm tích Kainozoi trên cơ sở xử lý, minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý và số liệu từ các giếng khoan, xây dựng được một cơ sở dữ liệu khoa học, đầy đủ, tin cậy về tiềm năng và trữ lượng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam, phục vụ việc hoạch định chính sách và xây dựng chiến lược tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, cũng như các giải pháp quản lý và khai thác hợp lý tài nguyên môi trường biển của Nhà nước một cách khoa học, hiệu quả...

Tăng cường tiềm lực nghiên cứu khoa học

Cho đến ngày thành lập Viện Dầu khí Việt Nam (22/5/1978), khoa học công nghệ (KHCN) dầu khí đã có những kết quả thiết thực ban đầu phục vụ sản xuất và định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí, song vẫn còn rất khiêm tốn. Vì vậy, lãnh đạo Ngành Dầu khí có chủ trương xây dựng Viện Dầu khí Việt Nam theo mô hình Viện nghiên cứu địa chất dầu mỏ toàn Liên bang của Liên Xô, đồng thời nghiên cứu tiếp thu mô hình của Viện Dầu mỏ Pháp (IFP). Đặc biệt, chuyển thăm Viện Dầu mỏ Pháp năm 1977 của Thủ tướng Phạm Văn Đồng đánh dấu bước ngoặt đối với sự phát triển của KHCN dầu khí nước nhà. Năm 1980, Chính phủ Pháp không chỉ viện trợ cho Việt Nam 11 phòng thí nghiệm hiện đại nhất nước ta lúc bấy giờ mà còn giúp đào tạo lớp chuyên gia đầu đàn có ý nghĩa quyết định đến sự phát triển năng lực nghiên cứu của Viện. Và giai đoạn sau này, Viện Dầu khí Việt Nam tích

Với việc chủ trì và tham gia thực hiện hơn 1.300 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu KHCN cấp Nhà nước, Bộ/Ngành và hàng nghìn hợp đồng dịch vụ NCKH, triển khai xử lý và minh giải hàng trăm nghìn km tuyến địa chấn 2D, hàng chục nghìn km² địa chấn 3D... có thể khẳng định Viện Dầu khí Việt Nam là đơn vị dẫn đầu trong cả nước về nghiên cứu làm sáng tỏ các cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí các bể trầm tích trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam cũng như ở nước ngoài.



Phân tích số liệu địa vật lý giếng khoan tại Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: VPI

cực, chủ động đẩy mạnh hợp tác quốc tế với các nước có nền công nghiệp dầu khí tiên tiến như: Liên bang Nga, Mỹ, Anh, Pháp, Đức, Nhật Bản, Đan Mạch, Na Uy; các tổ chức quốc tế (ASCOPE, ACE, CCOP) cho thấy Viện Dầu khí Việt Nam đã tiên phong và chủ động hội nhập mạnh mẽ với khoa học công nghệ dầu khí thế giới, trong việc nhận chuyển giao và áp dụng công nghệ mới, nâng cao năng lực nghiên cứu, xây dựng đội ngũ cán bộ nghiên cứu trình độ cao.

Hòa cùng công cuộc đổi mới của đất nước, đầu năm 1988, với tư duy đổi mới quyết liệt, nhìn xa trông rộng, Đảng ủy và Ban giám đốc Viện đã đề nghị lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và được Nhà nước chấp thuận quyết định chuyển lực lượng cán bộ khoa học kỹ thuật chủ lực cùng bộ máy điều hành và các trang thiết bị phục vụ sản xuất, nghiên cứu khoa học từ Thị xã Hưng Yên về Hà Nội. Được sự quan tâm đầu tư của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau này là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam), sự hỗ trợ của bạn bè quốc tế, các phòng thí nghiệm trầm tích, cổ sinh, địa hóa được đầu tư nâng cấp các thiết bị hiện đại như: các máy phân tích sắc ký, máy Rock-Eval, máy đo phản xạ vitrinit; phòng thí nghiệm với các thiết bị về cơ lý, PVT được nâng cấp bằng tài trợ ODA của Chính phủ Pháp và dự án đầu tư chiều sâu cho phòng thí nghiệm thạch học trầm tích trang bị kính hiển vi điện tử quét, kính hiển vi nhiễu xạ. Các trạm máy tính chuyên dụng workstation phục vụ xử lý và minh giải tài liệu được đầu tư từ nguồn vốn của Tập đoàn cũng như qua dự án hợp tác với Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland.

Với hệ thống cơ sở dữ liệu, thiết bị và phần mềm chuyên dụng, hiện đại, Viện Dầu khí Việt Nam đã có sản phẩm chủ lực trong lĩnh vực địa chất dầu khí, địa tầng trầm tích, địa hóa, địa vật lý, địa chất mỏ, công nghệ mỏ, công nghệ khoan khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu... Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với JOGMEC, Idemitsu (Nhật Bản) nghiên cứu tư vấn áp dụng các giải pháp công nghệ nâng cao thu hồi dầu bằng bơm ép CO₂, từng bước tiếp cận công nghệ GTL-Japan và các kỹ thuật địa hóa tiên tiến áp dụng trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Liên doanh với Fairfield (Mỹ), hợp tác với Landmark, Schlumberger... đã góp phần đưa những công nghệ tiên tiến trong xử lý, minh giải, phân tích tài liệu địa chấn vào ứng dụng rộng rãi trong Ngành Dầu khí Việt Nam...

Từ chỗ chỉ phân tích được các mẫu, chỉ tiêu đơn giản đến nay, Viện Dầu khí Việt Nam là đơn vị duy nhất

trong nước cung cấp hầu hết các dịch vụ phân tích mẫu cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các đơn vị thành viên, cũng như các công ty, nhà thầu dầu khí hoạt động tại Việt Nam. Viện đã chủ động hợp tác với IFP (Pháp) và sau này với Corelab (Mỹ) để phát triển năng lực phân tích, trở thành trung tâm phân tích - thí nghiệm hàng đầu trong khu vực. Trung bình hàng năm, Viện Dầu khí Việt Nam phân tích hàng chục nghìn mẫu (đá, dầu, khí, nước...) phục vụ yêu cầu sản xuất và nghiên cứu, tiết kiệm cho Tập đoàn/Nhà nước hàng triệu USD chi phí gửi và phân tích mẫu ở nước ngoài.

Dự án đầu tư Trung tâm Phân tích Thí nghiệm đồng bộ, hiện đại đang được xây dựng tại TP. Hồ Chí Minh đã tạo điều kiện để Viện Dầu khí Việt Nam có những thiết bị chuyên dụng ngang tầm thế giới phục vụ cho các nghiên cứu trong toàn bộ chuỗi giá trị dầu khí. Những người làm KHCN Dầu khí tự hào đã cùng Ngành Dầu khí vượt qua muôn vàn khó khăn, thiếu thốn trong thời gian đầu, sáng tạo và bền bỉ xây dựng cơ sở vật chất của Viện ngày càng hiện đại, đồng bộ, đáp ứng nhu cầu phát triển của ngành công nghiệp dầu khí.

Kết quả NCKH của Viện Dầu khí trong các lĩnh vực khác

Các NCKH ở khâu sau như lập cơ sở dữ liệu về tính chất dầu thô, khí, condensate Việt Nam, nghiên cứu định hướng và lựa chọn sơ đồ công nghệ, bản quyền công nghệ, đánh giá lựa chọn xúc tác, đánh giá lựa chọn nguyên liệu cho các nhà máy chế biến dầu khí ở Việt Nam đã góp phần đáng kể cho việc xây dựng chiến lược, quy hoạch phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí của Nhà nước và Tập đoàn, thúc đẩy quá trình đưa các nhà máy lọc hóa dầu đi vào hoạt động và nâng cao hiệu quả hoạt động của các Nhà máy.

Trong lĩnh vực an toàn và môi trường, cán bộ khoa học của Viện Dầu khí Việt Nam tham gia khảo sát, đánh giá, quan trắc tác động môi trường, môi trường lao động, nghiên cứu lựa chọn hóa chất thân thiện với môi trường, xây dựng kế hoạch ứng cứu tràn dầu... góp phần đảm bảo an toàn cho mọi hoạt động dầu khí. Nghiên cứu chống ăn mòn các công trình dầu khí (các đường ống khí, các nhà máy điện, nhà máy đạm) cũng được đẩy mạnh và ứng dụng thực tiễn.

Các nghiên cứu khoa học thuộc lĩnh vực kinh tế và quản lý như quy hoạch phát triển công nghiệp khí; chiến lược, quy hoạch hệ thống dự trữ dầu mỏ quốc gia; nghiên cứu thị trường công nghệ, đánh giá các hoạt động đầu tư và quản lý, thẩm định dự án, báo cáo đầu tư... đã bước đầu góp phần hoàn thiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và góp phần xây dựng hoàn thiện cơ chế quản lý của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn mới.

Ngoài việc là bộ não tham mưu cho Nhà nước và Ngành, Viện Dầu khí Việt Nam còn tư vấn có hiệu quả cho các công ty dầu khí quốc tế, đóng góp quan trọng vào xúc tiến đầu tư nước ngoài, xây dựng nền tảng kỹ thuật cho sự phát triển của ngành dầu khí Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam đã trở thành địa chỉ tin cậy để các nhà thầu dầu khí đang hoạt động ở Việt Nam tìm đến hợp tác nghiên cứu, xử lý, minh giải và tổng hợp các tài liệu địa chất - địa vật lý, khoan khai thác cũng như triển khai các dự án khâu sau. Tuyệt đại đa số các công ty dầu khí khi chuẩn bị đầu tư ở Việt Nam đều được Viện tổ chức hội thảo tư vấn, giới thiệu khu vực tiềm năng, điều kiện và phương thức đầu tư, đặc biệt đầu giai đoạn “mở cửa” đầu năm 1990. Có thể nói, bên cạnh sự thành công của nhiều công ty dầu khí trong và ngoài nước đều có sự tư vấn kịp thời và hợp tác hiệu quả của Viện Dầu khí Việt Nam. Mới đây nhất, Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học Công nghệ cấp Bằng độc quyền giải pháp hữu ích cho sáng chế chế phẩm dùng để tăng cường thu hồi dầu từ các mỏ dầu do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì (NIPI tham gia). Khoảng 80 tấn chế phẩm này đã được bơm vào giếng bơm ép 202 tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ và sau 10 tháng theo dõi hiệu quả đẩy dầu ở các giếng khai thác, tổng lượng dầu được thu hồi tăng cường đạt gần 9.000 tấn, trị giá trên 5 triệu USD.

Mục tiêu xây dựng thành Học viện Dầu khí chuyên sâu

Viện Dầu khí Việt Nam không chỉ đã thực sự trở thành một tổ chức KHCN hàng đầu của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam, với năng lực chuyên môn và công nghệ trong một số lĩnh vực ngang tầm khu vực mà còn là đơn vị

đã thay đổi tư duy, mạnh dạn chuyển đổi thành công sang mô hình tự chủ, tự chịu trách nhiệm, dám nghĩ, dám làm. Sau khi hoạt động theo mô hình tự chủ tự trang trải kinh phí theo Nghị định 115/NĐ-CP, số đề tài NCKH và dịch vụ KHCN của Viện Dầu khí Việt Nam đã tăng cả về số lượng và chất lượng, gắn chặt với thực tiễn sản xuất kinh doanh của Ngành, nhiều đề tài được đối tác trong và ngoài nước đánh giá cao. Viện Dầu khí Việt Nam đã từng bước sắp xếp lại lao động, tạo sự chuyển biến về chất trong cơ cấu lực lượng lao động; người lao động được trả lương phù hợp với mức độ đóng góp; cơ chế lương mới tạo điều kiện thu hút nguồn nhân lực chất lượng cao; có điều kiện đầu tư tốt hơn cho con người và trang thiết bị... Quan trọng hơn, sau khi chuyển đổi theo mô hình mới, tư duy các nhà khoa học năng động hơn, vị thế Viện Dầu khí Việt Nam được củng cố; gắn chặt hơn với thực tế sản xuất kinh doanh của Ngành.

Trong giai đoạn phát triển mới, Viện Dầu khí Việt Nam tập trung tối ưu hóa các nguồn lực để thực hiện thành công mục tiêu xây dựng thành Học viện Dầu khí chuyên sâu, hoàn chỉnh, đồng bộ, gắn kết nghiên cứu - ứng dụng - đào tạo và thực sự là bộ não tham mưu cho mọi hoạt động sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí Việt Nam, đạt trình độ tiên tiến trong khu vực. Mục tiêu đến 2015 sẽ tư vấn, thẩm định được từ 25 - 50% số dự án trong và ngoài nước của Tập đoàn.

Theo TS. Phan Ngọc Trung - Bí thư Đảng ủy, Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, mục tiêu Viện Dầu khí Việt Nam đã, đang và sẽ hướng đến đó là trở thành trung tâm hội tụ tri thức, trí tuệ, chất xám KHCN dầu khí hiện đại trong toàn Ngành, trong nước và quốc tế, nghiên cứu phát triển và nhận chuyển giao công nghệ, sau đó phổ biến, ứng dụng vào hoạt động sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí Việt Nam. Với vai trò là cơ quan nghiên cứu đầu Ngành, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh hợp tác với các tổ chức KHCN, các công ty/nhà thầu dầu khí trong và ngoài nước, cộng tác với các chuyên gia đầu ngành tại các đơn vị để triển khai các hoạt động NCKH, đồng thời là cầu nối giữa các viện nghiên cứu, trường đại học trong và ngoài nước nhằm huy động nguồn tri thức, chất xám phục vụ cho sự phát triển của KHCN Dầu khí Việt Nam...

Ngọc Linh



Hoạt động nghiên cứu tại Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí thuộc Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: VPI

Sáng ngày 14/8/2012, Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết phong trào “Lao động giỏi, lao động sáng tạo” Ngành Dầu khí giai đoạn 2007 - 2012. Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực khẳng định trong điều kiện ngày nay, nếu không có lao động sáng tạo thì không có sự phát triển nhanh, hiệu quả và vững chắc. Yêu cầu phát triển nhanh, hiệu quả mỗi doanh nghiệp đang đòi hỏi Petrovietnam phải bám sát thực tiễn, đẩy mạnh hơn nữa phong trào lao động sáng tạo, góp phần xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày càng vững mạnh



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: Việt Hà

ĐƯA PHONG TRÀO

lao động sáng tạo đi vào chiều sâu

Làm lợi trên 52 triệu USD và 380 tỷ đồng

TS. Hà Duy Dĩnh, Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, khoa học về địa chất nói chung và địa chất dầu khí nói riêng đúc kết trí tuệ của nhân loại. Ngành Dầu khí Việt Nam vừa vận dụng những thành tựu khoa học công nghệ tiên tiến ấy vừa áp dụng cho phù hợp với điều kiện địa chất, địa chính trị và kinh tế - xã hội của nước ta. Trong mọi lĩnh vực, mọi dự án, mọi công việc... cán bộ lãnh đạo các cấp, đội ngũ kỹ sư, công nhân lao động Ngành Dầu khí Việt Nam không chỉ say mê với tinh thần trách nhiệm cao nhất mà còn áp dụng nhiều sáng kiến cải tiến kỹ thuật làm lợi cho đơn vị, cho Tập đoàn và cho đất nước hàng chục triệu USD. Phong trào thi đua “Lao động giỏi, lao động sáng tạo” đã trở thành nét đẹp văn hóa dầu khí, góp phần xây dựng thương hiệu, tầm vóc của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong 5 năm qua, Ngành Dầu khí Việt Nam đã phát động nhiều phong trào thi đua rộng khắp, phong phú, ở đâu có công trình dầu khí, ở đó có phong trào thi đua. Đội ngũ nhân lực có trình độ, tay nghề cao là thuận lợi lớn để Ngành Dầu khí Việt Nam áp dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật vào sản xuất, phát huy sáng kiến kỹ thuật, nâng cao năng suất, chất lượng hiệu quả trong sản xuất kinh

doanh. Trong giai đoạn 2007 - 2012, toàn Ngành đã có 258 đề tài nghiên cứu khoa học, trên 1.400 sáng kiến, trong đó có 739 sáng kiến cải tiến kỹ thuật, sáng chế được công nhận, làm lợi cho Ngành, cho đất nước trên 52 triệu USD và hơn 380 tỷ đồng. Cũng từ phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, toàn Ngành đã xuất hiện nhiều đơn vị điển hình, phát động, tổ chức thực hiện phong trào sôi nổi, liên tục và có hiệu quả.

Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) là đơn vị tiên phong trong Ngành về áp dụng rộng rãi nhiều giải pháp kỹ thuật công nghệ tiên tiến, sử dụng thiết bị công nghệ hiện đại vào sản xuất như khoan ngang, khoan xiên, các chương trình phần mềm chuyên dụng đạt hiệu quả kinh tế cao, gia tăng hệ số thu hồi dầu khí. Trong 5 năm qua, Vietsovpetro đã thực hiện 431 đề tài nghiên cứu khoa học, 291 sáng kiến được đưa vào áp dụng thực tiễn sản xuất, mang lại hiệu quả kinh tế trên 7 triệu USD. Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) mỗi năm có khoảng 20 sáng kiến được Tổng công ty công nhận và có hơn 100 sáng kiến được Công đoàn Tổng công ty công nhận, trong đó chủ yếu là các sáng kiến cải tiến trong lĩnh vực đổi mới công nghệ, các giải pháp hợp lý hóa trong công tác vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa công trình khí và công tác quản lý an toàn phòng chống cháy nổ. Bên cạnh đó có thể



Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Hà Duy Đình và Phó Bí thư Thường trực Đảng ủy Tập đoàn Phạm Xuân Cảnh tặng hoa, biểu trưng cho các tác giả công trình khoa học được Nhà nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN. Ảnh: Việt Hà

kể đến Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) với hơn 300 sáng kiến, cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất, làm lợi gần 200 tỷ đồng; Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) bình quân mỗi năm có 20 sáng kiến cải tiến được Công ty công nhận, hơn 100 sáng kiến cải tiến được Công đoàn BSR công nhận, mỗi năm làm lợi và mang lại hiệu quả kinh tế cho Nhà máy gần 12 triệu USD...

Lao động sáng tạo phải bám sát thực tiễn

Tại Hội nghị, Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã tôn vinh các tập thể và cá nhân có thành tích xuất sắc trong phong trào thi đua “Lao động giỏi - Lao động sáng tạo” giai đoạn 2007 - 2012; trao tặng biểu trưng cho các tác giả được Chủ tịch nước tặng giải thưởng Hồ Chí Minh về KHCN cho Cụm công trình “Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ Tam bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam”. Theo Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San, thành tựu này đóng góp cho KHCN dầu khí thế giới và mang lại giá trị kinh tế rất lớn. Kinh nghiệm và các giải pháp KHCN trong tìm kiếm, khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng của Vietsovpetro được sáng tạo áp dụng thành công ở các mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Rạng Đông, Hồng Ngọc, Cá Ngừ Vàng... Kết quả cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Chủ tịch Hội Dầu khí Việt

Nam cho rằng, nhiệm vụ cấp bách và đầy thách thức hiện nay đối với các nhà khoa học Việt Nam là tăng hệ số thu hồi dầu, tiếp tục các giải pháp tận thu dầu khí trong điều kiện mỏ đã suy thoái, với tính đa dạng phức tạp của thân dầu và sự bất đồng nhất cao về tính thấm chứa của tầng đá móng nứt nẻ.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định: “Lao động sáng tạo là một nội dung quan trọng của phong trào thi đua ái quốc do Chủ tịch Hồ Chí Minh phát động, là yếu tố tạo nên động lực cho sự phát triển. Nói cách khác trong điều kiện ngày nay, không có lao động sáng tạo, không có sự phát triển nhanh, hiệu quả và vững chắc”. Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng, là một tập đoàn kinh tế hàng đầu Việt Nam với công nghệ hiện đại càng đòi hỏi phong trào lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến rộng khắp, nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao sức cạnh tranh của doanh nghiệp. Để làm tốt hơn nữa phong trào lao động giỏi - lao động sáng tạo, TSKH. Phùng Đình Thực cho rằng cần bám sát những vấn đề vướng mắc mà thực tiễn đang đặt ra, từ đó tìm tòi sáng tạo và tìm lời giải; trong lao động sáng tạo đừng bao giờ nghĩ công nghệ đã hoàn thiện, không thể sáng tạo được nữa. Thực tế đã chứng minh sẽ không có sáng chế năng cấp hệ thống cảnh báo giàn khoan của Vietsovpetro; sẽ không tìm loại hóa chất mới xử lý nước, xử lý dầu... nếu cho rằng công nghệ nhập ngoại đã hoàn thiện.

Nguyễn Minh Tâm - Xưởng đo lường tự động hóa, Nhà máy Đạm Phú Mỹ:

Nhà máy Đạm Phú Mỹ sẽ được đầu tư hơn về chiều sâu

Khi được hỏi về 2 điều ước cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nguyễn Minh Tâm mong Nhà máy sẽ được đầu tư hơn về chiều sâu, có những dự án để nâng cao năng suất hiện tại bằng các nghiên cứu sâu và điều ước thứ hai là công trình đó được thực hiện bởi chính người Việt Nam, hoàn toàn bằng trí óc của con người đang lao động tại PVFCCo nói riêng, Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung. Thông qua thực tế hỗ trợ dài ngày tại Nhà máy Đạm Cà Mau, Nguyễn Minh Tâm khẳng định người Việt Nam hoàn toàn có thể làm chủ các công nghệ hiện đại.

Bùi Mai Thanh Tú - Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro:

Có những sáng kiến không tính được thành tiền

Giá trị làm lợi của sáng kiến là một trong 3 yếu tố quan trọng để sáng kiến được công nhận, tuy nhiên cũng có những sáng kiến không tính được thành tiền nhưng mang lại lợi ích xã hội to lớn và có tính nhân văn như cải thiện điều kiện làm việc của người lao động, bảo vệ sức khỏe của người lao động, bảo vệ môi trường... Bùi Mai Thanh Tú khẳng định: "Phong trào thi đua lao động sáng tạo đã tạo động lực, niềm tin và khơi dậy đam mê của những người trẻ".

Trần Nhật Huy - Giám đốc Công ty Khí Cà Mau:

Sáng tạo là tìm ra được cái mới, có ưu điểm hơn cái cũ

Trần Nhật Huy cho rằng, để một cá nhân có nhiều ý tưởng áp dụng thành công trong thực tế, cá nhân đó phải thực sự đam mê và yêu nghề (đam mê và yêu nghề là động lực thôi thúc tìm tòi, cải tiến); có trình độ chuyên môn và thực tiễn; phải dám nghĩ khác (khác lối mòn thông thường), dám nói, dám làm, dám chịu trách nhiệm, bên cạnh đó cần có môi trường khuyến khích sự sáng tạo thì cá nhân đó mới có thể phát triển được.



Giao lưu với 3 cá nhân có thành tích xuất sắc trong phong trào thi đua "Lao động giỏi - Lao động sáng tạo" giai đoạn 2007 - 2012. Ảnh: Hà Linh

Chủ tịch HĐQT cho biết năm 2012 và những năm tiếp theo, Tập đoàn tiếp tục triển khai công tác thực hành tiết kiệm góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp. Đặc biệt, Tập đoàn chủ trương thực hành tiết kiệm từ sáng kiến, từ hợp lý hóa sản xuất, từ ứng dụng KHCN. Trên thực tế, nhiều đơn vị trong Tập đoàn đã tận dụng hệ thống hạ tầng có sẵn để kết nối các mỏ tiết kiệm hàng chục triệu USD; điều phối sử dụng chung giàn khoan, cấu trúc lại giếng khoan; xây dựng kế hoạch sử dụng chung phụ tùng cho các nhà máy lọc dầu, nhà máy điện; giảm tối đa vật tư tồn kho... TSKH. Phùng Đình Thực nhấn mạnh, "yêu cầu phát triển nhanh, hiệu quả mỗi doanh nghiệp đang đòi hỏi chúng ta phải bám sát thực tiễn đẩy mạnh hơn nữa phong trào lao động sáng tạo trong toàn Tập đoàn và mỗi đơn vị", góp

phần xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày càng vững mạnh.

Trong giai đoạn 2013 - 2018, Ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh phong trào thi đua yêu nước, thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo gắn với việc đổi mới các phong trào thi đua theo hướng chất lượng, hiệu quả; động viên được mọi nguồn lực trí tuệ của CNVC-LĐ trong nghiên cứu khoa học, trong phát minh, sáng chế, phát huy sáng kiến, chủ động trong hội nhập khu vực và quốc tế. Nội dung lao động sáng tạo phải lấy trọng tâm là trực tiếp phục vụ sản xuất kinh doanh đạt hiệu quả kinh tế cao nhằm thực hiện thắng lợi nhiệm vụ chính trị, kinh tế - xã hội của đơn vị và của Tập đoàn.

Việt Hà

Bể Nam Côn Sơn dưới góc độ địa động lực

PGS. TSKH. Hoàng Đình Tiến
KS. Hoàng Thị Xuân Hương
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Tóm tắt

Bài báo điểm qua các đặc điểm trầm tích, hoạt động magma, hệ thống đứt gãy là các bằng chứng về hoạt động địa động lực của bể Nam Côn Sơn, từ đó đưa ra mô hình sinh ra và phát triển của bể theo 5 giai đoạn chính, tạo nên nhiều bất chỉnh hợp khu vực cũng như địa phương. Giai đoạn trước Eocen giữa (50 triệu năm) là giai đoạn phá hủy, san bằng kiến tạo, hình thành và phát triển bán bình nguyên. Giai đoạn tiền tách giãn Eocen trung - muộn (50 - 36 triệu năm) hình thành hệ thống đứt gãy ngang kèm theo các trũng ban đầu. Giai đoạn tách giãn chính Oligocen - Miocen sớm (36 - 15,5 triệu năm) cộng với dịch trượt ngang và vận xoay là giai đoạn chính phát triển, bể trầm tích càng rộng, bị nhấn chìm sâu hơn. Do dịch trượt xuống phía Đông Nam và xoay phải của khối Đông Dương rất mạnh, đồng thời do xuất hiện dị thường nhiệt thúc đẩy tách giãn hướng Bắc - Nam ở Trung tâm biển Đông và hình thành một loạt đứt gãy ngang. Về sau (từ 26 - 15,5 triệu năm) do thay đổi hướng của dị thường nhiệt kéo theo sự thay đổi hướng của trục tách giãn biển Đông ở phần đuôi Tây Nam tạo điều kiện hình thành hàng loạt đứt gãy hướng Đông Bắc - Tây Nam. Cũng trong thời gian này, đới hút chìm Borneo - Palawan hình thành và phát triển lôi cuốn bể Nam Côn Sơn về phía Đông - Nam. Chính các yếu tố nêu trên dẫn đến cơ chế kéo tách mở rộng của bể Nam Côn Sơn. Giai đoạn nâng và bị nén ép mạnh Miocen trung - muộn (15,5 - 5,2 triệu năm). Do toàn khu vực bị nâng lên và bị nén ép mạnh mà một số nơi bị bào mòn, bóc trụi. Song bên cạnh các đới nâng lại có các kênh rạch, mương máng để nước biển tràn vào các trũng sâu tạo nên trầm tích biển xen kẽ. Giai đoạn sụt lún nhiệt do lạnh nguội và co ngót mạnh dẫn đến tái tách giãn và phát triển thêm toàn khu vực, thay đổi hẳn hướng trục cũng như diện mạo của vùng trên phạm vi rộng lớn của thềm lục địa.

Đến nay, bể Nam Côn Sơn được nhìn nhận dưới nhiều góc độ khác nhau. Để tìm hiểu bể Nam Côn Sơn dưới góc độ địa động lực, cần xem xét các tiền đề sau: địa tầng thạch học, đá magma, hệ thống đứt gãy, xây dựng các mặt cắt qua nhiều góc độ khác nhau, mặt cắt cổ kiến tạo, các sơ đồ cổ kiến tạo nhằm xem xét quá trình hình thành và phát triển của nó.

1. Địa tầng thạch học

1.1. Đá móng trước Kainozoi

Trong phạm vi bể Nam Côn Sơn đã gặp các đá móng chủ yếu là granodiorit, một phần nhỏ là diorite thạch anh (cấu tạo Mía), gabbro (Nam Đại Hùng) có tuổi Jura muộn - Creta. Ngoài ra còn gặp các đá biến chất như: sét phiến, amphibolit, phillit và rhyolit.

1.2. Trầm tích

Cho tới nay, các giếng khoan chỉ thực hiện ở phần vòm của cấu tạo, do đó chỉ gặp các trầm tích có tuổi Oligocen - Miocen - Pliocen - Đệ tứ. Các trầm tích cổ hơn chỉ được dự kiến theo tài liệu địa chấn và trọng lực ở các trũng sâu (>10km). Ở bể trầm tích có các thành hệ trầm tích từ trên xuống dưới như sau: Pliocen - Đệ tứ, Miocen trên - giữa -

dưới, Oligocen không phân chia. Riêng trầm tích Eocen ở các trũng sâu chỉ dự đoán theo tài liệu địa chấn. Trên các băng địa chấn khu vực ở các tuyến 02, 04, 05 qua các trũng Măng Cầu, trũng Trung tâm của bể đều phát hiện các tập trầm tích phân bố lộn xộn, xiên chéo, biến tướng nhanh và thay đổi bề dày rất nhanh ở phần đáy. Các đặc điểm này hoàn toàn khác với các trầm tích Oligocen ở phía trên. Hơn nữa, trầm tích Oligocen đã được gặp ở nhiều giếng khoan (đới nâng Dừa, cấu tạo Thanh Long, Lô 06) liên hệ với tài liệu địa chấn rất tốt, hoàn toàn khác với các thành hệ trầm tích ở phía dưới. Đặc biệt, tài liệu của chi nhánh Sunbure (thuộc hãng Geochem - Vương quốc Anh) cho thấy trong mẫu dầu của mỏ Đại Hùng bể Nam Côn Sơn đều có bào tử phấn hoa tuổi Eocen - Oligocen [8]. Điều đó chứng tỏ ở bể này vật liệu hữu cơ trong các trầm tích hạt mịn của Eocen đã trải qua pha chủ yếu sinh dầu, giải phóng lượng dầu nào đó (tuy ít) vào các bẫy chứa [1, 2].

1.2.1. Thành hệ trầm tích Eocen - Oligocen (hệ tầng Cau) - không phân chia

Thành hệ này gặp phổ biến ở khu vực nâng Dừa, cấu tạo Thanh Long, có thể có ở cả trung tâm và trung Măng Cầu. Trầm tích phần lớn là cuội, sạn, sỏi lót đáy, còn phần trên bao gồm sét bột cát lục địa, đầm hồ, tam giác châu, xen kẽ các lớp sét than và than delta, có màu nâu tối, nâu đỏ, xám sẫm, xám đen, rất ít xám sáng, chứa nhiều thực vật trên cạn.

Theo quan sát trên các tuyến địa chấn, các lớp phân bố hỗn độn, xiên chéo, chồng gối lên nhau, có lẽ do gần vùng phá hủy (vùng năng lượng cao). Bề dày biến đổi nhanh, sự thay đổi tướng cũng nhanh, thể hiện môi trường lũ tích châu thổ, tam giác châu, đồng bằng ngập nước. Còn ở ven rìa các lớp gá kể vào các sườn của các khối nhô cổ [2]. Xen kẽ các lớp trầm tích là các lớp phun trào có thành phần andesit, diabaz, basalt và tuf. Chúng phân bố chủ yếu ở phần dưới của thành hệ Oligocen.

1.2.2. Thành hệ trầm tích Miocen dưới (hệ tầng Dừa)

Các trầm tích Miocen dưới phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích cổ và cả các khối nhô cổ của đá móng. Diện phân bố rộng hơn và rất dày ở các trung tâm cũng như các bán địa hào sông Hậu, Đồng Nai, mỏng ở các khối nhô và ven rìa. Trầm tích bao gồm các lớp cát bột sét đa màu từ nâu xám tối đến nâu đỏ, xám sáng, thậm chí xám xanh, xen kẽ các lớp sét than và than delta. Khoáng vật chính là hidromica và kaolinit. Mức độ biến chất chưa cao, mặc dù chúng ở độ sâu lớn, chứng tỏ mới được lún chìm. Các lớp trầm tích phân bố song song và nằm ngang ở trung tâm các hố sụt, còn ở ven rìa thì gá kể vào các khối nhô cổ, cũng như các sườn nghiêng. Môi trường trầm tích chủ yếu vẫn là lục địa, đầm hồ, tam giác châu, đồng bằng ven biển, có xen kẽ một ít pha biển vào cuối Miocen sớm.

1.2.3. Thành hệ trầm tích Miocen giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu)

Thành hệ trầm tích Thông - Măng Cầu nằm bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ hơn. Chúng bao gồm trầm tích lục nguyên màu xám ở phần dưới, còn ở phần trên màu xám sáng. Trong lát cắt có xen kẽ các lớp sét montmo và nhiều lớp carbonate thêm, cũng như các ám tiêu san hô. Điều đó chứng tỏ biển đã tràn vào phổ biến hơn. Xuất hiện nhiều lớp đá vôi đã bị dolomite hóa ở phần đáy. Các trầm tích phản ánh xen kẽ các tướng từ đồng bằng châu thổ sang biển ven, biển nông trong thêm và giữa thêm.

Còn ở các đới nâng và ven rìa bề dày rất mỏng và xen kẽ nhiều thành phần hạt thô.

1.2.4. Thành hệ trầm tích Miocen muộn (hệ tầng Nam Côn Sơn)

Thành hệ Nam Côn Sơn phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ và mang tính lấp đầy ở các trung tâm hố sụt. Tuy nhiên, ở cánh Đông diễn ra nghịch đảo kiến tạo, nên các lớp trầm tích bị bào mòn, cắt gọt. Ở một số đới nâng trầm tích mỏng. Trầm tích chủ yếu là đá lục nguyên màu xám sáng xen các lớp sét montmo, bột cát xen kẽ các lớp carbonate thêm và các ám tiêu san hô. Các lớp carbonate và cát bột vẫn ở trạng thái chưa gắn kết hoặc gắn kết yếu nên dễ bị sập lở. Các trầm tích thể hiện môi trường biển nông là chính, xen kẽ các pha lục địa ngắn.

1.2.5. Thành hệ trầm tích Pliocen - Đệ tứ (hệ tầng biển Đông)

Hệ tầng này phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ, có xu thế phân bố nằm ngang, hơi nghiêng về phía Đông và Đông Bắc. Trầm tích phần lớn là sét montmo và các lớp sét mịn, xen kẽ rất ít các lớp lục nguyên màu xám sáng. Đây là giai đoạn sụt lún nhiệt mạnh mẽ và mang đặc điểm của biển nông và biển sâu trong điều kiện của thêm lục địa rộng lớn.

2. Hoạt động magma

Trong phạm vi bể Nam Côn Sơn phát hiện đá magma tuổi Jura - Creta tại các Lô 04, 06, 12, 28, 29 và một số lô ở phía Tây - Bắc. Đá chủ yếu là granodiorit, (109 ± 5 triệu năm), một ít là diorite thạch anh (cấu tạo Mía) ($129 - 130$ triệu năm), rất ít gặp granite [5, 9]. Như vậy, gặp chủ yếu đá trung tính và acid yếu. Có một số đai mạch gặp trong đá móng là các andesit, diabaz, gabbro có tuổi 43 ± 3 triệu năm. Ngoài ra trong phần đáy trầm tích Oligocen còn gặp các đá phun trào basalt, tuf [5, 9]. Trong đới nâng Măng Cầu còn có các đai mạch aplit tuổi 10,8 - 11,1 triệu năm tức là vào cuối Miocen trung. Ngoài ra, còn gặp các lớp basalt và tuf ở các trầm tích cuối Miocen sớm, đầu Miocen trung.

3. Hệ thống đứt gãy

Từ Hình 1 - 7 cho thấy có 3 hệ thống đứt gãy chính:

+ Hệ thống đứt gãy vĩ tuyến Đông - Tây là cổ nhất và bị cắt ngang, sau đó bị di chuyển đi với các biên độ khác nhau từ vài km đến hàng chục km, phát triển chủ yếu ở Trung tâm và phía Nam.

+ Hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam là chủ yếu, khống chế quá trình phát triển bể, xuất hiện khi bị siết

ép từ phía Tây - Bắc (phía đới nâng Côn Sơn) và chịu ảnh hưởng của đuôi Tây Nam của trục tách giãn biển Đông.

+ Hệ thống đứt gãy Bắc - Nam là trẻ nhất ở phía Tây - Nam bể, xuất hiện vào cuối Oligocen do sự siết ép của đới nâng Côn Sơn và tạo nên các bán địa hào, sau đó vào Miocen sớm sụt lún mạnh do tách giãn mạnh, tạo nên biên độ sụt lớn.

Một số đứt gãy hướng khác có biên độ nhỏ, lại chỉ phát triển trong phạm vi hẹp, ngắn là các đứt gãy sinh kèm; xuất hiện khi dịch trượt của các khối và do tăng tải trọng của các trầm tích ở các trũng sâu.

Các hệ thống đứt gãy nêu trên cho thấy chúng xuất hiện ở nhiều thời điểm khác nhau: Eocen và Oligocen sớm (Hình 4), cuối Oligocen muộn (Hình 4 và 6), cuối Miocen sớm (Hình 4, 5, 6), cuối Miocen trung (Hình 6 và 7), thậm chí cuối Miocen muộn (chủ yếu ở cánh Tây Bắc và Đông - Bắc của bể). Ở rìa Đông và Tây Bắc còn phát hiện một số đứt gãy hoạt động vào cuối Pliocen - Đệ tứ. Còn ở Trung tâm và rìa Nam, nhiều đứt gãy đã ngưng nghỉ. Trên 3 mặt cắt cổ kiến tạo (Hình 8, 9, 10) càng thấy rõ một số đứt gãy đã ngưng nghỉ, song có một số lại tái hoạt động nhiều lần, thậm chí còn tái hoạt động vào cuối Miocen muộn, Pliocen - Đệ tứ (đứt gãy sông Hậu) (Hình 6 và 7).

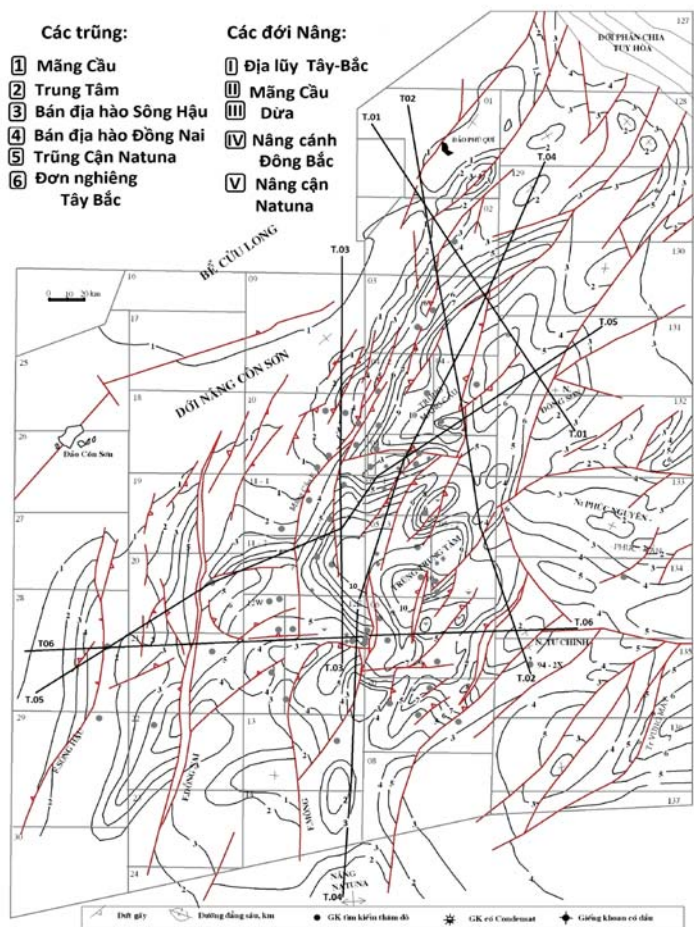
4. Quá trình hình thành và phát triển

4.1. Nhận xét chung

Nhìn chung, bể Nam Côn Sơn như một tam giác mà đỉnh tiếp giáp với đới trượt Tuy Hòa, còn đáy được mở rộng, trải dài từ đới nâng Côn Sơn dọc theo đới nâng Natuna, tiếp cận với đới nâng Tư Chính. Trên cơ sở bản đồ, các mặt cắt và mặt cắt cổ kiến tạo thấy rằng:

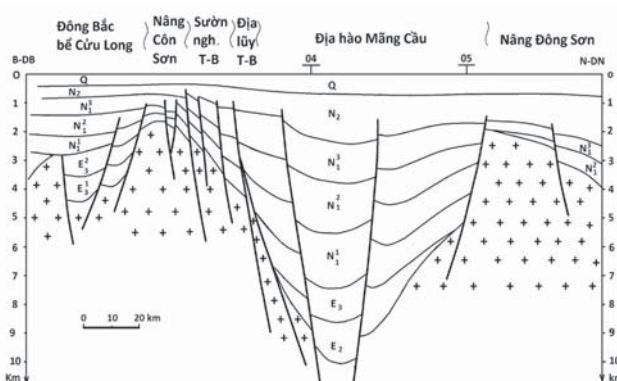
+ Thay đổi bề dày các thành hệ trầm tích rất lớn giữa các khối. Điều này chứng tỏ nhiều đứt gãy tái hoạt động nhiều lần cùng với quá trình tích lũy trầm tích (đứt gãy đồng trầm tích). Biên độ thẳng đứng lớn và thay đổi ở các khối khác nhau.

+ Một số nơi của đới nâng và trũng sâu lại có bề dày trầm tích lớn như nhau, một số nơi lại bị cắt gọt, bào mòn, chứng tỏ các đứt gãy ở các nơi này hoạt động sau trầm

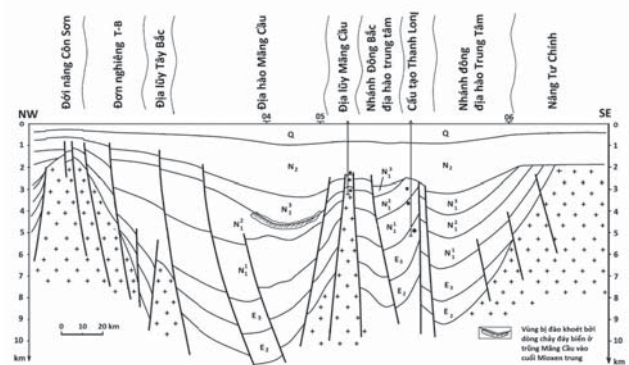


Hình 1: Sơ đồ cấu trúc bề mặt móng bể Nam Côn Sơn

Hình 1. Sơ đồ cấu trúc bề mặt móng bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Mặt cắt địa chất ngang phía Bắc bể Nam Côn Sơn, tuyến 01



Hình 3. Mặt cắt địa chất qua phần Đông Bắc bể Nam Côn Sơn, tuyến 02

tích. Có lẽ do căng giãn lớn cộng với dịch trượt ngang và vặn xoắn mà một số đứt gãy có biên độ dịch trượt dài.

+ Hiện tượng lũ tích thể hiện rất rõ trên các tuyến địa chấn, nhất là vào giai đoạn Pliocen - Đệ tứ. Các nếp lấn phát triển theo hướng từ phía Nam và Tây Nam lên Đông Bắc, Bắc vào thời gian cuối (Pliocen - Đệ tứ) (Hình 3, 4, 5 theo các tuyến 02, 03, 04). Trong thời gian này, địa hình thay đổi và nghiêng hẳn về phía Đông và Đông Bắc, vượt ra khỏi khuôn khổ của bể trầm tích, nơi tồn tại đuôi Tây Nam của trục tách giãn biển Đông đang ở giai đoạn lạnh nguội nhanh và co ngót mạnh.

Do sự siết ép mạnh từ phía Tây Bắc và Bắc theo hệ thống đứt gãy kinh tuyến 109 khi có sự dịch trượt xuống Đông Nam và xoay phải của khối Đông Dương mà xuất hiện hàng loạt các đứt gãy nghịch trong hệ thống đứt gãy thuận ở phần Tây Bắc của bể trầm tích Nam Côn Sơn (Hình 2 và 3). Từ đó, hình thành hai bán địa hào dọc theo 2 đứt gãy sông Hậu và Đồng Nai ở phần Tây Nam, còn ở cánh Tây Bắc có các bán địa hào hẹp tuyến tính chạy dọc theo hệ thống đứt gãy Măng Cầu.

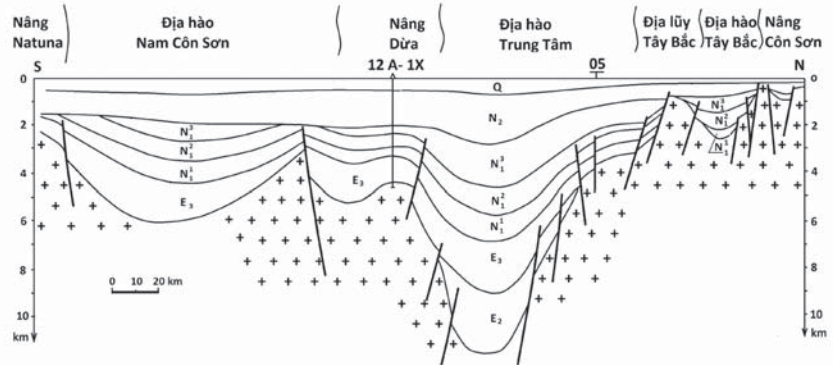
4.2. Quá trình tiến hóa của bể Nam Côn Sơn

Từ các kết quả nêu trên xây dựng năm sơ đồ cổ kiến tạo tương ứng với năm thời kỳ tiến hóa của bể trầm tích Nam Côn Sơn. Việc phân các giai đoạn căn cứ vào pha hoạt động kiến tạo kiến lập nên các bất chỉnh hợp góc, thay đổi thành phần thạch học, tương đá, có mặt các đứt gãy với biên độ dịch trượt ngang, thẳng đứng và gián đoạn trầm tích [3]. Các hoạt động magma để lại các phun trào hay các đai mạch... Hơn nữa, các dị thường địa từ là sản phẩm của các giai đoạn phun trào ở đáy biển Đông cũng như trên lục địa tác động tới sự hình thành và phát triển bể Nam Côn Sơn [1, 5].

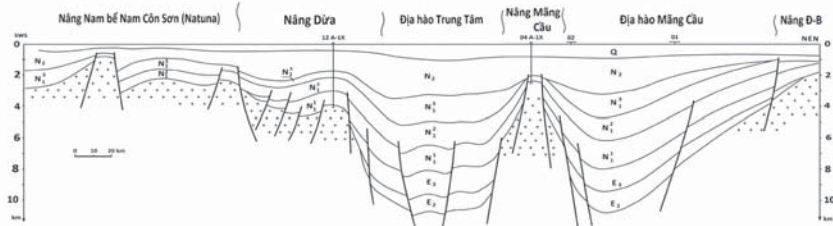
- Trước 50 triệu năm (trước Eocen trung) - thời gian hình thành đá móng, sau đó phát triển bán bình nguyên.

- Từ 50 - 36 triệu năm (Eocen trung - muộn) - giai đoạn tiền tách giãn, khởi đầu tách giãn, tạo tiền đề hình thành các trũng sâu như: trũng Trung tâm, trũng Măng Cầu.

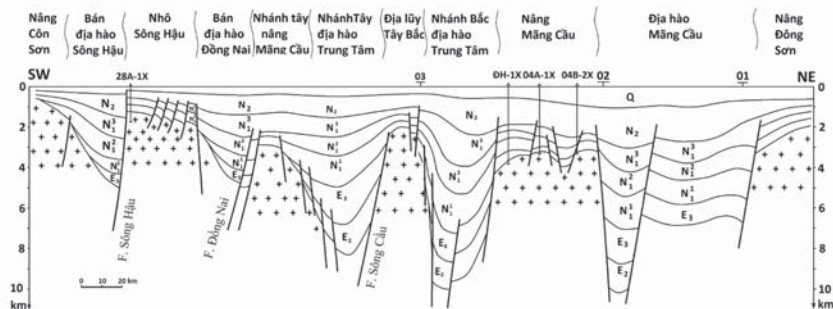
- Từ 36 - 15,5 triệu năm (Oligocen - Miocen sớm) - giai đoạn tách giãn chính gồm trũng Trung tâm, trũng Măng Cầu lún chìm mạnh và mở rộng với bề dày trầm tích



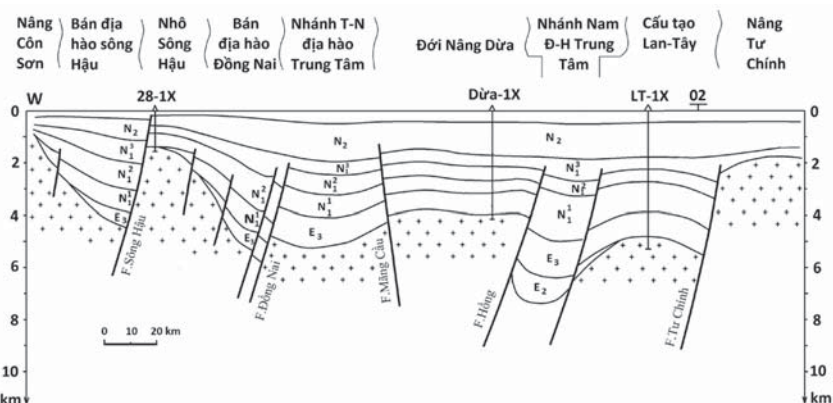
Hình 4. Mặt cắt địa chất dọc kinh tuyến bể Nam Côn Sơn, tuyến 03



Hình 5. Mặt cắt địa chất dọc bể Nam Côn Sơn, tuyến 04

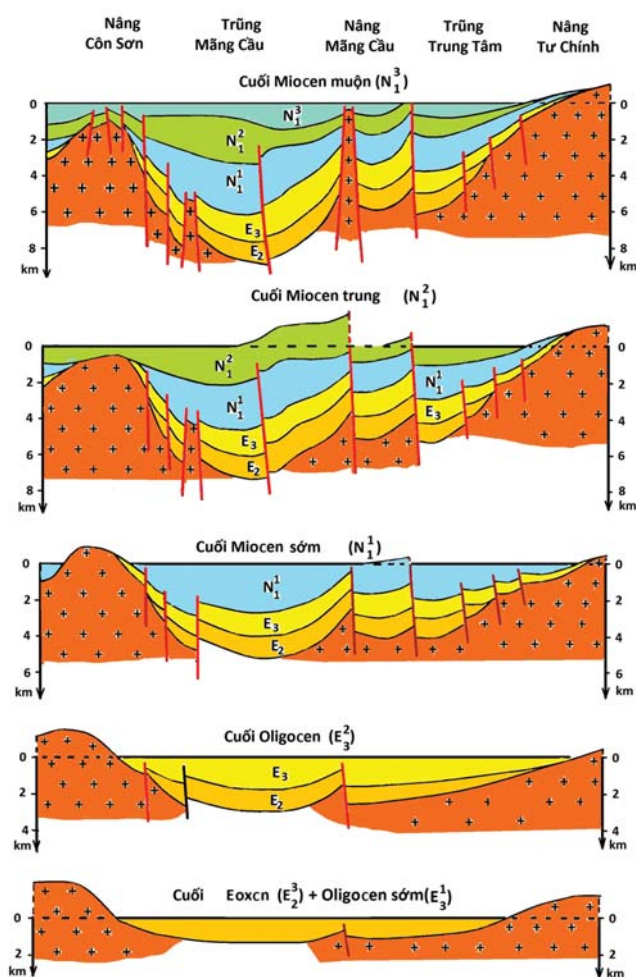


Hình 6. Mặt cắt địa chất dọc bể Nam Côn Sơn, tuyến 05

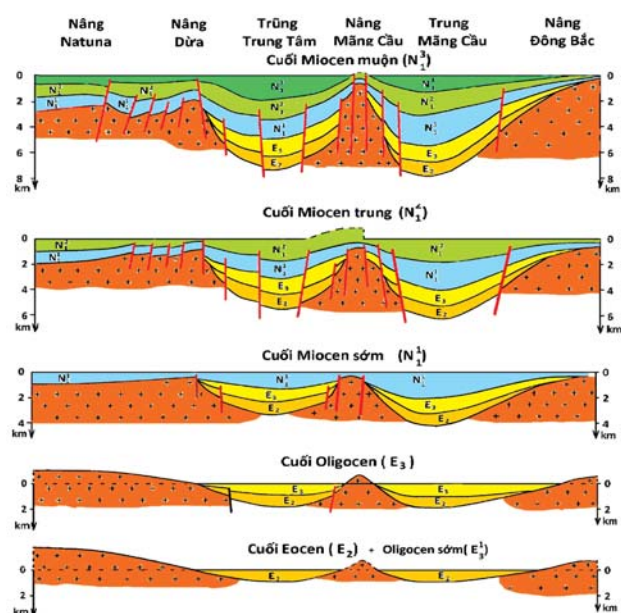


Hình 7. Mặt cắt địa chất ngang bể Nam Côn Sơn, tuyến 06

lớn nhất. Các bán địa hào ở phía Tây Nam và Tây Bắc hình thành và phát triển.



Hình 8. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 02 bể Nam Côn Sơn



Hình 9. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 04 bể Nam Côn Sơn

- Từ 15,5 - 5,2 triệu năm (Miocen trung - muộn) - giai đoạn nén ép, nâng lên, bào mòn ở Đông Nam Á, bể Nam Côn Sơn tiếp tục sụt lún vào đầu Miocen trung ở các trũng sâu, còn ở các đới nâng và ven rìa bị nén ép, nâng lên và bị bào mòn dần dần. Vào cuối Miocen trung xảy ra biến cố kiến tạo mạnh dẫn đến nghịch đảo cấu trúc và bị bào mòn, cắt gọt mạnh hơn.

- Từ 5,2 triệu năm - nay (Pliocen - Đệ tứ) - giai đoạn sụt lún nhiệt dẫn đến tái tách giãn, mở rộng và phát triển dạng thềm hướng về trung tâm biển Đông.

4.2.1. Giai đoạn trước 50 triệu năm (trước Eocen trung) - trước tách giãn

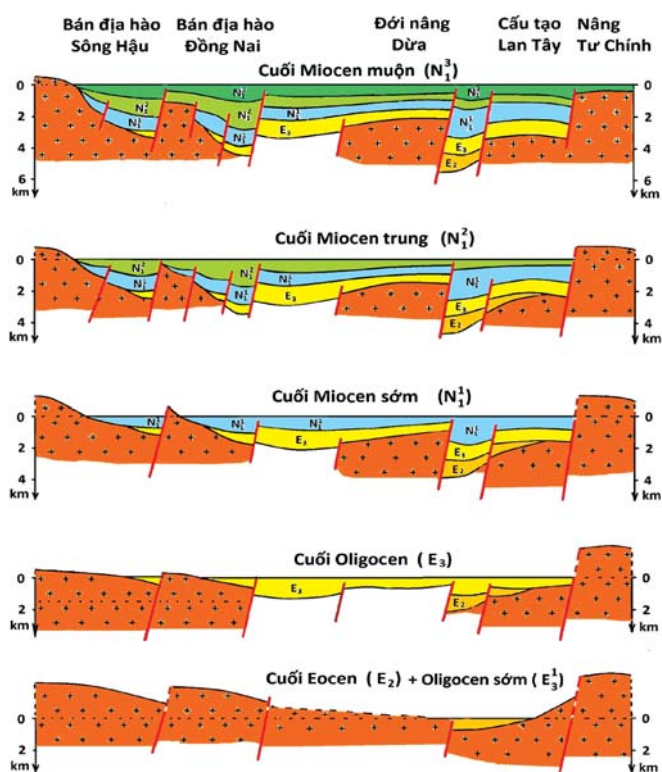
Vào Mesozoi giữa - muộn hình thành đá biến chất và đá móng, tạo các khối nhô cổ (như: nâng Măng Cầu, nâng Dừa và các nâng Đông Bắc, Đông và Đông Nam), sau đó phá hủy và san bằng kiến tạo, phát triển bán bình nguyên rộng lớn trên toàn khu vực Đông Nam Á vào Paleocen - Eocen sớm. Vì vậy, vật liệu bị phá hủy được đưa đi xa vào Thái Bình Dương bởi các con sông lớn ở biển Đông, hay đưa vào các hồ sụt địa phương.

4.2.2. Giai đoạn 50 - 36 triệu năm (Eocen trung - muộn) - tiền tách giãn

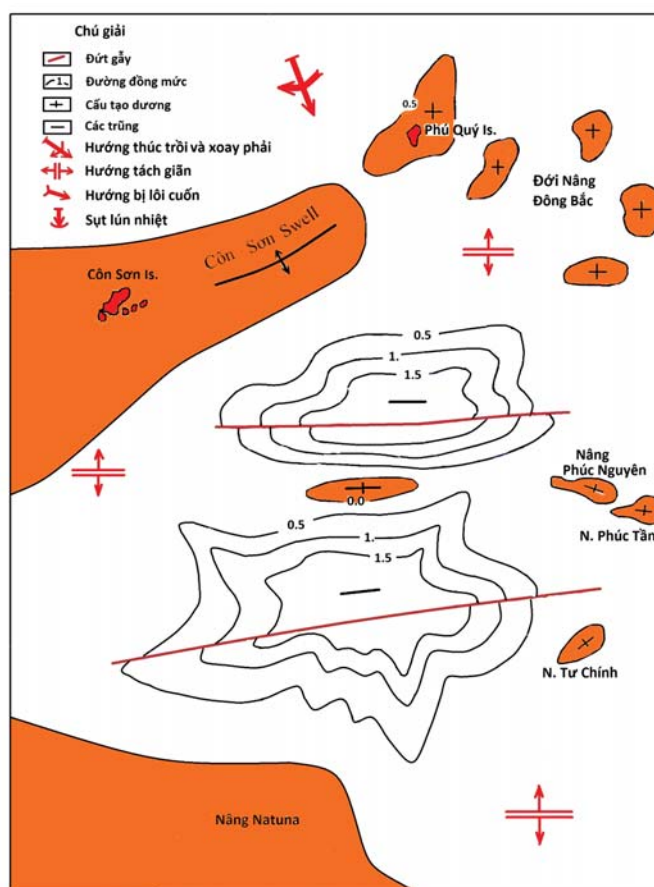
Có thể nói từ khi có va chạm của tiểu lục địa Ấn Độ vào mảng Âu - Á, cũng là lúc bắt đầu hình thành mới hàng loạt các đứt gãy sâu khu vực, đồng thời tái hoạt động các đứt gãy sâu khu vực đã được hình thành trước đó. Trong giai đoạn này có thể chia ra làm hai phụ giai đoạn:

+ Phụ giai đoạn 50 - 43 triệu năm: Khi mới va chạm sự biến dạng do dịch trượt còn yếu ớt, nên ở bể Nam Côn Sơn còn chưa xuất hiện các đứt gãy hay trũng sâu.

+ Phụ giai đoạn 43 - 36 triệu năm: Giai đoạn va chạm mạnh dẫn đến thúc đẩy mạnh xuống Đông Nam của khối Đông Dương. Bằng chứng là trong các đai mạch ở đới nâng Măng Cầu đã có tuổi 43 ± 3 triệu năm. Ở bể Nam Côn Sơn xuất hiện đứt gãy ngang do tách giãn Bắc Nam và hình thành các trũng sâu dọc theo các đứt gãy này (Hình 11). Đây là các hồ nước ngọt, đón nhận các vật liệu vụn bị phá hủy từ vùng cao xung quanh như từ đới nâng Côn Sơn ở phía Tây và Tây Bắc, từ đới nâng Natuna ở phía Nam là chính. Các con sông, suối ngắn đưa vật liệu trầm tích từ các vùng cao bị phá hủy, kèm theo các vật liệu thực vật từ lục địa. Các trầm tích phủ bất chỉnh hợp lên các thành hệ cổ (Hình 8, 9, 10) [5, 6].



Hình 10. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 06 bể Nam Côn Sơn



Hình 11. Bể Nam Côn Sơn giai đoạn cuối Eocen muộn - Oligocen sớm (cách đây 36 - 26 triệu năm)

4.2.3. Giai đoạn 36 - 15,5 triệu năm (Oligocen - Miocen sớm) - tách giãn chính

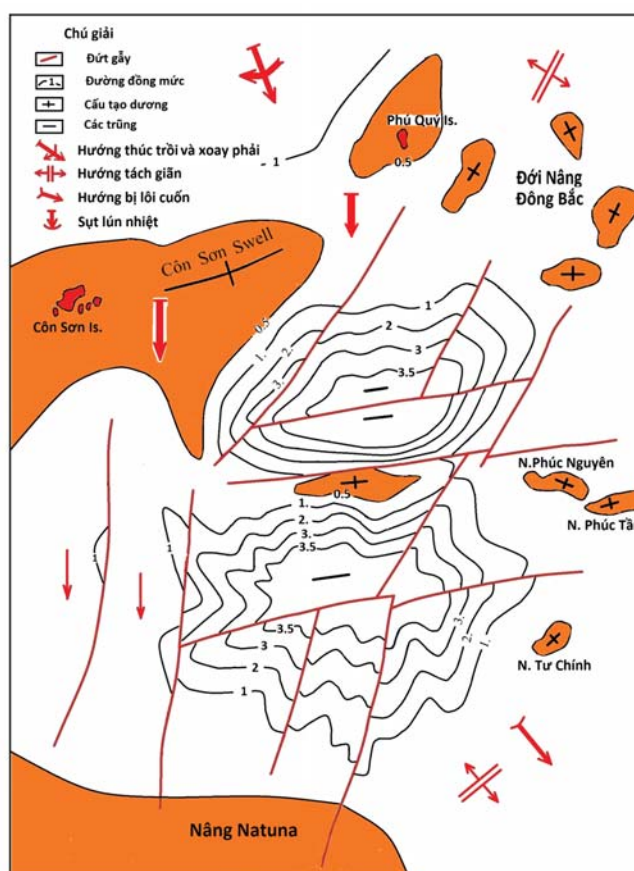
Trong phạm vi bể Nam Côn Sơn, các thành hệ trầm tích Oligocen - Miocen sớm có bề dày lớn nhất, đặc biệt ở các trũng sâu. Trong giai đoạn này, bể Nam Côn Sơn chịu tác động của sự thúc triển mạnh của khối Đông Dương xuống Đông Nam và xoay phải, nên bể được lún chìm sâu và mở rộng. Xuất hiện nhiều đứt gãy do xuất hiện dị thường nhiệt (chùm nham nhiệt manti có hướng Đông - Tây), dẫn đến tách giãn đáy biển Đông về phía Bắc - Nam (trục tách giãn biển Đông có hướng Đông - Tây). Còn về sau (cách đây 26 triệu năm) đuôi Tây Nam của dị thường nhiệt thay đổi chiều từ Đông - Tây sang Đông Bắc - Tây Nam dẫn đến đổi chiều đuôi Tây Nam của trục tách giãn đáy biển Đông (hướng tách giãn Tây Bắc - Đông Nam). Trong giai đoạn này, hình thành ở bể Nam Côn Sơn các đứt gãy hướng Đông Bắc - Tây Nam mạnh mẽ và khống chế sự phát triển bề trên diện rộng. Chúng xuyên cắt và xô đẩy các khối, tạo điều kiện dịch khác nhau của các khối với biên độ dịch trượt khác nhau. Các đứt gãy cũng bị cắt và dịch trượt ngang với biên độ lớn (Hình 12) [5, 6].

Cũng do siết ép mạnh từ phía Tây Bắc và Bắc mà trũng Măng Cầu thay đổi hình thái, lúc đầu có hướng Đông - Tây, sau khi bị ép chuyển sang hướng Đông Bắc - Tây Nam. Các lũ tích mang vật liệu từ lục địa, đồng bằng châu thổ đưa tới kèm theo các vật liệu thực vật tạo nên các lớp sét than và than delta rất phổ biến. Trong giai đoạn này cũng cần chia ra hai phụ giai đoạn:

+ Phụ giai đoạn 36 - 26 triệu năm (Oligocen sớm - đầu Oligocen muộn): Các lớp trầm tích Oligocen phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ và sườn của các khối nhô magma. Chúng phân bố rộng hơn và dày hơn các trầm tích cổ. Vào cuối Oligocen một số nơi bị nâng lên và bị bào mòn ở các khối nhô (Hình 8, 9, 10).

+ Phụ giai đoạn 26 - 15,5 triệu năm (cuối Oligocen muộn - Miocen sớm):

Vào cuối Oligocen muộn - Miocen sớm do tách giãn mạnh, sụt lún lớn tạo điều kiện tích lũy trầm tích dày và phát triển trên diện rộng hơn. Chúng phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ hơn và cả các khối nhô cổ (ở các khối nhô cổ trầm tích mỏng hơn ở các trũng sâu) (Hình 8, 9, 10). Đồng thời, do siết ép mạnh xuống phía Nam của đới nâng Cơn Sơn nên xuất hiện hai đứt gãy Sông Hậu và Đồng Nai. Hai khối ở Tây Nam bể dịch trượt dần dần xuống phía Nam, tạo điều kiện hình thành hai



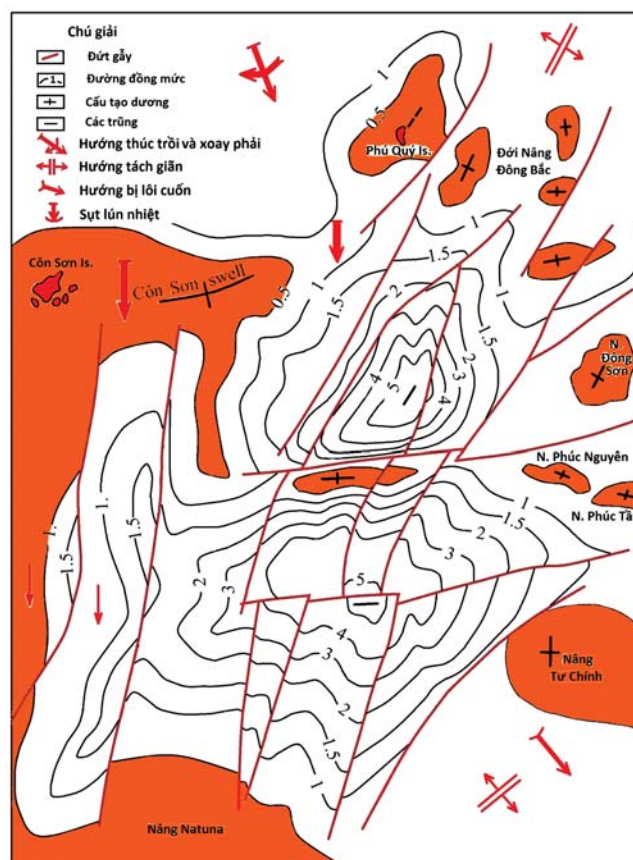
Hình 12. Bể Nam Côn Sơn giai đoạn cuối Oligocen (cách đây 26 - 23 triệu năm)

bán địa hào. Trong thành phần trầm tích ngoài các trầm tích lục địa, châu thổ, đồng bằng ven biển đã thấy các pha ngắn của biển nông (Hình 13).

Cũng trong giai đoạn này xuất hiện đới hút chìm Borneo - Palawan (bắt đầu cách đây 26 triệu năm và ngưng nghỉ vào cách đây 16 triệu năm) lôi kéo phần Nam của bể Nam Côn Sơn giãn dần ra về phía Đông Nam. Chính trong giai đoạn tách giãn chính Oligocen - Miocen sớm, do siết ép mạnh dọc hệ thống đứt gãy Măng Cầu và phía Tây Nam bể mà các khối ở phía Tây Nam bể dịch trượt dần xuống phía Nam. Trong giai đoạn này, bể Nam Côn Sơn tách giãn, sụt lún mạnh và chịu ảnh hưởng lực địa kiến tạo từ nhiều phía dẫn đến cơ chế kéo tách mở rộng (*splay pull apart*).

4.2.4. Giai đoạn Miocen trung - muộn, tách giãn địa phương trong phòng nâng chung khu vực

Đây là giai đoạn bị nén ép dẫn đến nâng chung và bị bào mòn, bóc mòn ở khu vực Đông Nam Á. Ở bể Nam Côn Sơn đã thấy xuất hiện các khối nhô nâng dần lên và nước biển lách vào các kênh rạch, các trũng sâu.

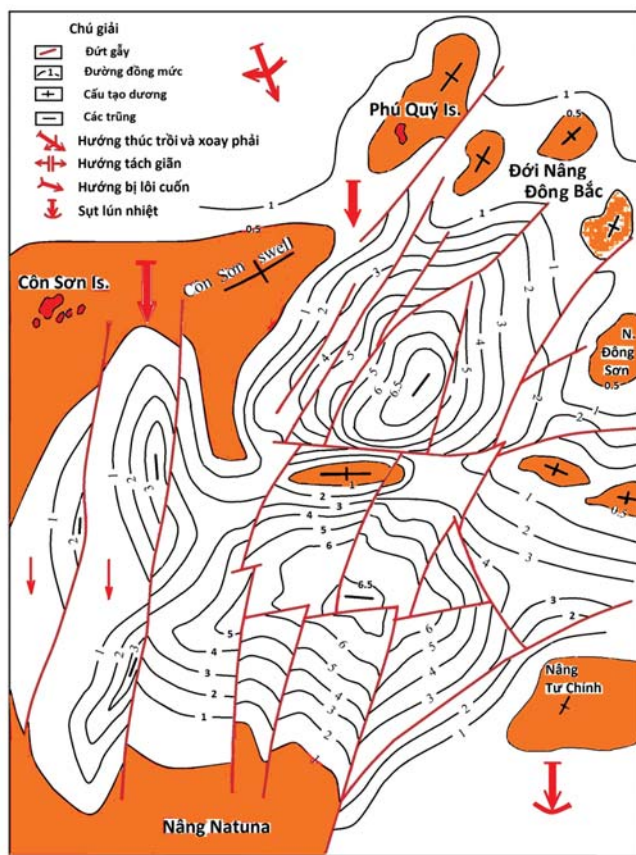


Hình 13. Bể Nam Côn Sơn giai đoạn cuối Oligocen muộn - Miocen sớm (cách đây 23 - 15,5 triệu năm)

Trầm tích lục nguyên xen kẽ nhau. Các cấu trúc uốn nếp không đối xứng. Trong các vùng biển phát triển carbonate thêm và các ám tiêu san hô (Hình 8, 9, 10, 14). Vì vậy, ở các trũng sâu hay bán địa hào tiếp tục tách giãn địa phương hay sụt lún, đến cuối Miocen trung bị nâng lên rất mạnh và bào mòn, do biến cố kiến tạo dẫn đến nghịch đảo cấu trúc. Một số cấu tạo bị cắt gọt, đặc biệt ở các đới nâng, ven rìa, các khối nhô trong phòng nâng chung khu vực [6].

Cuối Miocen trung xuất hiện dòng chảy xiết theo chiều Đông Bắc - Tây Nam đã khoét đào trầm tích mới được tích lũy ở trũng Măng Cầu đưa đi và tái trầm tích ở phía Đông tạo nên các turbidit rộng lớn (Hình 3). Thành hệ trầm tích Miocen trung phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các trầm tích cổ. Còn ở một số khối nhô lại bị cắt gọt, bào mòn tạo nên bề mặt bất chỉnh hợp với các trầm tích Miocen thượng (Hình 3, 5, 7).

Vào Miocen muộn tiếp tục nâng sụt xen kẽ do nén ép, tương biển nông phổ biến hơn, nhiều sét montmo xen kẽ các lớp carbonate thêm và các ám tiêu san hô (Hình 15). Trong thời gian này cánh Tây đi vào thể ổn định và sụt



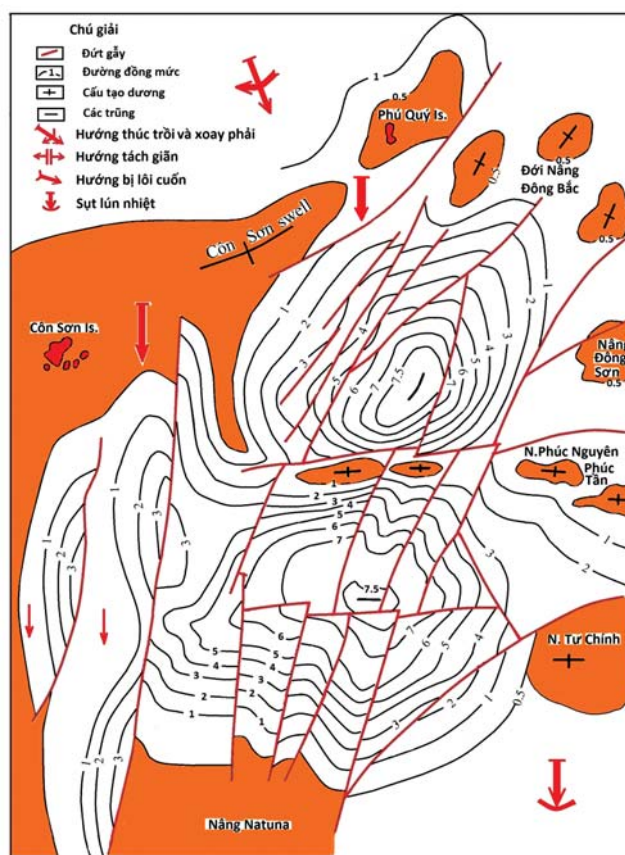
Hình 14. Bể Nam Côn Sơn giai đoạn cuối Miocen sớm - Miocen trung (cách đây 15,5 - 10,4 triệu năm)

lùn chậm, nhưng cánh Đông lại diễn ra nâng mạnh và bị bào mòn, cắt gọt (Hình 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10). Chính trong giai đoạn sau tách giãn toàn vùng bắt đầu chịu sự lạnh nguội và co ngót của chòm năm nhiệt manti ở biển Đông, nhưng ở mức độ chậm.

Do sự nâng lên của vùng Đông Nam Á nói chung và bể Nam Côn Sơn nói riêng (giai đoạn 15,5 - 5,2 triệu năm) và sự trôi dạt mạnh của mảng Úc - New Zealand vào phía Đông Nam của Đông Nam Á (chủ yếu là Indonesia và New Guinea) làm cho vùng này được tích lũy các trầm tích đa dạng từ lục địa xen kẽ ven biển và biển nông, các khối ở Đông Nam Á bị xô đẩy đa dạng hơn.

4.2.5. Giai đoạn (Pliocen - Đệ tứ, 5,2 triệu năm tới nay) sụt lún nhiệt mạnh dẫn đến tái tách giãn và phát triển thêm toàn khu vực

Trên các mặt cắt (Hình 2, 3, 5, 6, 7) cho thấy sự thay đổi diện mạo rõ rệt từ cấu trúc bể trầm tích chuyển dần sang thềm, có xu hướng dốc từ phía Tây và Tây Nam hướng về phía Đông Bắc và Đông nơi tiệm cận với đuôi Tây Nam của trục tách giãn biển Đông. Đặc điểm này càng rõ đối với thành hệ trầm tích Đệ tứ. Có lẽ giai đoạn này bể Nam Côn

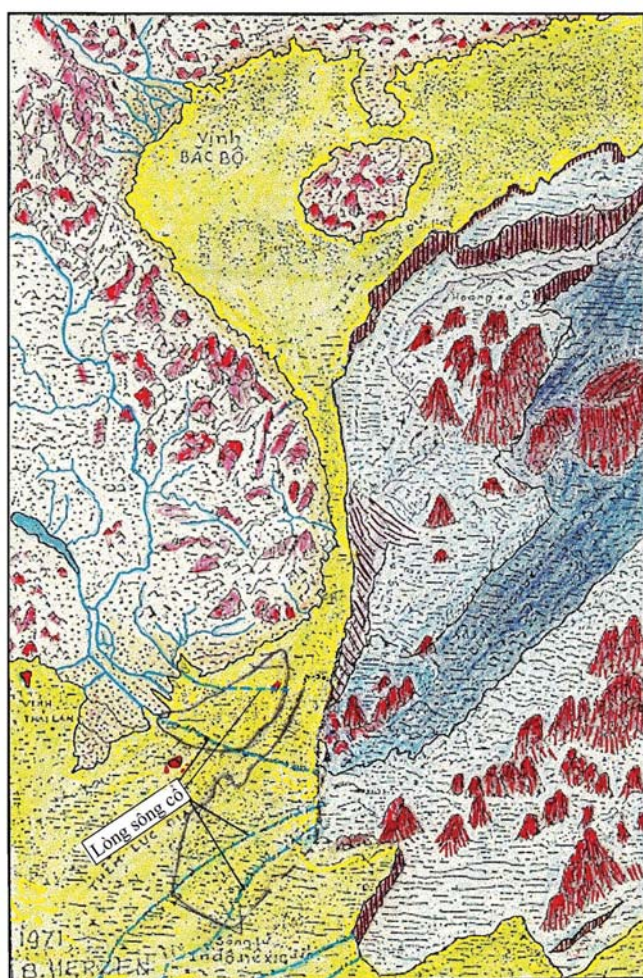


Hình 15. Bể Nam Côn Sơn giai đoạn cuối Miocen trung - muộn (cách đây 10,4 - 5,2 triệu năm)

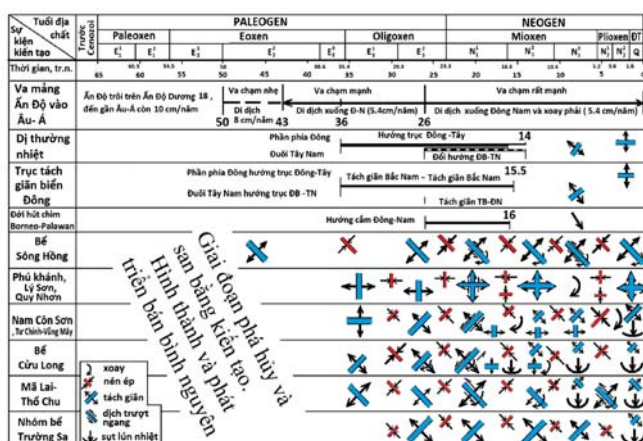
Sơn chịu ảnh hưởng của sự co ngót và lạnh nguội nhanh do giải phóng mạnh nguồn nhiệt và khí của chùm nham nhiệt manti đã ngưng nghỉ từ trước đó rất lâu (cách đây 16 tr.n.) dẫn đến sụt lún bậc thêm, tạo điều kiện phát triển biển nông (đầu Pliocen) và biển sâu (cuối Pliocen - Đệ tứ) [6, 7].

Tính đối xứng vốn đã yếu ớt trong Miocen muộn, đầu Pliocen còn mang tính lấp đầy, sau đó nghiêng hẳn về phía Đông Bắc và phía Đông. Nguồn trầm tích lúc này chủ yếu từ các con sông cổ như: Mê Kông, Sài Gòn và một số sông cổ từ đới nâng Natuna của Indonesia (Hình 16). Các núi lửa vẫn còn tiếp tục hoạt động ở hai bên của trục tách giãn biển Đông.

Trầm tích trong giai đoạn này rất dày và mang đặc điểm của trầm tích biển như: montmo, carbonate và có cả san hô, phủ bất chỉnh hợp lên tất cả các thành hệ trầm tích cổ, thậm chí cả móng nhô cổ. Chúng phân bố trên diện rộng và mang tính khu vực. Có thể khái quát các giai đoạn tách giãn, căng giãn, nén ép, nâng sụt của bể Nam Côn Sơn trong phông kiến tạo khu vực rộng lớn của thềm lục địa Việt Nam và biển Đông trên Hình 17.



Hình 16. Bản đồ địa mạo thêm lục địa Việt Nam (theo B. Herzen 1971)



Hình 17. Mô hình kiến tạo Đông Nam Á, sự hình thành và phát triển các bể trầm tích, thêm lục địa Việt Nam

5. Kết luận

- Bể Nam Côn Sơn luôn có chế độ hoạt động kiến tạo mạnh từ khi hình thành và phát triển cho tới tận thời cận đại.
- Có 3 hệ thống đứt gãy chính như: Đông - Tây, Đông Bắc - Tây Nam, Bắc - Nam. Còn nhiều đứt gãy hướng khác là

các đứt gãy sinh kèm khi có sự dịch trượt của các khối và tăng tải trọng ở các trũng sâu.

- Trong giai đoạn Eocen - Oligocen - Miocen sớm phần lớn trầm tích từ lục địa mang tới cùng với các vật liệu thực vật và thảm thực vật được phát triển trong phạm vi bể. Trầm tích đa phần mang đặc điểm lũ tích, tam giác châu, sét than và than delta. Ngoài ra còn có một số ít là trầm tích đầm lầy ven biển xen kẽ vào cuối giai đoạn này (cuối Miocen sớm).

- Giai đoạn Miocen trung - muộn phát triển trầm tích biển xen kẽ lục địa, nên chứa nhiều sét, bột, cát biển ven bờ với carbonate thêm cùng với các ám tiêu san hô cộng với các trầm tích hạt thô và mảnh vỡ bị phá hủy từ các khối nhô ở trung tâm và ven rìa.

- Giai đoạn Pliocen - Đệ tứ phát triển chủ yếu trầm tích biển nông, biển sâu cộng với carbonate thêm và các dạng ám tiêu san hô.

Tài liệu tham khảo

1. Dietri Paoletti. *Sedimentary basins of South East Asia*. 1979.
2. Taylor B. and Hays D.E. *Origin and history of the East Sea basins. In tectonic and geologic Evolution of the South East Asian Sea on island*. America Geophysics Union. Monograph series 17.
3. Khain V E. *Tectonics of continents and oceans*. Publishing. Scientific Mir. Moscow. 2001.
4. Hoàng Đình Tiến. *Vài suy nghĩ về trục tách giãn đáy biển Đông*. Tạp chí Dầu khí 2009; 7: p. 20 - 25.
5. Hoàng Đình Tiến. *Tiến hóa kiến tạo và địa động lực của Đông Dương và Đông Nam Á*. Tạp chí Dầu khí 2010; 7: p.12 - 18.
6. Hoàng Đình Tiến. *Những đặc điểm chính về địa kiến tạo của các bể trầm tích thêm lục địa Việt Nam và biển Đông do ảnh hưởng của địa kiến tạo Đông Nam Á*. Tạp chí Dầu khí 2011; 4: p. 16 - 30.
7. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh (tái bản lần thứ hai). 2012.
8. Worden R.M and at all. *Geochemistry of crude oils from Big Bear and Bach Ho fiels offshore Vietnam BP*. 1989.
9. Hoàng Đình Tiến. *Cơ chế hình thành đá granit mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí 2000; 2: p. 2 - 18.

Một số kết quả nghiên cứu sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ

TS. Phan Văn Đoàn, KS. Hoàng Thị Phương
KS. Phan Vũ Anh, KS. Lương Văn Tuyên
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Mỏ dầu Bạch Hổ có ba đối tượng sản phẩm chính là - Miocen, Oligocen và khối Móng nứt nẻ với nhiệt độ vừa cao, tương ứng khoảng 100, 140 và 150°C. Tại mỏ Bạch Hổ, trong khai thác sơ cấp chỉ có thể thu được 11 - 17% tổng trữ lượng dầu tại chỗ (OOIP), khai thác thứ cấp từ tầng Miocen, Oligocen và khối Móng có thể thu được 27,8%, 24,4% và 37,6% OOIP tương ứng. Khai thác tam cấp còn đang ở giai đoạn đầu. Vì vậy, rất cần phát triển những công nghệ thích hợp cho tăng thu hồi dầu của các đối tượng này. Trong giai đoạn hiện nay, sản lượng dầu khí khai thác ở nhiều mỏ lớn trên thế giới nói chung và mỏ Bạch Hổ nói riêng đang có chiều hướng suy giảm. Việc tìm kiếm thêm các mỏ dầu khí mới ngày càng gặp nhiều khó khăn.

Bài báo này trình bày các kết quả nghiên cứu góp phần cho sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ. Nhiệm vụ áp dụng công nghệ mới nhằm tận thu nguồn tài nguyên này.

1. Mở đầu

Mỏ dầu Bạch Hổ là mỏ dầu có trữ lượng dầu khí lớn trên thềm lục địa của nước ta, hiện nay mỏ đang trong giai đoạn khai thác thứ cấp và bắt đầu chuyển sang giai đoạn khai thác tam cấp. Ở mỏ Bạch Hổ, xu hướng giảm độ tiếp nhận nước của các giếng bơm ép, giảm lưu lượng dầu và gia tăng độ ngập nước trong chất lỏng khai thác đang là vấn đề cấp bách cần phải quan tâm sâu sắc. Như vậy, cùng với việc tìm kiếm những đối tượng vỉa chứa dầu có trữ lượng công nghiệp ở trong nước cũng như ở ngoài nước và việc nghiên cứu các giải pháp công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu thích hợp và khả thi là một nhiệm vụ rất quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Công nghệ thích hợp cho nâng cao hệ số thu hồi mỏ Bạch Hổ gồm: bơm ép khí CO₂, bơm ép hóa chất, nhưng trong hoàn cảnh hiện tại thì có công nghệ bơm ép hóa chất đạt được 2 yêu cầu: thích hợp và khả thi. Trong đó, công nghệ sử dụng các chất hoạt động bề mặt cho mục này là thích hợp và khả thi nhất. Do đó các tác giả Phòng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu - Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện Dầu

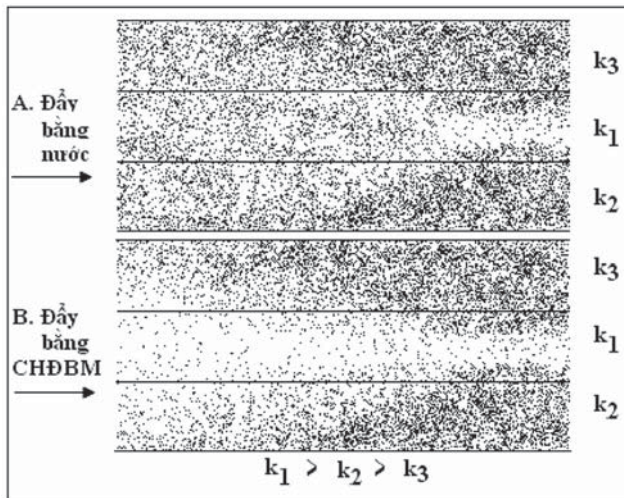
khí Việt Nam đã chọn hướng nghiên cứu này và phát triển công nghệ tại đối tượng mỏ Bạch Hổ.

2. Cơ chế hóa lý cơ bản của công nghệ [1, 2]

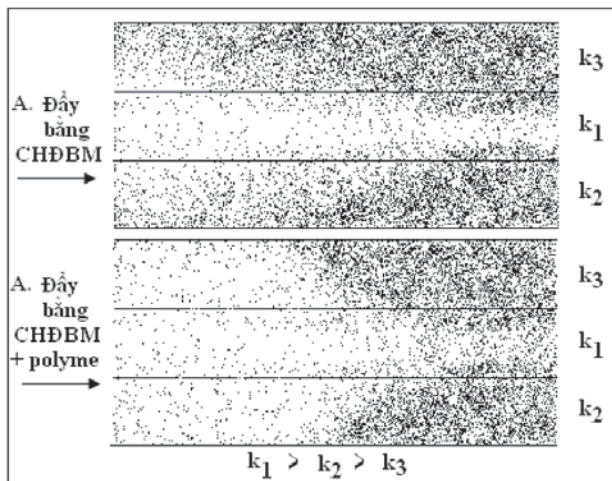
Kỹ thuật kết hợp các chất hoạt động bề mặt với các chất đồng hoạt động bề mặt có thể tạo ra các tổ hợp làm giảm sức căng bề mặt của lưu thể đẩy xuống đến 10.000 lần. Kết quả làm thay đổi tương quan hóa lý giữa vỉa và lưu thể đẩy tại vùng được quét trong thời kỳ ngập nước, như làm thay đổi độ thấm ướt dẫn đến tăng đẩy dầu. Quá trình này được khái quát như sau:

Trong quá trình khai thác thứ cấp, đến một giai đoạn ngập nước nhất định, thể tích quét hiệu dụng trong vỉa sẽ thu hẹp lại, dầu vẫn còn trên bề mặt của những mao mạch lớn và trung bình. Chất hoạt động bề mặt làm tăng độ thấm ướt của bề mặt đất đá vỉa trong quá trình đẩy dầu trên các bề mặt này, nghĩa là làm giảm góc thấm ướt trong mô hình tiếp xúc ba pha rắn - lỏng - lỏng. Do đó, vết dầu trên bề mặt đất đá vỉa dễ dàng bị đẩy theo hướng lưu thể bơm ép [20].

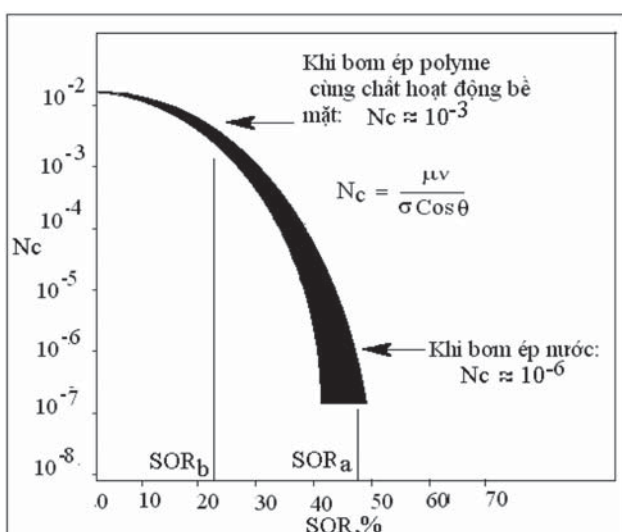
Mặt khác, trong vỉa có nhiều vi mao mạch. Dầu bị mắc trong các "bẫy vi mao mạch" là hiện tượng phổ biến. Nước



Hình 1. Chất hoạt động bề mặt tăng hệ số đẩy, làm giảm dầu dư bão hòa



Hình 2. Polymer cải thiện profil tiếp nhận nước, làm tăng hệ số quét và hệ số tiếp xúc



Hình 3. Tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và phần dầu dư bão hòa SOR (Saturated oil residues)

bơm ép bình thường không đẩy dầu ra khỏi “bẫy vi mao mạch”, nhưng khi có lưu thể chất hoạt động bề mặt, dầu có thể thoát ra dễ dàng hơn. Cách giải thích đơn giản nhất cho cơ chế này là (Hình 1): Góc tiếp xúc pha (góc thấm ướt) giảm tối đa, kết quả lần lượt dẫn đến giảm khoảng cách ở điểm tiếp xúc pha và khoảng cách ở điểm tiếp xúc pha, rồi đến giảm áp suất ở vùng này thành lên thành mao mạch (trong thể tích chứa, nơi có bán kính càng lớn thì có áp suất càng cao và ngược lại), làm cho giọt dầu biến dạng, có diện tích bề mặt tiếp xúc với bề mặt đất đá vữa nhỏ nhất ở phía bên đầu có lưu thể chất hoạt động bề mặt. Nhờ đó, giọt dầu dễ dàng thoát khỏi “bẫy vi mao mạch” vữa chỉ với một lực đẩy nhỏ hơn trước.

Trong thời kỳ ngập nước, ở vùng quét hiệu dụng, đối với lớp mao mạch lớn và trung bình, nói chung là vùng thấm cao, đặc biệt ở vùng gần phía giếng bơm ép, dầu chủ yếu chỉ còn dính trên bề mặt lõi lỗ, hang hốc của vữa. Loại dầu này được lưu thể chất hoạt động bề mặt đẩy thêm, dồn về phía giếng khai thác. Dầu từ các “bẫy vi mao mạch” cũng dồn về phía vùng thấm cao này. Đây chính là lý do để mức gia tăng tốc độ ngập nước được cải thiện trong một thời gian ngắn sau khi bơm lưu thể chất hoạt động bề mặt. Nhưng lưu thể chất hoạt động bề mặt nồng độ thấp không làm tăng được hệ số quét, hơn nữa có thể làm giảm các hệ số này, vì làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy và dẫn đến làm tăng độ linh động, giúp chuyển động dễ dàng hơn đến giếng khai thác qua các vùng thấm cao. Các lưu thể tạo nhớt cải thiện tốt profil tiếp nhận nước, làm tăng hệ số quét và hệ số tiếp xúc do đó có thể làm giảm độ ngập nước ở giếng khai thác (Hình 2). Thí nghiệm đẩy dầu trên mô hình vữa đã chứng minh, thời gian thoát nước từ các mô hình sử dụng polymer chậm hơn từ 1,5 - 1,8 lần, trung bình 1,65 lần so với ở các mô hình đẩy bằng nước thường [11, 12, 19].

Trong bơm ép hóa chất, người ta dùng một số thông tin để đánh giá, dự đoán hiệu quả đẩy dầu của lưu thể đẩy. Một trong số đó là chỉ số mao dẫn N_c [3, 4]:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma \cdot \cos \theta}$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt của lưu thể đẩy

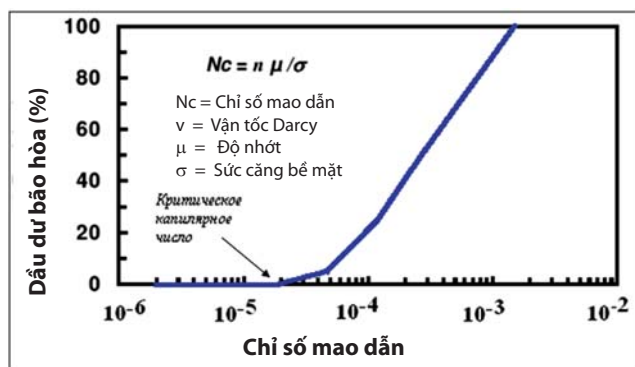
v : Tốc độ của lưu thể đẩy

σ : Sức căng bề mặt của lưu thể đẩy

$\cos \theta$: Cosin của góc thấm ướt θ .

Chỉ số mao dẫn phản ánh mối tương quan giữa lực

nhớt và lực mao dẫn, lực nhớt chiếm ưu thế khi chỉ số mao dẫn lớn, còn lực mao dẫn chiếm ưu thế khi chỉ số mao dẫn nhỏ. Nếu lực nhớt thắng được lực mao dẫn đang giữ kẹp giọt dầu trong “bẫy vi mao mạch” thì dầu dư sẽ được đẩy ra. Đường cong trên Hình 3 còn được gọi là đường cong khử bão hòa mao mạch (CDC - capillary desaturation curve). Dầu dư bão hòa giữ ở mức không thay đổi khi chỉ số mao dẫn còn nhỏ, nó chỉ bắt đầu giảm ở một giá trị nào đó của chỉ số mao dẫn, giá trị này được gọi là chỉ số mao dẫn tới hạn. Trong bơm ép nước thông thường, N_c nằm trong khoảng 10^{-6} . Để gia tăng có hiệu quả hệ số thu hồi dầu phải tăng N_c lên khoảng 10^{-3} (Hình 3). Nhưng để tăng N_c , ta không thể tăng quá mức tốc độ bơm ép n mà chỉ có thể làm giảm sức căng bề mặt σ và tăng độ nhớt μ bằng cách tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ polymer trong lưu thể đẩy. Nhưng cũng không thể tăng quá mức nồng độ polymer vì sự hạn chế của áp suất đẩy, do đó đồng thời phải gia tăng hợp lý nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ polymer.



Hình 4. Tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và dầu dư bão hòa SOR

Cũng có thể biểu thị tương quan giữa chỉ số mao dẫn N_c và dầu dư bão hòa SOR theo cách khác (Hình 4) [5].

Nhưng ở đây thể hiện theo một cách khác, nghĩa là, 100% ở Hình 4 phải ứng với lượng dầu dư sau khi bơm ép nước, còn ở Hình 3 có nghĩa sau khi bơm ép nước, dầu dư còn khoảng dưới 50% so với dầu bão hòa trước khi bơm ép nước [16].

Trên thực tế, vì không đo được góc θ trong vỉa, nên trong các công thức tính chỉ số mao dẫn người ta thường cho Cosin của q bằng 1 và nhận được chỉ số mao dẫn tương đối. Tỷ số linh động (M) ảnh hưởng rất mạnh lên hiệu suất quét của các đối tượng vỉa đã bị nước chọc thủng “phòng tuyến” dầu. Đối với các mô hình năm điểm, thì hiệu suất quét ngang (Areal sweep efficiency - ASE) lớn hơn 95% khi tỷ số linh động M bằng 0,2, còn khi

$M = 1,0$, ASE giảm xuống còn 67%; nếu $M = 10$, ASE giảm xuống chỉ còn 50%. Nhưng trong hầu hết các vỉa dầu, tỷ số linh động thường lớn hơn một vì độ nhớt của dầu thường lớn hơn độ nhớt của nước, nghĩa là nước luôn dễ dàng lưu chuyển trong vỉa so với dầu để gây ra hiện tượng ngập nước.

Vì trong bơm ép nước thường không làm giảm được độ nhớt của dầu, cho nên muốn giảm tỷ số linh động cần phải tăng độ nhớt của lưu thể đẩy để làm giảm độ linh động của nó (λ_w) trong hệ thức:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}$$

So với độ linh động của dầu (λ_o) trong hệ thức:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

Nghĩa là tỷ số linh động M trong hệ thức:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

càng nhỏ càng tốt. Nhưng λ_w và λ_o còn phụ thuộc vào độ bão hòa của nước và dầu. Trong vùng giáp danh dầu - nước, cũng như trong vùng dầu phía trước và vùng nước phía sau các I_w cũng như các I_o sẽ có giá trị khác nhau.

Trong 3 hệ thức trên:

k_w : Độ thấm tương đối của nước

k_o : Độ thấm tương đối của dầu

μ_w : Độ nhớt hiệu dụng của nước

μ_o : Độ nhớt hiệu dụng của dầu.

Trong bơm ép chất hoạt động bề mặt hoặc tổ hợp polymer cùng chất hoạt động bề mặt rất cần chú ý đến yếu tố chất hoạt động bề mặt làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy, có nghĩa là làm tăng độ linh động của nó. Trong mọi vỉa dầu độ thấm cũng như độ rỗng luôn bất đồng nhất ở các mức độ khác nhau. Thêm vào đó, trải qua quá trình khai thác, độ thấm hiệu dụng đối với nước ngay tại vỉa sẽ thay đổi phân biệt ở các vùng khác nhau, đặc biệt đối với các đối tượng vỉa có các giếng khai thác đã bị nước chọc thủng “phòng tuyến” dầu. Khi đó “đường băng” của lưu thể đẩy sẽ co lại. Lúc này, độ ngập nước trong sản phẩm sẽ phát triển rất nhanh chóng. Cho nên rất cần có lưu thể nhớt bơm ép cùng để khôi phục và mở rộng “đường băng” và để tăng cường ma sát giữa lưu thể đẩy và dầu trên thành mao mạch lớn và trung bình của vỉa, tạo ra profil mới.

3. Nguyên liệu và các phương pháp nghiên cứu [15, 21]

3.1. Nguyên liệu

- Nguyên liệu sử dụng cho nghiên cứu gồm: NP9 từ Dowchemical Company, Midland, Mỹ; AOS 12-16 (Alpha Olefin Sulfonate) - Stepan Company, Singapore; Isopropanol từ Ukorm, Đài Loan (chất đồng hoạt động bề mặt); Butanol từ Ukorm, Đài Loan (chất đồng hoạt động bề mặt); nước biển nhân tạo; dầu thô giếng 815 Miocen dưới trộn với dầu hỏa với tỷ lệ khối lượng 7/3. Hỗn hợp dầu được ly tâm 20 phút, ở tốc độ 2.500 vòng/phút để loại bỏ cặn.

3.2. Phương pháp nghiên cứu [22]

- Pha chế hóa phẩm: Isopropanol và Butanol được pha lẫn vào nhau với tỷ lệ 1/1 trước khi pha chế với các thành phần khác.

- Khả năng chịu nhiệt của hóa phẩm được thực hiện ở 140°C.

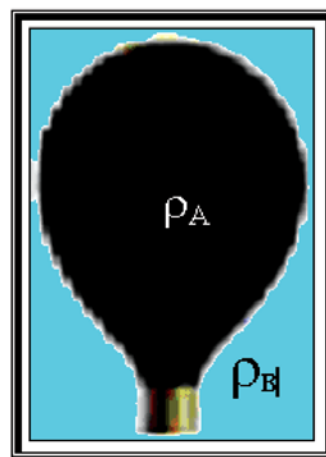
- Khả năng tạo nhũ với dầu của hóa phẩm ở 140°C được thực hiện trong các bình thép không gỉ có dung tích 80cm³, chứa 50ml hóa phẩm và 30ml dầu hỗn hợp (Hình 1). Bình mẫu được vận kín nắp sau khi nạp liệu và đặt nằm ngang trong tủ ổn nhiệt.



Hình 5. Bình chứa mẫu để kiểm tra độ bền nhiệt của chất hoạt động bề mặt

Sức căng bề mặt được xác định theo phương pháp khối lượng giọt hay thể tích giọt ở 20°C nhờ mao quản cong ngược. Phương pháp xác định khối lượng giọt hay thể tích giọt đơn giản, dễ thực hiện. Phương pháp này cũng đang được Vietsovpetro sử dụng trong quy trình kiểm tra chất lượng của tổ hợp các chất hoạt động bề mặt cho khai thác dầu khí.

Sức căng bề mặt giữa hóa phẩm đã pha loãng trong nước biển nhân tạo và dầu được kiểm tra ở 20°C nhờ mao quản cong ngược (Hình 6) có đường kính trong 0,4mm, đường kính ngoài 0,6mm. Chiều cao khúc cong ngược bằng 20mm, khoảng cách từ miệng mao quản đến mặt dung dịch chất lỏng bằng 14mm, áp suất đẩy bằng 8g/cm². Hằng số K của mao quản bằng 9,3742 (xác định trong hệ nước cất - toluen).



Hình 6. Ảnh đầu mao quản và giọt dầu với tỷ trọng nhỏ hơn (ρ_A) đang nổi lên trong dung dịch chất hoạt động bề mặt, chất lỏng tỷ trọng lớn hơn (ρ_B)

- Quy trình thí nghiệm như sau [9, 10]:

Đếm số lượng giọt dầu nổi từ miệng mao quản kim cong nhúng vào trong cuvet thủy tinh chứa dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt (Hình 6). Cuvet này được đặt trên cân phân tích điện tử. Đẩy các giọt dầu ra với áp suất bằng 5g/cm², tính khối lượng trung bình (gam) của các giọt dầu đã nổi lên, chia cho tỷ trọng để quy ra thể tích giọt (cm³ hay ml).

Sức căng bề mặt (mN/cm hay Dyn/cm) được tính theo công thức:

$$\gamma_{(A/B)} = \Delta L (P_B - P_A) K$$

Trong đó:

V: Thể tích trung bình của các giọt dầu nổi lên khỏi miệng mao quản

ρ_A, ρ_B : Tỷ trọng của dầu và của dung dịch chất hoạt động bề mặt

K: Hằng số của mao quản

K: Được tính theo hệ Toluene - nước cất ở lực đẩy toluen bằng 5g/cm²

ΔL : Chiều dài mao quản

S: Diện tích mao quản.

4. Kết quả và thảo luận [6, 7]**- Các thông tin số liệu đo được sau nghiên cứu:**

$d = 0,4\text{mm}$, $\pi = 3,14$, $r = 0,02\text{mm}$, $r^2 = 0,000400\text{mm}^2$,
 $S = 0,0012566\text{cm}^2$

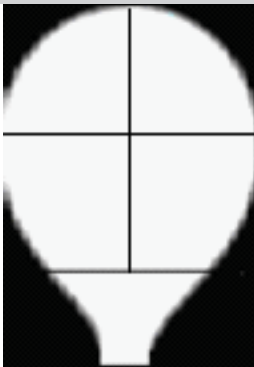
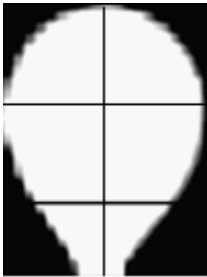
- Sức căng bề mặt dầu - Tổ hợp các chất hoạt động bề mặt [17, 18]

Sức căng bề mặt dầu - tổ hợp các chất hoạt động bề mặt được thể hiện trên các Bảng 2, 3, 4, 5. (Tác giả trình bày ảnh âm bản vì ảnh âm bản tương phản hơn ảnh dương bản, do đó có thể dễ dàng đo chính xác hơn đường kính d dựa vào đường kính của mao quản).

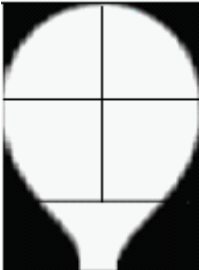
Bảng 1. Kết quả tính toán theo hệ số mao quản

Toluen/nước 0,32			g/giọt	V Toluen (ml)	Δl Toluen/ H ₂ O cm	K1	Toluen		
g/	g/10	giọt	0,032	0,036913139	29,37447381	9,3742043	ρ	$\Delta\rho$	ρ
Dầu + dầu hỏa + chất hoạt động bề mặt 0,092				V dầu (ml)	Δl dầu/chất hoạt động bề mặt	γ (mN/m)	0,998	0,1311	0,8669
g/	g/20	giọt	0,0046	0,00531	4,22258061	7,125	1,03	1,08	0,85

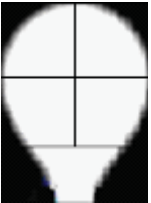
Bảng 2. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dãy F trong bài báo này, và các thông số liên quan

			
Tên và nồng độ/nước biển. F1, 10 ⁻⁴	F1, 10 ⁻⁵	F2, 10 ⁻⁴	F2, 10 ⁻⁵
D = 0,2039cm	= 0,29	= 0,2159	= 0,2939
V = 0,0044ml	= 0,0128	= 0,0053	= 0,0133
$\gamma = 0,0907\text{mN/m}$	= 0,2639	= 0,1093	= 0,2743

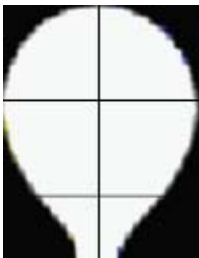
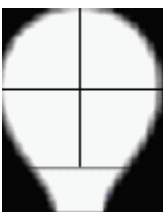
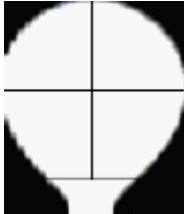
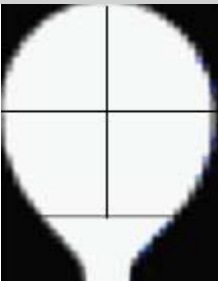
Bảng 3. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dãy A trong bài báo này và các thông số liên quan

			
Tên và nồng độ/nước biển. A3, 10 ⁻⁴	A3, 10 ⁻⁵	A4, 10 ⁻⁴	A 4, 10 ⁻⁵
D = 0,1799cm	= 0,3058	= 0,1919	= 0,2819
V = 0,0030ml	= 0,01497	= 0,0037	= 0,0117
$\gamma = 0,0619\text{mN/m}$	= 0,3087	= 0,0763	= 0,2413

Bảng 4. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch tổ hợp chất hoạt động bề mặt ký hiệu dây SB trong bài báo này và các thông số liên quan

			
Tên và nồng độ/nước biển. SB3, 10^{-4}	SB4, 10^{-4}	SB5, 10^{-4}	SB6, 10^{-4}
D = 0,2039cm	= 0,2159	= 0,2159	= 0,1619
V = 0,0044ml	= 0,0053	= 0,0053	= 0,0022
$\gamma = 0,0907\text{mN/m}$	= 0,1093	= 0,1093	= 0,0454

Bảng 5. Ảnh âm bản của các giọt dầu sắp nổi lên trong dung dịch chất hoạt động bề mặt ký hiệu dây SB, Beta và nước biển trong bài báo này

			
Tên và nồng độ/nước biển. SB5, 10^{-5}	Beta, 10^{-4}	Beta, 10^{-5}	Nước biển
D = 0,2999cm	= 0,1979	= 0,2999	= 0,3118
V = 0,0141	= 0,0041	= 0,0141	= 0,01587
$\gamma = 0,2908\text{mN/m}$	= 0,0846	= 0,2908	= 0,3273

Bảng 6. Các tổ hợp chất hoạt động bề mặt được sắp xếp theo thứ tự sức căng bề mặt tăng dần

TT	SCBM, mN/m	Tổ hợp	TT	SCBM, mN/m	Tổ hợp
1	0,0454	SB6, 10^{-4}	9	0,1093	F2, 10^{-4}
2	0,0619	A3, 10^{-4}	10	0,2413	A4, 10^{-5}
3	0,0763	A4, 10^{-4}	11	0,2639	F1, 10^{-5}
4	0,0846	Beta, 10^{-4}	12	0,2743	F2, 10^{-5}
5	0,0907	F1, 10^{-4}	13	0,2908	Beta, 10^{-5}
6	0,0907	SB3, 10^{-4}	14	0,2908	SB5, 10^{-5}
7	0,1093	SB4, 10^{-4}	15	0,3087	A3, 10^{-5}
8	0,1093	SB5, 10^{-4}	16	0,3273	Nước biển

5. Định hướng phát triển tăng thu hồi dầu

Trên cơ sở tìm hiểu, nghiên cứu các nhóm công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu đang được áp dụng trên thế giới cùng với tính đặc thù của mỏ Bạch Hổ cũng như điều kiện công nghệ khai thác ngoài khơi, Viện Dầu khí Việt Nam đã đề xuất định hướng nghiên cứu và phát

triển công nghệ tăng thu hồi dầu bằng các phương pháp hoá học - hóa sinh, ngày nay đang có những dự án rất lớn được bắt đầu hoặc được khôi phục lại. Có rất nhiều dự án bơm ép polymer hoặc polymer kết hợp chất hoạt động bề mặt quy mô công nghiệp tại mỏ đã thành công về mặt kỹ thuật.

6. Kết luận

Qua các kết quả nghiên cứu và phân tích sử dụng chất hoạt động bề mặt cho nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ, nhóm tác giả đi đến kết luận sau:

- Hiện tượng hấp phụ chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đất đá vỉa luôn được quan tâm trong công nghệ tăng thu hồi dầu. Khi chất hoạt động bề mặt hấp phụ lên bề mặt đất đá vỉa, hàm lượng của chúng trong lưu thể đẩy có thể giảm xuống rất nhiều, phụ thuộc vào nồng độ ban đầu của chúng.

- Đã có không ít công trình nghiên cứu nhằm sử dụng một số chất rẻ tiền hơn và có ái lực hấp phụ cao hơn lên bề mặt đất đá vỉa so với chất hoạt động bề mặt. Chất sử dụng cho thay thế như vậy được gọi là chất "hy sinh". Việc này nhằm giảm chi phí hóa chất cho công nghệ, nhưng đến nay vẫn chưa có tài liệu chứng minh cho hiệu quả giảm chi phí của loại công nghệ này trong áp dụng thực tế.

- Cơ chế hấp phụ - giải hấp có ý nghĩa quan trọng trong tăng thu hồi dầu. Khi mới được bơm vào vỉa chất hoạt động bề mặt sẽ hấp phụ ngay trên bề mặt đất đá vỉa và chui vào cả những khe rỗng, lỗ rỗng rất nhỏ. Khi nước bơm ép đẩy chất hoạt động bề mặt sâu vào trong vỉa thì chất hoạt động bề mặt đã hấp phụ sẽ được giải hấp. Quá trình giải hấp xảy ra từ từ, chậm chạp và kéo dài.

Như vậy, chất hoạt động bề mặt có tác dụng tích cực lên vùng cận đáy giếng và phía bên trong vỉa, do đó nó có khả năng đẩy dầu tốt, không ảnh hưởng xấu đến độ thấm của vỉa và không sinh ra H_2S . Công nghệ có ưu điểm: dễ tổ chức, thực hiện đơn giản; tiết kiệm khối lượng, thời gian bơm, nhân lực, thiết bị mà không cần phải đầu tư nhiều, rất thích hợp với điều kiện môi trường vỉa mỏ Bạch Hổ.

Tài liệu tham khảo

1. AEA Technology plc, Winfrith Technology Centre. *Presented at the IEA Collaborative Project on enhanced oil recovery 21st International Workshop and Symposium*. United Kingdom. September 2000.
2. Claridge E.L., Lescure B.M. and Wang M.W., *Carbon dioxide foam flooding*.
3. *Conventional and unconventional methods to enhance oil recovery*. 7th Saudi Engineering Conference, 28/9/2008.
4. D'Angelo M.V., Chertcoff R., Rosen M., *Miscible flooding of polymeric solution in porous media of double porosity*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 25 - 28/3/2001.
5. D.J.Eement, S.G.Goodear and N.C.Sargent. *Comparison of polymer and waterflood residual oil saturation*.
6. Finn Knut Hansen. *Drop image advanced a program for the measurement of interfacial tension and contact angles by image analysis*.
7. J.C. Earnshaw, E.G.Johnson, B.J.Carroll, P.J. Doyle. *The drop volume method for interfacial tension determination: An error analysis*.
8. J. Drelich Ch, Fang, C.L. White. *Measurement of interfacial tension in fluid- fluid systems*.
9. Journal of colloid and interface science. 1996; 177: p. 150 - 155.
10. Karin Mannhardt, Jerry J. Novosad. *Adsorption of foam-forming surfactants for hydrocarbon - miscible flooding at high salinities*.
11. Ngô Xuân Vinh. *Những yếu tố ảnh hưởng đến tính chất thấm chứa của đá lục nguyên Miocen sớm - Oligocen bể Cửu Long*. Hội nghị khoa học công nghệ: Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ XXI. 2000.
12. D.A.Sabatini, E.Acosta and Harwell, J.H Linker *Molecules in Surfactant Mixtures submitted to Current in Col and Int Sci.*, 2003.
13. K.Taugbol, T.Van Ly, and T.Astad. *Chemical flooding of oil reservoirs. 2. Dissociative surfactant - polymer interaction with a positive effect on oil*.
14. Technical proposal - Bid - VSP's Section N^o-DV-183/08-NHD-2009.
15. United States Patent N^o4077471. *Surfactant oil recovery process usable in high temperature, high salinity formations*.
16. United States Patent N^o4181178. *Oil recovery by waterflooding with thickened surfactant solutions*
17. United States Patent N^o4406798. *Surfactant enhanced injectivity of xanthan mobility control solution for tertiary oil recovery*.
18. United States Patent N^o4971150. *Foam injection into a gravity override zone for improved hydrocarbon production*.
19. Vietsovpetro. *Trạng thái khai thác mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng tới thời điểm 10/1/2007 và giải pháp nhằm đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác 2007*. Hội nghị triển khai kế hoạch khai thác dầu khí 2007.
20. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu khả năng sử dụng phương pháp phức hợp vi sinh - hóa lý nhằm thu hồi dầu tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ*.
21. Yu Wuxing. *Application of steam-surfactant- CO_2 stimulation and assemble steam injection techniques for Horizontal Well in production of ultra-heavy oil*.
22. S.L.Welling Ton and E.A.Richardson. *Low surfactant concentration waterflooding*. 2001.

Cấu trúc hydrate khí

TS. Lê Văn Bình

Đại học Mô - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Hydrate khí được hình thành do nước kết tinh chứa các khoang trống được lấp đầy bởi các phân tử khí trong điều kiện nhiệt độ thấp và áp suất cao. Iu.F Macagon cho rằng, có nhiều dạng tinh thể hydrate khí, song người ta mới chỉ biết 4 dạng tổ hợp hệ cấu trúc tinh thể cơ bản là CS-I, CS-II, HS và TS. Mỗi dạng tổ hợp hệ cấu trúc được tạo nên từ tổ hợp các tinh thể nhất định. Trong mỗi tinh thể chứa các khoang trống với kích thước khác nhau, được lấp đầy bởi một hoặc hai phân tử khí có kích thước giới hạn.

1. Đặt vấn đề

Hydrate khí là nước kết tinh chứa khí, hình thành trong điều kiện nhiệt độ thấp và áp suất cao là khái niệm đã được nhiều người biết đến. Các nhà khoa học hy vọng rằng đây sẽ là nguồn cung cấp năng lượng mới trong tương lai. Để khai thác nguồn năng lượng này cần nghiên cứu các đặc điểm của hydrate khí. Trong số các vấn đề cần quan tâm nghiên cứu là hydrate khí có cấu trúc như thế nào? Khí nào có thể tạo hydrate khí?

2. Cấu trúc hydrate khí

Cấu trúc hydrate khí bao gồm các phân tử nước kết tinh, đóng vai trò chất "chủ nhà" chứa các khoang trống được lấp đầy bởi các phân tử khí hay các chất lỏng dễ bay hơi - "chất khách" (Hydrate Forming Gas-HFG). Công thức tổng quát của hydrate khí là $M.n.H_2O$ (Hình 1).

Trong đó:

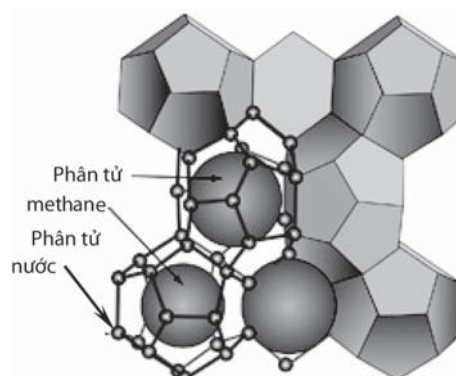
M: phân tử khí tạo hydrate

n: số phân tử nước ứng với một phân tử khí HFG trong hydrate, còn được gọi là "số hydrate", thay đổi phụ thuộc vào chế độ nhiệt áp, loại khí hay hỗn hợp khí...

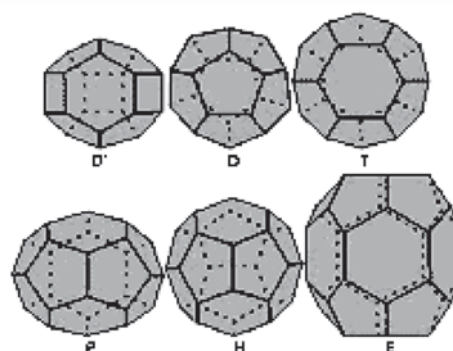
Trong tự nhiên, n thường nằm trong khoảng từ 6 - 17, phụ thuộc vào điều kiện nhiệt độ, áp suất nơi hydrate hình thành và cấu trúc tinh thể hydrate. Quan sát thực tế chỉ ra các khí hydrocarbon tạo hydrate với tỷ lệ: $CH_4.7H_2O$; $C_2H_6.12H_2O$; $C_3H_8.18H_2O$.

Iu.F Macagon cho rằng: có thể có nhiều dạng tinh thể hydrate khí, song người ta mới chỉ biết đến 6 loại tinh thể (Hình 2) thuộc 3 hệ cấu trúc tinh thể cơ bản là: Hệ lập phương - CS (Cubic System), Hệ sáu phương - HS (Hexagonal System) và Hệ bốn phương - TS (Tetragonal System).

System). Các khoang trống nằm trong khung xương có hình dạng tương ứng với hệ tinh thể với kích thước khác nhau (Hình 2, Bảng 1). Các khoang tạo bởi tổ hợp các hình khối đa diện với liên kết hydro "mềm" - chiều dài l và góc α giữa hai liên kết "điều chỉnh". Về mặt hóa học, cấu trúc của tinh thể có chiều dài liên kết hydro và góc giữa chúng gần như bằng nhau với giá trị chuẩn: $l \approx 2,7\text{\AA}$ và $\alpha \approx 109,5^\circ$ sẽ bền vững nhất. Độ dài l và góc liên kết α càng khác với giá trị chuẩn càng hao phí năng lượng và cấu trúc càng kém bền vững.



Hình 1. Cấu trúc tinh thể hydrate methane



Hình 2. Các dạng khoang trống - khối đa diện trong khung xương tinh thể nước

Bảng 1. Các dạng khoang trống - khối đa diện trong cấu trúc tinh thể hydrate

Khoang (ngăn kín)	Số đỉnh	Số cạnh	Số mặt	Đường kính ngăn (Å°)	Thể tích ngăn (Å°)
D (12 mặt)	20	30	12 (5 ¹²)*	5,2	168
D' (12 mặt)	20	30	12 (4 ³ 5 ⁹)	-	-
T (14 mặt)	24	36	14 (5 ¹² 6 ²)	5,92 và 6,4**	230
P (15 mặt)	26	39	15 (5 ¹² 6 ³)	6,1 và 7,0**	260
H (16 mặt)	28	42	16 (5 ¹² 6 ⁴)	6,6	290
E (20 mặt)***	36	54	20 (5 ¹² 6 ⁸)	9,6 và 7,3**	?

*: 14 (5¹²6²) - 14 mặt (12 mặt ngũ giác + 2 mặt lục giác), **: tương ứng mặt cầu xoay với 2 kích thước trục

***: trong GC ngăn E là tổ hợp của D và D'(4³5⁶6³)

Bảng 2. Các dạng cấu trúc ngăn của tinh thể hydrate khí

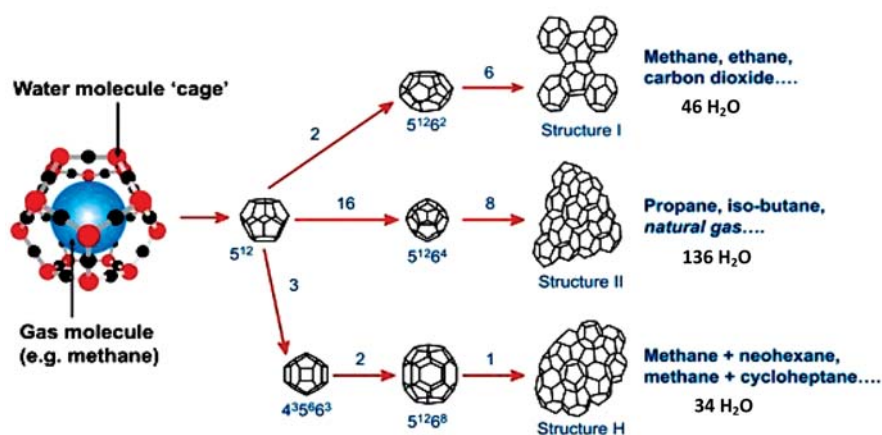
Dạng tổ hợp hệ cấu trúc	Thông số ngăn a, c (Å°), mật độ khung xương đặc (g/cm ³)	Công thức các tổ hợp	Chỉ số hydrate (n)	Ví dụ phân tử "khách"
Lập phương I - CS-I	a = 12,0 ρ = 0,796	6T.2D.46H ₂ O	$7\frac{2}{3}$ * và $5\frac{3}{4}$ *	Siclo C ₅ H ₆ và CH ₄ , Xe, H ₂ S
Lập phương II - CS-II	a = 17,1 ρ = 0,812	8H.16D.136H ₂ O	17* và $5\frac{2}{3}$ **	SF ₆ , CCl ₄ và Ar, Kr
Sáu phương III - HS-III	a = 12,3 c = 10,2 ρ = 0,768	E.2D'.3D.34H ₂ O	34	CH ₃ C ₆ H ₁₁ + H ₂ S
Bốn phương I - TS	a = 23,5 c = 12,3 ρ = 0,757	4P.16T.10D.172H ₂ O	8,6	Br ₂

* Chỉ chiếm ngăn lớn, ** Chiếm cả hai loại ngăn

Các tinh thể kết hợp, chồng khớp với nhau tạo bốn tổ hợp cấu trúc CS-I, CS-II, HS và TS (Bảng 2). Hydrate khí biển đã phát hiện trong tự nhiên chủ yếu là hydrate methane, ở dạng tổ hợp CS-I, CS-II và ít hơn ở dạng HS.

Trong cùng chế độ nhiệt áp, sự hình thành hydrate hệ cấu trúc dạng này hay dạng khác tùy thuộc vào số lượng, chủng loại (hoặc thành phần cấu tử) và kích thước phân tử khí.

Một đặc điểm quan trọng: nếu các khoang trống trong tinh thể hydrate không được lấp đầy bởi số lượng nhất định phân tử khí tinh thể hydrate không bền về nhiệt động, dễ bị phá hủy. Các cấu trúc bền chỉ khi các ngăn lớn được lấp đầy và các ngăn nhỏ cũng được lấp đầy bởi các phân tử khí "phụ" có kích thước nhỏ hơn. Ít nhất, để cấu trúc ổn định thì tất cả các ngăn lớn phải được lấp đầy, các ngăn nhỏ có thể trống một phần hay toàn bộ. Bền vững

**Hình 3.** Ba dạng tổ hợp cấu trúc cơ bản thường gặp của hydrate khí tự nhiên

nhất là cấu trúc chứa khoang trống có kích thước tương đương với kích thước phân tử khí nằm trong đó.

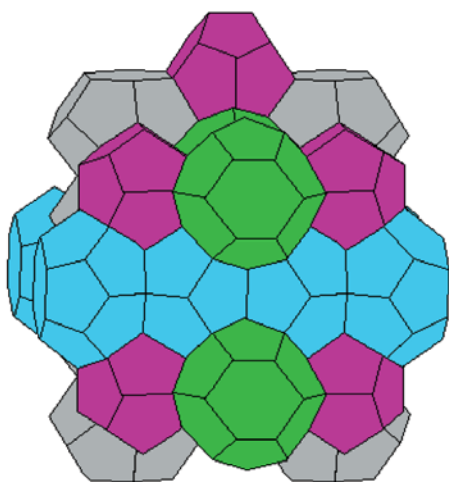
Do điều kiện thành tạo khác biệt, phân tử của một loại khí có thể nằm ổn định trong khoang trống khác nhau, tạo polhydrate khí với mật độ phân tử khí thay đổi. Các phân tử nhỏ không thể cạnh tranh với các phân tử lớn trong ngăn lớn do lực liên kết vandervan nhỏ hơn.

Lý tưởng nhất là xương tinh thể tạo nên từ 12 mặt ngũ giác đều vì góc giữa liên kết hydro $\alpha \approx 108^\circ$, không khác nhiều so với góc liên kết chuẩn $\alpha \approx 109,5^\circ$. Vì vậy, với các mặt đa diện khác nhau, thuận lợi nhất thường gặp là các khung xương tinh thể được tạo từ tổ hợp đa diện 14 và 16 mặt, ít hơn là 15 và 20 mặt ngũ giác đều và tương ứng là 2, 4, 3, 8 mặt lục giác đều. Khoảng trống trong các trường hợp này có kích thước lớn, so với khoảng trống nhỏ trong khung xương của tổ hợp 12 mặt ngũ giác đều D (Hình 2, Bảng 2).

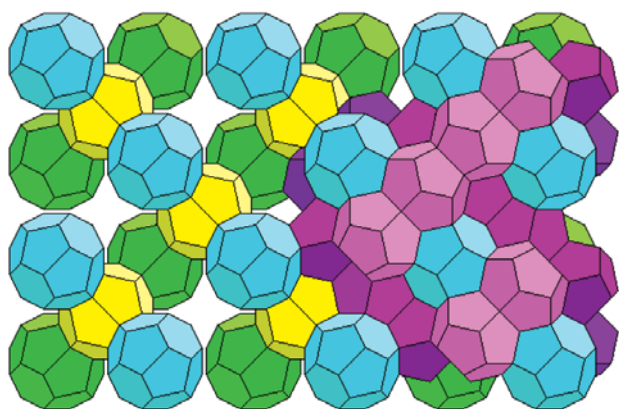
2.1. Tổ hợp hệ cấu trúc CS-I

Tổ hợp hệ cấu trúc CS-I chứa 8 khoảng trống, chiều dài liên kết hydro $l = 12\text{Å}$, chứa 2 loại khoảng trống với kích thước khác nhau:

+ 2 khoảng trống nhỏ (2D với $d = 5,2\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước $d < 5,2\text{Å}$.



Hình 4. Sắp xếp của các ngăn tinh thể là các khối đa diện trong tổ hợp cấu trúc CS-I



Hình 5. Sắp xếp của các ngăn tinh thể là các khối đa diện trong cấu trúc KC-II

+ 6 khoảng trống lớn (6T với $d = 5,92 \times 6,4\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước $d < 5,92\text{Å}$.

Tổ hợp cấu trúc CS-I sẽ bền vững nhất khi chứa các phân tử có kích thước ($d = 4,2 - 5,32\text{Å}$). Như vậy, nó sẽ bền vững nhất khi chứa các phân tử khí với kích thước nhỏ như: O_2 ; N_2 ; Ar; Kr ($d = 0,38 - 4,0\text{Å}$). Trong hệ CS-I, HFG chủ yếu là methane, khí hydrocarbon khác chỉ ở dạng dấu vết. Tổ hợp cấu trúc CS-I thể hiện trên Hình 4.

2.2. Tổ hợp hệ cấu trúc CS-II

Cấu trúc CS-II - hệ lập phương dạng kim cương, chứa 24 khoảng trống, chiều dài liên kết hydro $l = 17,3\text{Å}$, chứa 2 loại khoảng trống với kích thước khác nhau:

+ 16 khoảng trống nhỏ (16D với $d = 5,2\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với $d < 4,8\text{Å}$.

+ 8 khoảng trống lớn (8H với $d = 6,6\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với $d < 6,6\text{Å}$.

Tổ hợp CS-II sẽ bền vững nhất khi chứa các phân tử có kích thước ($5,32\text{Å} < d < 6,6\text{Å}$). Ở hydrate có cấu trúc CS-II, HFG chủ yếu là methane, ngoài ra có thể có một số khí khác với lượng nhỏ như: ethane, propane, hydrosulfur, carbonic... Cấu trúc CS-II thể hiện trên Hình 5.

2.3. Tổ hợp hệ cấu trúc HS

Hệ cấu trúc HS - hệ sáu phương, chứa 6 khoảng trống, chiều dài liên kết hydro $l = 10,2\text{Å}$ và $l = 12,3\text{Å}$.

Trong các cấu trúc HS có 3 loại khoảng trống với kích thước khác nhau:

+ 5 khoảng trống nhỏ (2D' với $d < 5,2\text{Å}$ và 3D với $d = 5,2\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước nhỏ hơn $5,2\text{Å}$.

+ 1 khoảng trống lớn (1E với $d = 7,3 \times 9,6\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước nhỏ hơn $7,3\text{Å}$. Phân tử có kích thước lớn hơn nữa ($7,2\text{Å} < d < 9,2\text{Å}$) sẽ chỉ bền vững nhất khi nằm trong cấu trúc HS.

Tổ hợp cấu trúc HS thể hiện trên Hình 6.

2.4. Tổ hợp hệ cấu trúc TS

Hệ cấu trúc TS - hệ bốn phương mới chỉ được phát hiện, người ta còn biết rất ít về nó. Trong hệ cấu trúc TS có 30 khoảng trống:

+ 26 khoảng trống nhỏ (10D với $d = 5,2\text{Å}$ và 16T với $d = 5,92 \times 6,4\text{Å}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước nhỏ hơn $4,8\text{Å}$.

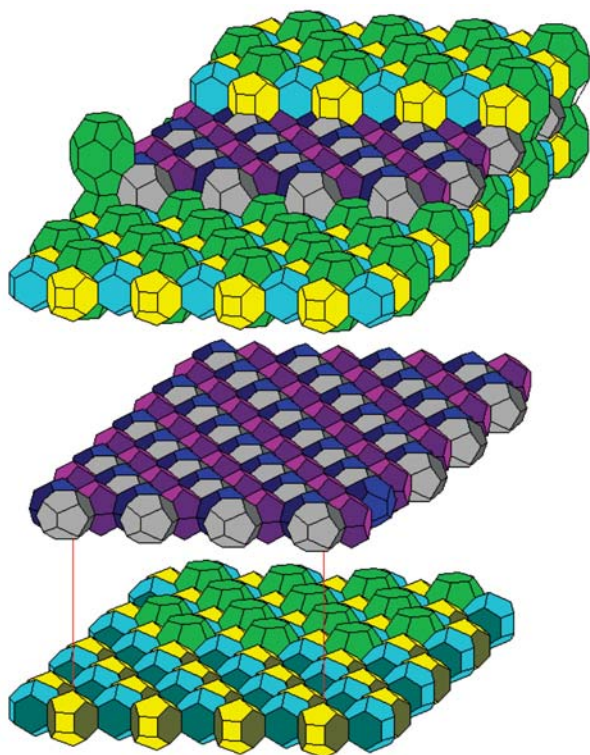
+ 4 khoang trống lớn (4P với $d = 6,1 \times 7,0\text{\AA}$) chỉ chứa các phân tử với kích thước nhỏ hơn $7,0\text{\AA}$.

G. Djefri (Mỹ) phát hiện và mô tả cấu trúc bốn phương (TS) của hydrate brom ($\text{Br}_2 \cdot 8,6\text{H}_2\text{O}$). Khung xương của cấu trúc này có chứa tới 3 loại ngăn: D, T và P theo tỷ lệ 5:8:2 (Bảng 2).

3. Khí nào có thể tham gia tạo hydrate khí

Do kích thước của khoang trống có giới hạn nên khí có đường kính phân tử lớn hơn $0,7\text{nm}$ khó có thể tạo hydrate khí. Các khí có đường kính phân tử nhỏ hơn $0,7\text{nm}$ có thể dễ tạo hydrate khí là: O_2 , N_2 , Ar, Xe, Br_2 , C_1 , SF_6 , H_2S , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $\text{i.C}_4\text{H}_{10}$, CO_2 , SO_2 , CHCl_3 ... (Bảng 3).

Từ Bảng 3 có thể thấy trong dãy đồng đẳng của methane chỉ có các cấu tử nhẹ từ CH_4 đến *isobutane* là có thể tạo ra hydrate khí.



Hình 6. Sắp xếp của các ngăn tinh thể là các khối đa diện trong cấu trúc HS-III

Bảng 3. Kích thước của một số phân tử khí

Phân tử khí	Đường kính ($\text{\AA}$)	Phân tử khí	Đường kính ($\text{\AA}$)
Heli	2,6	Methane	3,8
Hydro	2,3	Ethane	5,5
Argon	2,9	Propane	6,5
Nước	3,2	Butane	7,5
Carbonic	3,3	Sulfur hydro	4,1
Nitơ	3,4	Benzen	4,7

Các phân tử khí lấp vào các khoang trống phải có kích thước nhỏ hơn hoặc xấp xỉ bằng kích thước khoang trống. Từ đó các nhà khoa học nhận định:

+ Các khí có thể tham gia tạo hydrate khí CS-I và CS-II phải có kích thước phân tử $d_{\text{max}} < 6,6\text{\AA}$.

+ Phân tử có $d_{\text{max}} < 5,2\text{\AA}$ (Ar ; CH_4 ; H_2S ...) sẽ lấp vào cả khoang trống lớn và khoang trống nhỏ trong cấu trúc CS-I. Nếu tất cả các khoang trống được lấp đầy thì số $n = 5,75$.

+ Phân tử có $5,2 < d_{\text{max}} < 5,9\text{\AA}$ (Br_2 ; CH_3SH ; CO ...) chỉ lấp vào khoang trống lớn trong cấu trúc CS-I. Nếu tất cả các khoang trống được lấp đầy thì chỉ số $n = 7,66$.

+ Phân tử có $5,9 < d_{\text{max}} < 6,6\text{\AA}$ (C_3H_8 ; $\text{i.C}_4\text{H}_{10}$; HCl ...) lấp đầy các khoang trống lớn cấu trúc CS-II và chỉ số $n = 17$.

+ Hydrate khí có thể được tạo từ hai loại khí có đường kính phân tử nhỏ. Khi các phân tử khí lấp đầy cả hai loại khoang trống lớn và nhỏ thì chỉ số $n = 5,67$. Gần đây, V. Kuhs (Đức) bằng thực nghiệm đã chứng minh trong các ngăn lớn của cấu trúc CS-I và CS-II có thể chứa 2 phân tử nitơ ($d = 3,4\text{\AA}$).

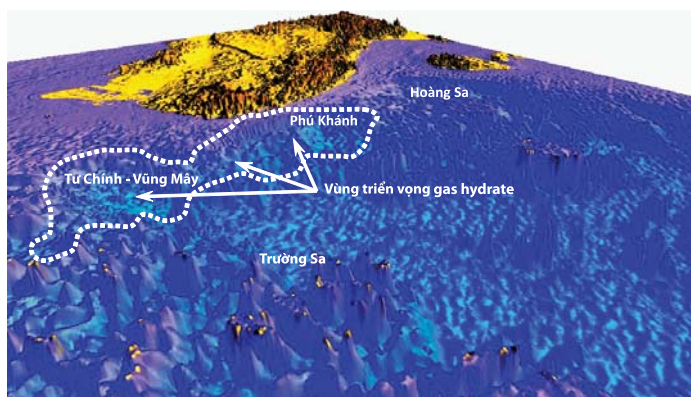
Suy luận đơn giản có thể thấy ngăn H ($d = 6,6\text{\AA}$) chứa 2 phân tử sẽ thuận lợi hơn là ngăn T với kích thước nhỏ hơn đôi chút ($5,92 \times 6,4\text{\AA}$). Vì vậy, với phân tử khí nhỏ các hydrate CS-II sẽ bền hơn hydrate cấu trúc CS-I, với các phân tử khí có $d > 4,0\text{\AA}$ (H_2S ; Xe...) 2 phân tử chứa trong một ngăn sẽ khó khăn hơn.

Cấu trúc HS được hình thành từ các khí hydrocarbon nặng, nhưng phải có mặt methane.

4. Khả năng phát hiện hydrate khí ở Việt Nam

Căn cứ vào điều kiện thành tạo tích tụ hydrate khí, ở Việt Nam trên đất liền không có những vùng có tiềm năng về dầu khí nằm trong điều kiện băng giá vĩnh cửu nên có thể loại trừ khả năng tồn tại các tích tụ hydrate khí. Trên thềm lục địa, đáy biển thuộc phạm vi các bể dầu khí Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu có nhiệt độ trung bình là $\approx 20^\circ\text{C}$ cũng không phải là điều kiện thích

hợp cho tích tụ hydrate khí hình thành, chỉ có thể hy vọng tìm thấy hydrate khí trên vùng sườn dốc thềm lục địa có độ sâu nước thích hợp cho việc hình thành hydrate khí như: Đông bể Phú Khánh, bể Tư Chính - Vũng Mây, cụm bể Hoàng Sa - Trường Sa. Các nghiên cứu sơ bộ về đặc điểm cấu kiến tạo, trầm tích, địa hóa khu vực đều chỉ ra các yếu tố thuận lợi cho hình thành các tích tụ hydrate khí.



Hình 7. Bản đồ dự báo vùng triển vọng hydrate khí trên thềm lục địa Việt Nam (Nguồn: Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam [2, 3])

Theo Nguyễn Đức Thắng, Đỗ Tử Chung, Cao Thị Mai, triển vọng thu được khí CH_4 từ hydrate khí ở khu vực biển Việt Nam có thể đạt $3,44.10^4 \text{m}^3$ [2, 3].

Theo tính toán của của TS. Nguyễn Như Trung và nnk (2009), đáy biển Đông thuộc khu vực đặc quyền kinh tế của Việt Nam có thể phát hiện 3 loại hydrate khí: tầng chứa hydrate khí loại CS-I có thể hình thành dưới đáy biển với

chiều sâu > 600m nước, dày trung bình 225m; tầng chứa hydrate khí loại CS-II có thể hình thành dưới đáy biển với chiều sâu > 400m nước, dày trung bình 270m; tầng chứa hydrate khí loại HS có thể hình thành dưới đáy biển với chiều sâu > 300m nước, dày trung bình 330m [3]. Tuy nhiên, các tác giả chưa đưa ra cơ sở dẫn đến kết luận sự hình thành của các loại hydrate khí với cấu trúc cụ thể tại các vị trí địa lý đã nêu.

Tài liệu tham khảo

1. Iu.A Diadin, A.I Gusin. *Hydrate khí*. Tạp chí giáo dục, số 3, Sorosov. 1998.
2. Nguyễn Đức Thắng, Đỗ Tử Chung, Cao Thị Mai. *Tiềm năng hydrate khí trên biển Đông*. Hội thảo chuyên đề "Hydrate khí - nguồn năng lượng của tương lai và các phương pháp nghiên cứu". 9/2009.
3. Thuyết minh của Bộ Tài nguyên và Môi trường và Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam về "Chương trình nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng hydrate khí ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". 12/2009.



Hình ảnh hydrate khí hình thành bên dưới một mẩu đá ở đáy biển. (Nguồn: Georgia Institute of Technology, Mỹ)

Đánh giá khả năng ứng dụng butanol trong động cơ xăng để thay thế một phần nhiên liệu truyền thống tại Việt Nam

KS. Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ, TS. Nguyễn Hữu Lương
TS. Nguyễn Đình Việt, KS. Cấn Đình Hùng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong pha chế xăng nhiên liệu, một số hợp chất chứa oxy thường được thêm vào xăng thành phẩm để sản phẩm đáp ứng các yêu cầu về kỹ thuật, môi trường và thương mại. Các hợp chất chứa oxy được xem xét ở đây là ete và cồn. Hợp chất ete như MTBE, ETBE, TAME, DIPE... được tổng hợp từ nguồn nguyên liệu hóa dầu nên khi xem xét về ý nghĩa “nhiên liệu xanh” thì công trình này chỉ đề cập đến cồn được sản xuất bằng phương pháp lên men sinh học. Trên thế giới, ngoài etanol sinh học được sử dụng phổ biến để pha chế xăng sinh học thì n-butanol sinh học đã được nghiên cứu thử nghiệm trong lĩnh vực giao thông từ rất sớm. N-butanol có một số ưu điểm vượt trội như: tính hút ẩm thấp, ít gây ăn mòn thiết bị, nhiệt cháy cao hơn, không làm tăng áp suất hơi bão hòa khi pha trộn với xăng... Nhiều tổ chức lớn (như BP, Dupont, Gevo, Arbor, Cobalt...) đã và đang triển khai các dự án sản xuất butanol sinh học và ứng dụng pha trộn với xăng thông dụng làm nhiên liệu cho lĩnh vực giao thông vận tải.

Trong bài báo này, nhóm tác giả (Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam) sẽ trình bày kết quả các thử nghiệm đối với xăng pha n-butanol trên các khía cạnh gồm: đánh giá độ ổn định chất lượng của nhiên liệu khi tồn trữ bằng bốn chứa ngầm, tác động gây trướng nở, ăn mòn vật liệu tiếp xúc; các thử nghiệm chạy ô tô trên băng thử, chạy đội ô tô hiện trường (on-road) và đánh giá độ bền động cơ sử dụng xăng pha n-butanol trong thời gian dài (tương đương chu kỳ trung tu động cơ) so với xăng thông dụng. Các kết quả thử nghiệm cho thấy xăng pha n-butanol có quy cách phẩm chất, thông số vận hành và tính năng làm việc của nhiên liệu trên xe ô tô là tương đương so với xăng thông dụng A95, đồng thời sử dụng xăng pha n-butanol góp phần làm giảm thiểu khí độc hại phát thải ra môi trường. Tuy nhiên, việc ứng dụng n-butanol làm nhiên liệu ở điều kiện Việt Nam còn gặp nhiều thách thức do các yếu tố khách quan và chủ quan.

1. Mở đầu

Xu hướng sử dụng các loại nhiên liệu thay thế đã và đang trở thành vấn đề cấp bách đối với nhiều quốc gia trên toàn cầu nhằm đối phó với tình trạng khan hiếm nguồn nhiên liệu hóa thạch và các thảm họa, thiên tai xâm hại đến môi trường sinh quyển. Tại Việt Nam, việc sử dụng nhiên liệu thay thế đã có những bước tiến rất khả quan từ nhiều nguồn năng lượng khác nhau như phong điện, sinh khối... và nhất là từ khi sản phẩm xăng sinh học E5 chính thức có mặt trên thị trường.

Nhiên liệu xăng pha n-butanol sinh học đã được nghiên cứu từ rất lâu (trước chiến tranh thế giới thứ I [6]), sau đó do n-butanol được sản xuất từ công nghệ sinh học

không cạnh tranh được với nguồn n-butanol sản xuất từ công nghiệp hóa dầu nên bị ngưng trệ trong thời gian dài. Tuy nhiên, gần đây nhiều nước trên thế giới bắt đầu quan tâm trở lại sản xuất n-butanol sinh học do nguồn năng lượng gốc khoáng được dự báo ngày càng cạn kiệt dần. N-butanol có nhiều ưu điểm vượt trội so với etanol [8]:

- + Nhiệt trị cao hơn 25 - 30% so với etanol.
- + Có thể pha trộn với xăng thông dụng với tỷ lệ cao hơn (có thể sử dụng nhiên liệu 100% n-butanol mà không cần phải can thiệp tới động cơ, trong khi đó etanol pha trộn vào xăng tối đa là E85 và phải hoán cải động cơ).
- + Tính hút ẩm, tách pha và ăn mòn rất thấp do đó có thể tồn trữ, vận chuyển và phân phối xăng pha n-butanol

bằng hệ thống cơ sở hạ tầng xăng dầu hiện hữu.

+ Áp suất hơi bão hòa thấp nên có thể pha trộn n-butanol với xăng dễ dàng và an toàn. Mặt khác, khi pha n-butanol vào xăng không làm tăng áp suất hơi bão hòa của hỗn hợp pha chế.

+ Nguồn nguyên liệu để sản xuất n-butanol sinh học cũng tương tự như đối với sản xuất etanol sinh học: nguyên liệu thế hệ I (sắn, ngô, mía đường...), thế hệ II (rơm rạ, trấu, bã mía...).

Để có cơ sở đánh giá khách quan những nhận định trên, đồng thời đưa ra kết luận về sự phù hợp của nhiên liệu xăng pha n-butanol theo các tiêu chuẩn kỹ thuật, môi trường cũng như thông số hoạt động của động cơ, tính năng làm việc của nhiên liệu trên các phương tiện vận tải ở Việt Nam, nhóm tác giả đã tiến hành thử nghiệm xăng pha n-butanol với các nội dung như sau:

+ Trong phòng thí nghiệm: đánh giá tác động gây trương nở ống nối mềm trụ bơm cây xăng và ăn mòn vật liệu thép tiếp xúc trong thời gian 2.000 giờ.

+ Tồn trữ hiện trường: đánh giá độ ổn định chất lượng của xăng pha n-butanol được tồn trữ bằng bồn chứa ngầm mô hình cây xăng trong thời gian 90 ngày.

+ Chạy ô tô trên băng thử CD-48 inch (autotest): đánh giá các thông số hoạt động của động cơ và thành phần khí thải của xăng pha n-butanol so với xăng thông dụng A95.

+ Chạy đội ô tô hiện trường (on-road): đánh giá tính năng làm việc của nhiên liệu, độ phát thải

gây ô nhiễm môi trường và ý kiến nhận xét của các tài xế giữa 2 loại nhiên liệu thử nghiệm.

+ Thử nghiệm đánh giá độ bền (hao mòn) của động cơ chạy xăng thông dụng và động cơ cùng loại chạy xăng pha n-butanol trong thời gian dài (tương đương với chu kỳ trung tu của động cơ).

Kết quả các thử nghiệm này sẽ là cơ sở kỹ thuật để đánh giá khả năng ứng dụng nhiên liệu xăng pha n-butanol ở Việt Nam.

2. Kết quả nghiên cứu thử nghiệm

2.1. Thành phần xăng pha n-butanol

Quy cách phẩm chất của nhiên liệu xăng pha n-butanol

Bảng 1. Quy cách phẩm chất của xăng pha n-butanol

TT	Chỉ tiêu	TCVN 6776:2005	Xăng A95 (xăng NMLD Dung Quất)	Xăng pha n-butanol
1	Trị số octane (RON)	min 95	95,6	95
2	Hàm lượng chì, g/l	max 0,013	< 0,004	< 0,0025
3	Thành phần cất, °C			
	Điểm sôi đầu	Báo cáo	38,6	37,1
	10% thể tích	max 70	58,1	63,5
	50% thể tích	max 120	112,6	103,4
	90% thể tích	max 190	160,5	157,4
	Nhiệt độ sôi cuối	max 215	185,5	184,2
	Cặn, % thể tích	max 2,0	1	1,1
4	Độ ăn mòn mảnh đồng,	max loại 1	1a	1a
5	Hàm lượng nhựa thực tế, mg/100ml	max 5	< 0,4	1,5
6	Độ ổn định oxy hóa ở 100°C	min 480	> 480	> 480
7	Hàm lượng lưu huỳnh	max 500	109	90
8	Áp suất hơi bão hòa, kPa	43 - 75	57,5	51,7
9	Hàm lượng benzene, %tt	max 2,5	1,38	1,3
10	Hydrocacbon thơm, %tt	max 40	38,3	33,6
11	Hàm lượng olefin, %tt	max 38	30,3	30,1
12	Hàm lượng etanol, %tt	-	-	-
	Hàm lượng n-butanol, %tt	-	-	10,5
13	Hàm lượng oxy, %kl	max 2,7	< 0,2	2,5
14	Khối lượng riêng ở 15°C	Báo cáo	755,5	765,2
15	Hàm lượng kim loại:			
	Fe, mg/l	max 5	< 1	< 1
	Mn, mg/l	max 5	< 1	< 0,25
16	Hàm lượng nước, mg/kg	-	-	515
17	Ngoại quan	Sạch, trong	Sạch, trong	Sạch, trong

đáp ứng theo tiêu chuẩn xăng không chì RON 95 (TCVN 6776:2005), nhóm tác giả đã tính toán pha chế thành phần công thức xăng pha n-butanol (*không sử dụng phụ gia*) bao gồm: 89,5%tt xăng A95 (mẻ xăng của NMLD Dung Quất, RON = 95,6) và 10,5%tt n-butanol (RON = 94).

Nhận xét:

+ Kết quả phân tích trong Bảng 1 cho thấy các chỉ tiêu kỹ thuật của mẫu xăng pha n-butanol đáp ứng theo TCVN 6776:2005. Trị số octane RON của mẫu xăng pha 10,5%tt n-butanol đạt 95 và áp suất hơi RVP giảm gần 6 đơn vị so với xăng A95 sử dụng pha chế.

+ Kết quả tính toán cho thấy, khi pha 1%tt n-butanol vào xăng A95 thì hàm lượng oxy trong sản phẩm tăng lên 0,24%kl. Do đó, khi sử dụng nguồn xăng nhập khẩu (đã có sẵn hợp chất chứa oxy) để pha chế xăng pha n-butanol thì cần giới hạn tỷ lệ n-butanol phù hợp để đáp ứng theo tiêu chuẩn xăng Việt Nam.

2.2. Thử nghiệm đánh giá độ ổn định chất lượng khi tồn trữ hiện trường và tác động đến vật liệu tiếp xúc (kim loại, phi kim loại) của xăng pha n-butanol

2.2.1. Thử nghiệm tồn trữ hiện trường xăng pha n-butanol bằng bồn chứa ngầm mô hình cây xăng

Mục đích của thử nghiệm này nhằm đánh giá độ ổn định chất lượng của nhiên liệu xăng pha n-butanol theo thời gian tồn trữ là 90 ngày (gấp hơn 10 lần vòng quay trung bình tại cửa hàng xăng dầu) bằng bồn chứa ngầm 2.000 lít. Mô hình này được thiết kế theo tiêu chuẩn bồn chứa ngầm (TCVN 4162-85) của cửa hàng xăng dầu hiện hữu.

+ Bồn chứa được thiết kế theo quy cách 1.250 x 1.800 x 5mm, bằng thép CT3.



Hình 1. Bồn chứa 2.000 lít thử nghiệm

+ Bồn ngầm có lắp đặt van thở, ống xuất nhập, nắp lấy mẫu, lỗ đo bồn, tấm chắn miệng bồn.

Nội dung thử nghiệm: pha trộn 2.000 lít xăng pha n-butanol có công thức như trên (không sử dụng phụ gia) tồn trữ trong bồn ngầm, định kỳ lấy mẫu tuần/lần (phương pháp lấy mẫu điểm và mẫu chạy) để phân tích các chỉ tiêu kỹ thuật của mẫu xăng pha n-butanol. Trong Bảng 2, nhóm tác giả trình bày kết quả phân tích mẫu nhiên liệu tồn trữ tại thời điểm các tuần thứ 1, 5, 9 và 13.

Nhận xét:

- Từ tuần 1 đến tuần thứ 9:

+ Không xảy ra hiện tượng tách lớp, biến chất, tạp chất lơ lửng hay thay đổi màu sắc.

+ Các chỉ tiêu hóa lý của xăng pha n-butanol đáp ứng TCVN 6776:2005.

- Từ tuần thứ 10 đến tuần thứ 13:

+ Không xảy ra hiện tượng tách lớp, biến chất, thay đổi màu sắc hay cặn lắng. Hàm lượng nước không tăng sau 3 tháng tồn trữ.

+ Hàm lượng oxy vượt giới hạn cho phép (> 2,7%kl) ở tuần thứ 10 và tăng dần đến tuần thứ 13 (đạt 2,93%kl). Nguyên nhân là do n-butanol có khối lượng riêng lớn hơn xăng nên có xu hướng lắng dần xuống đáy bồn chứa. Kết quả kiểm tra hàm lượng n-butanol (lấy mẫu điểm) ở đáy bồn là 11,2%tt (tại tuần thứ 13) cao hơn so với lúc ban đầu pha chế.

+ Hàm lượng nước của mẫu nhiên liệu tồn trữ không tăng sau 13 tuần thử nghiệm. Hàm lượng nước của mẫu xăng pha n-butanol tồn trữ hiện trường (Bảng 3) cao hơn so với mẫu nhiên liệu pha chế trong phòng thí nghiệm (Bảng 2), điều này là do sử dụng mẫu xăng A95 (Dung Quất) pha chế đợt sau khác lô so với đợt đầu.

+ Các chỉ tiêu còn lại thay đổi không đáng kể và nằm trong giới hạn của tiêu chuẩn TCVN 6776:2005.

2.2.2. Thử nghiệm tác động gây ăn mòn, trương nở của xăng pha n-butanol đến vật liệu tiếp xúc (kim loại và phi kim loại) so với xăng thông dụng

Thực hiện thử nghiệm này, nhóm tác giả đã ngâm thử các chi tiết phi kim loại của động cơ xe gắn máy, mẫu thép CT3 và ống nối mềm trụ bơm cây xăng như sau:

+ Các gioăng phớt, bông-tu, ống dẫn, phao xăng, lọc nhiên liệu của động cơ xe gắn máy.

Bảng 2. Kết quả phân tích mẫu xăng pha n-butanol tồn trữ trong bốn năm

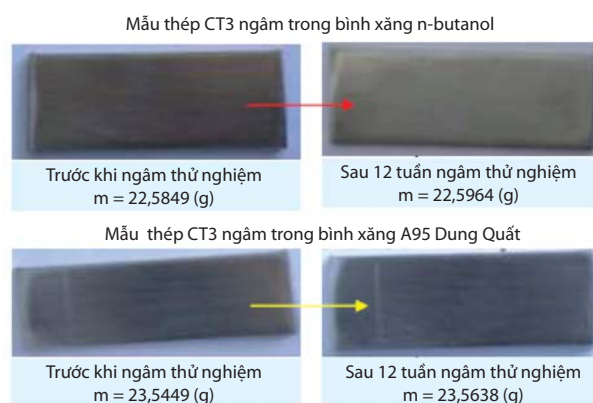
TT	Chỉ tiêu	Kết quả phân tích theo thời gian tồn trữ, tuần			
		Tuần thứ 1	Tuần thứ 5	Tuần thứ 9	Tuần thứ 13
1	Nhiệt độ lấy mẫu, °C	24	20	22	25
2	Trị số octane (RON)	95	95	94,8	95
3	Hàm lượng chì, g/l	< 0,0025	< 0,0025	< 0,0025	< 0,0025
4	Thành phần cất phân đoạn, °C				
	Điểm sôi đầu	37,8	39,5	38,4	38,7
	10% thể tích	63,2	58,3	57	57,2
	50% thể tích	101,5	99,1	98,8	98,1
	90% thể tích	155,6	154	152,6	150,4
	Điểm sôi cuối, °C	178,3	181,6	180,8	181,2
	Cặn cuối, % thể tích	1,0	1,1	1,1	1,1
5	Độ ăn mòn mảnh đồng	1 a	1 a	1 a	1 a
6	Hàm lượng nhựa, mg/100ml	0,8	0,8	1,1	1,2
7	Độ ổn định oxy hóa ở 100°C	830	899	875	902
8	Áp suất hơi bão hòa, kPa	62,4	65,1	64,2	62,5
9	Hàm lượng benzen, % thể tích	1,89	1,85	1,92	1,89
10	Hydrocacbon thơm, % thể tích	32	32,1	32,6	32,2
11	Hàm lượng olefin, % thể tích	28,1	29,0	30,1	29,8
12	Hàm lượng oxy, % khối lượng	2,37	2,45	2,56	2,93
13	Khối lượng riêng 15°C, kg/m ³	750,1	750,5	751,1	751,2
14	Hàm lượng (Fe, Mn), mg/l	< 1	< 1	< 1	< 1
15	Hàm lượng nước, mg/kg	1.460	1.110	1.140	1.080
16	Ngoại quan	Sạch, trong	Sạch, trong	Sạch, trong	Sạch, trong

+ Mẫu thép CT3.

+ Ống nối mềm Yokohama và Hipress.

Các cồng nối chung do hoạt tính dung môi có khả năng gây trương nở vật liệu phi kim loại tiếp xúc (chi tiết động cơ, ống nối mềm trụ bơm cây xăng) và trong điều kiện nhiễm nước gây ăn mòn các vật liệu kim loại tiếp xúc. Tác động của xăng pha n-butanol đến hệ thống cơ sở hạ tầng sử dụng để tồn trữ, vận chuyển và phân phối xăng dầu hiện hữu được khảo sát trong 3 thử nghiệm sau đây.

Thử nghiệm thứ nhất: ngâm chìm các chi tiết phi kim loại của động cơ xe gắn máy (gioăng phớt, bông-tu, ống dẫn, phao xăng, lọc nhiên liệu) trong 2 bình chứa 2 loại nhiên liệu và quan sát định kỳ 3 ngày/lần. Sau thời gian 3 tháng thử nghiệm, kết quả cho thấy hình dạng, màu sắc của các vật mẫu không bị thay đổi. Như vậy, 10,5%tt n-butanol pha vào xăng thông dụng không có dấu hiệu gây trương nở đối với các chi tiết phi kim loại của động cơ xe gắn máy.


Hình 2. Thử nghiệm đánh giá tác động gây ăn mòn thép CT3 của xăng pha n-butanol

Thử nghiệm thứ hai: sử dụng mẫu thép CT3 - loại thép phổ biến được chế tạo các loại bồn chứa, đường ống dẫn, xe bồn, tàu, sà lan - được ngâm chìm trong 2 bình chứa 2 loại nhiên liệu thử nghiệm trong thời gian 2.000 giờ.

Các mẫu kim loại thép CT3 được xử lý làm sạch bề mặt trước khi đem ngâm trong các bình thủy tinh kín, một

bình chứa xăng A95 thông dụng và bình chứa xăng pha n-butanol để theo dõi. Định kỳ 3 ngày/lần, các mẫu kim loại được quan sát và so sánh hiện tượng tạo rỉ sét trên bề mặt vật mẫu giữa 2 bình nhiên liệu. Và định kỳ 4 tuần/lần, các mẫu kim loại được đem sấy khô cân khối lượng để so sánh với lúc ban đầu. Kết quả thử nghiệm cho thấy trong thời gian ngâm hơn 2.000 giờ các mẫu thép CT3 không bị biến đổi màu sắc và hiện tượng tạo rỉ sét trên bề mặt không rõ ràng, kết quả cân khối lượng mẫu thép CT3 thay đổi không đáng kể ($D = 0,0115 \div 0,0189g$) so với trước khi thử nghiệm.

Thử nghiệm thứ ba: thực hiện thử nghiệm tương tự như trên đối với các ống nối mềm Yokohama và Hipress - hai loại ống được sử dụng phổ biến tại các cửa hàng bán xăng dầu. Kết quả quan sát cho thấy thành trong (mặt tiếp xúc với nhiên liệu) của cả hai loại ống mềm không có hiện tượng trương nở hay biến dạng sau hơn 2.000 giờ ngâm trong 2 bình thủy tinh chứa 2 loại nhiên liệu. Kết quả đo kiểm đường kính trong của các ống nối mềm thay đổi không đáng kể ($D = 0,05 - 0,10mm$) so với trước khi thử nghiệm. Tuy nhiên, độ cứng của ống nối mềm Hipress thì tốt hơn so với loại ống Yokohama đối với bình chứa xăng pha n-butanol.



Hình 3. Thử nghiệm đánh giá tác động gây trương nở ống nối mềm Yokohama và Hipress của xăng pha n-butanol

Qua các thử nghiệm trên cho thấy, chất lượng nhiên liệu xăng pha n-butanol đáp ứng theo tiêu chuẩn TCVN 6776:2005 trong thời gian lưu kho bảo quản là 60 ngày (khi không có pha phụ gia). Xăng pha n-butanol có khả năng tương thích với vật liệu phi kim loại chế tạo động cơ xe gắn máy, bồn chứa và phụ trợ kèm theo của cửa hàng xăng dầu hiện hữu.

2.3. Thử nghiệm xăng pha butanol trên băng thử CD-48 inch (autotest)

Mục đích thử nghiệm: đánh giá so sánh các thông số kinh tế kỹ thuật và môi trường của phương tiện sử dụng xăng pha n-butanol so với xăng thông dụng có cùng trị số octane. Nội dung thử nghiệm: đo kiểm và so sánh các thông số kinh tế kỹ thuật và thành phần khí phát thải của động cơ trên băng thử hiện đại CD-48 inch (của hãng AVL, Cộng hòa Áo) giữa 2 loại nhiên liệu thử nghiệm.

- + Độ tăng/giảm áp suất nén xy-lanh.
- + Độ lọt khí cac-ter.
- + Khả năng tăng tốc.
- + Khả năng vượt dốc.
- + Thành phần khí thải (CO_x , NO_x , HC).
- + Tiêu hao nhiên liệu.

Xe thử nghiệm: sử dụng 2 xe ô tô có hệ thống cung cấp nhiên liệu phun xăng điện tử: xe khách Mercedes Benz (sản xuất năm 1993) và xe tải nhẹ Suzuki Carry Truck (sản xuất năm 2008).

Đơn vị hợp tác thử nghiệm: Phòng Thí nghiệm động cơ đốt trong, Khoa Cơ khí Giao thông, Đại học Bách khoa Đà Nẵng.

Kết quả thử nghiệm xem Bảng 3.

2.4. Thử nghiệm chạy đội ô tô ngoài hiện trường

Mục đích thử nghiệm: thử nghiệm này nhằm đánh giá tính năng làm việc của xăng pha n-butanol trên các phương tiện giao thông vận tải thông dụng trên địa hình đường sá thực tế (đường bằng, đèo dốc) so với xăng thông dụng A95.

Nội dung thử nghiệm: nhóm chuyên gia về động cơ sẽ theo dõi các tiêu chí (thao tác sang số, khả năng khởi động, khả năng tăng tốc) và đo đạc các thông số hoạt động của động cơ (áp suất dầu bôi trơn, áp suất nén xy-lanh, nhiệt độ máy, tiêu hao nhiên liệu) đối với từng loại xe ô tô sử dụng 2 loại nhiên liệu trên.

Bảng 3. Kết quả thử nghiệm ô tô trên băng thử CD-48 inch khi sử dụng xăng pha n-butanol so với xăng A95

Thông số		Xe Mercedes Benz	Xe Suzuki Carry Truck	Nhận xét
Áp suất nén xy-lanh, bar		Không thay đổi ở trạng thái nguội Tăng 0,38% khi hoạt động ở trạng thái nóng	Không thay đổi ở trạng thái nguội. Tăng 9,7% khi hoạt động ở trạng thái nóng	Nhiên liệu xăng pha n-butanol có tính bít kín buồng cháy tốt hơn (do n-butanol có độ nhớt cao hơn) xăng A95 nên làm tăng áp suất nén và giảm độ lọt khí xuống cac-ter
Độ lọt khí cac-ter, lít/phút		Giảm từ 5 - 22%	Giảm từ 5 - 32%	
Khả năng tăng tốc		Giảm 29,4% khi gia tốc tự do trên đường bằng phẳng (độ dốc 0%) Khả năng tăng tốc đáp ứng theo chu trình ECE 15/04 (không vi phạm chu trình)	Giảm 4% khi gia tốc tự do trên đường bằng phẳng (đốc 0%) Khả năng tăng tốc đáp ứng theo chu trình ECE 15/04 (không vi phạm chu trình)	Hiệu ứng nhiệt ẩn hóa hơi của n-butanol lớn hơn xăng 1,9 lần, nên làm giảm nhiệt độ môi chất nạp trong buồng đốt, quá trình đốt cháy xăng pha n-butanol không thuận lợi như xăng thông dụng Nhiệt trị của n-butanol thấp hơn xăng, do đó tổng nhiệt trị sinh ra trong buồng đốt tính trên đơn vị thời gian của xăng pha n-butanol thấp hơn xăng thông dụng (tỷ số A/F không đổi) Hiện trạng của xe Suzuki tốt hơn nên mức giảm thấp hơn so với xe Mercedes
Khả năng vượt dốc		Giảm từ 25 - 35%	Giảm từ 5 - 20%	
Thành phần khí xả (CO _x , NO _x , HC)	Chế độ duy trì tốc độ	CO ₂ : giảm 11,4% CO: giảm 96,8% HC: giảm 83% NO _x : giảm 76,7%	CO ₂ : giảm 2,7% CO: giảm 4,7% HC: giảm 14,6% NO _x : giảm 20,8%	Hầu hết các khí thải đều giảm mạnh
	Theo chu trình ECE 15/04	CO ₂ : giảm 5,3% CO: giảm 18,9% HC: giảm 58,5% NO _x : tăng 11,1%	CO ₂ : tăng 3,2% CO: tăng 32% HC: giảm 38,9% NO _x : tăng 31,8%	Khí CO _x tăng do động cơ xe Suzuki hoạt động ở chế độ hỗn hợp giàu nhiên liệu khi tài xế điều khiển cố gắng đáp ứng theo chu trình thử nghiệm do công suất xe Suzuki (31kW) < công suất xe Mercedes (90kW) Khí HC giảm mạnh ở mọi chế độ chạy
Tiêu hao nhiên liệu theo chu trình ECE 15/04, lít/100km		Tăng 0,3%	Giảm 1,8%	Tiêu hao nhiên liệu thay đổi không đáng kể và phụ thuộc vào thao tác xử lý của tài xế

Riêng đối với thành phần khí thải sẽ được kiểm tra tại Trạm Đăng kiểm Ô tô Đà Nẵng sau mỗi ngày chạy thử nghiệm. Đồng thời, nhóm chuyên gia ghi nhận các ý kiến đánh giá của lái xe trong suốt thời gian chạy thử nghiệm. Lộ trình chạy hiện trường: từ quận Liên Chiểu đi đèo Hải Vân và quay về (đường thành phố và đèo dốc) khoảng 2.400km/xe (trong 10 ngày chạy thử nghiệm hiện trường). Đội xe thử nghiệm: xe ô tô Mercedes Benz, Suzuki Carry Truck, Toyota Hiace (sản xuất năm 2003, sử dụng bộ chế hòa khí).

Đơn vị hợp tác thử nghiệm: Phòng Thí nghiệm Động cơ đốt trong, Đại học Bách khoa Đà Nẵng và Trung tâm Đăng kiểm Ô tô Đà Nẵng.

Kết quả thử nghiệm xem Bảng 4.

Kết luận về thử nghiệm đội ô tô hiện trường:

+ Tính năng làm việc của xăng pha n-butanol trên động cơ trong thử nghiệm chạy đội ô tô hiện trường thay đổi không đáng kể so với xăng A95 thông dụng.

+ Khả năng tăng tốc của ô tô khi sử dụng xăng pha n-butanol tốt hơn so với khi sử dụng xăng A95 thông dụng, tuy nhiên khả năng khởi động kém hơn đôi chút.

+ Mức độ phát thải khí gây ô nhiễm thay đổi tùy thuộc vào hiện trạng của từng loại xe. Khí HC giảm ở cả 3 xe ô tô. Khí CO giảm đối với xe Mercedes nhưng lại tăng đối với xe Toyota Hiace và Suzuki. Tuy nhiên, mức tăng vẫn nằm trong giới hạn cho phép theo TCVN 6438:2005 (xe Toyota Hiace phát khí thải CO cao nhất chỉ đạt 1,099%tt so với TCVN cho phép thấp nhất là 4,5%tt).

+ Kết quả chạy ô tô thử nghiệm trên đường cho thấy gần như 100% ý kiến của lái xe đều nhận định rằng tính

Bảng 4. Kết quả thử nghiệm chạy đội ô tô hiện trường sử dụng xăng pha n-butanol so với xăng A95

Thông số	Mercedes Benz (phun xăng điện tử)	Suzuki Carry Truck (phun xăng điện tử)	Toyota Hiace (bộ chế hòa khí)
Áp suất dầu bôi trơn	Thay đổi không đáng kể		
Áp suất nén xylanh, bar	Thay đổi không đáng kể		
Khả năng tăng tốc	Tăng 8,3%	Tăng 10,09%	Tăng 15,8%
Khả năng khởi động nóng/nguội, giây	Giảm 17 - 17,1%	Giảm 8,8 - 10,5%	Giảm 6,4 - 14,8%
Tiêu hao nhiên liệu	Tăng 0,67%	Tăng 4,71%	Tăng 0,72%
Thành phần khí xả (CO, HC)	CO: giảm 85,71% HC: giảm 8,33%	CO: tăng 42,86% HC: giảm 50,58%	CO: tăng 40,84% HC: giảm 26,57%

năng làm việc của xăng pha n-butanol là tương đương so với xăng thông dụng A95.

2.5. Thử nghiệm đánh giá độ bền động cơ

Chu trình thử nghiệm dựa theo chu trình chung được đề xuất bởi Hiệp hội các nhà sản xuất ô tô của Mỹ, có tổng thời lượng chạy máy là 272 giờ được căn cứ trên các tiêu chí kinh tế, kỹ thuật và hiện trạng các xe thử nghiệm. Thử nghiệm được thực hiện trên các thiết bị hiện đại của hãng AVL được trang bị tại Phòng Thí nghiệm Động cơ đốt trong - Đại học Bách khoa Đà Nẵng. Chu trình thử nghiệm 272 giờ có lộ trình quy đổi tương ứng ngoài đường sá thực tế là khoảng 22.000km (tương đương với chu kỳ trung tu của động cơ).

Chu trình thử nghiệm gồm 2 chế độ chạy máy: chế độ chạy để đo đặc tính tổng hợp (*Short Term Performance Test*) vận hành theo chu trình tổng hợp Engine Map; và chế độ chạy máy mang tải trong thời gian lâu dài (*Long Term Performance Test*), chế độ này động cơ mang tải từ trung bình đến nặng và vận hành ở tất cả các chế độ tốc độ từ số vòng quay không tải đến số vòng quay cực đại.

Hai động cơ thử nghiệm được tháo ra từ 2 xe tải nhẹ Suzuki (*cùng đời, cùng kiểu*) và lắp đặt trên hệ thống thử nghiệm hiện đại của châu Âu (APA 204/E8). Nhóm chuyên gia tiến hành đo các chỉ tiêu kỹ thuật tổng hợp của động cơ, đo kích thước 3D của các chi tiết truyền động (xy-lanh, piston, xupap, bạc đỡ, trục khuỷu, thanh truyền), đo độ nhớt và hàm lượng hạt mài mòn kim loại trong dầu bôi trơn động cơ trước, trong và sau quá trình thử nghiệm. Các số liệu, giá trị đo các thông số hoạt động của động cơ thứ 1 chạy xăng A95 trong suốt quá trình chạy thử nghiệm được lấy làm dữ liệu chuẩn để so sánh với động cơ thứ 2 chạy xăng pha n-butanol trên cùng băng thử và điều kiện thử nghiệm.

Phương pháp lấy mẫu dầu nhờn để xác định hàm lượng hạt mòn kim loại (Cr, Mo, Al, Cu, Fe) hình thành trong

dầu để đánh giá độ hao mòn các chi tiết của cụm truyền động động cơ như sau: sau mỗi 16 giờ chạy máy, lấy 1 lít dầu nhờn tại vị trí các-ter để phân tích một số chỉ tiêu kỹ thuật, đồng thời bổ sung 1 lít dầu nhờn mới vào động cơ.

2.5.1. Đo đặc tính kỹ thuật tổng hợp của động cơ: công suất động cơ và tiêu hao nhiên liệu.

Bảng 5. So sánh công suất động cơ chạy xăng pha n-butanol và xăng A95

Công suất động cơ (ở tốc độ 4.500 vòng/phút)	P _{trước} /P _{sau} (KW)	Mức tăng/giảm (± %)
Chạy xăng A95	33,519/32,490	-3,072
Chạy xăng pha n-butanol	34,117/32,987	-3,327

Sau 272 giờ chạy động cơ thử nghiệm hao mòn, công suất của hai động cơ chạy xăng A95 và xăng pha n-butanol đều giảm, mức giảm công suất của động cơ chạy xăng pha n-butanol cao hơn đôi chút (0,25%).

Bảng 6. So sánh tiêu hao nhiên liệu của động cơ chạy xăng pha n-butanol và xăng A95

Tiêu hao nhiên liệu (ở tốc độ 4.500 vòng/phút)	Tiêu hao nhiên liệu trước/sau (kg/h)	Mức tăng/giảm (± %)
Chạy xăng A95	10,040/9,802	-2,367
Chạy xăng pha n-butanol	9,788/9,656	-1,349

Sau 272 giờ thử nghiệm, mức tiêu hao nhiên liệu của động cơ chạy xăng pha n-butanol cao hơn so với khi chạy xăng A95 thông dụng. Tuy nhiên, suất tiêu hao nhiên liệu trung bình của động cơ chạy xăng pha n-butanol trong 272 giờ lại thấp hơn so với xăng A95. Điều này là do quá trình cháy của nhiên liệu xăng pha n-butanol tốt hơn so với xăng thông dụng A95 (lượng khí thải HC của động cơ chạy xăng pha n-butanol ít hơn so với xăng A95 thông dụng).

Bảng 7. So sánh mức độ kín khí buồng cháy động cơ giữa 2 loại nhiên liệu

Thông số	Động cơ chạy nhiên liệu xăng pha n-butanol/ xăng A95	Mức tăng/giảm, (±%) (sau khi thử nghiệm)
Kích thước 3D chi tiết động cơ	Xy-lanh: tăng 0,0328/0,0323 mm Xu-pap, đế xu-pap (hút, xả), chốt piston, bạc thanh truyền có kích thước chênh lệch không đáng kể	Thay đổi không đáng kể
Độ lọt khí cac-ter, %	Tăng 22,9%/30,65%	Tăng 16,23%/20,45%
Áp suất nén xy-lanh	Gần như không thay đổi	Gần như không thay đổi

2.5.2. Đo độ kín khí buồng cháy động cơ

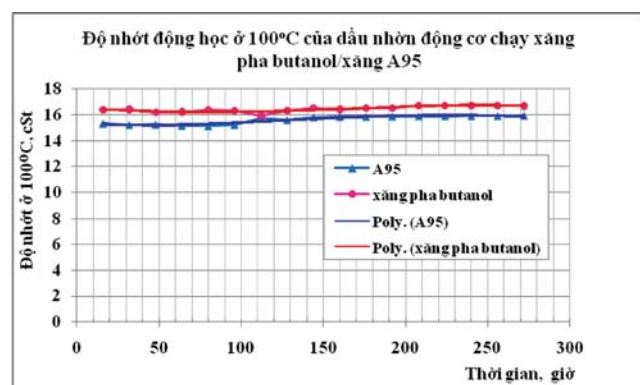
Kết quả độ mài mòn xy-lanh của động cơ chạy xăng pha n-butanol so với xăng A95 thông dụng là tương đương. Lượng mài mòn xy-lanh của động cơ chạy xăng A95 là 0,0323mm so với động cơ chạy xăng pha n-butanol là 0,0328mm. Mức sai lệch này (0,0005mm) là vô cùng bé so với đường kính 65,5mm của xy-lanh. Kết quả thử nghiệm sau 272 giờ chạy máy, độ mài mòn lớn nhất của các chi tiết chốt piston, bạc thanh truyền, xu-pap và đế xu-pap của 2 động cơ đều rất nhỏ.

Độ lọt khí xuống cac-ter của ở động cơ chạy xăng pha n-butanol thấp hơn so với ở động cơ chạy xăng A95. Điều này là do xăng pha n-butanol có độ nhớt cao hơn so với xăng A95 thông dụng nên có tính bít kín buồng đốt tốt hơn, giảm được khí lọt xuống cac-ter. Tính chất này mang lại lợi ích về giảm tiêu hao nhiên liệu và duy trì chất lượng dầu bôi trơn của động cơ.

- Đo chất lượng dầu bôi trơn:

Các đánh giá hao mòn động cơ trên đây được phản ánh qua kết quả phân tích chất lượng dầu bôi trơn (độ nhớt) và sự hình thành các hạt mài mòn kim loại trong dầu nhờn bôi trơn động cơ.

Từ đồ thị Hình 5 cho thấy, độ nhớt của dầu nhờn trong từng động cơ thay đổi rất ít trong quá trình thử nghiệm.


Hình 4. Đồ thị biểu diễn độ nhớt dầu bôi trơn động cơ

Độ nhớt dầu nhờn ở động cơ chạy xăng pha n-butanol cao hơn chút ít so với ở động cơ chạy xăng A95. Độ hao mòn các chi tiết động cơ cũng được thể hiện qua hàm lượng hạt mòn kim loại trong dầu nhờn động cơ. Cụ thể như sau:

+ Hao mòn sec-măng: do sự mài mòn các kim loại Mo và Cr. Lúc đầu các thành phần kim loại Cr và Mo trong dầu nhờn của động cơ chạy xăng A95 có nồng độ hình thành chênh lệch nhau đôi chút so với động cơ chạy xăng pha n-butanol là do có sự mài mòn nhanh của sec-măng (vì động cơ trước khi thử nghiệm được tháo bung ra để đo đặc kích thước của các chi tiết nên khi ráp lại sẽ có độ côn và ô-van nhất định giữa các chi tiết tiếp xúc). Sau khi bề mặt của sec-măng được san phẳng và kín khí thì thành phần Cr và Mo hình thành của 2 động cơ chạy 2 loại nhiên liệu thử nghiệm có giá trị tiệm cận nhau.

+ Hao mòn xy-lanh: do sự mài mòn kim loại Fe. Lúc đầu do chưa có sự kín khí giữa piston và xy-lanh của động cơ nên có sự chênh lệch đôi chút về nồng độ Fe trong mẫu dầu nhờn của cả 2 động cơ. Sau khi đã san phẳng và rà khí thì nồng độ hạt mòn Fe hình thành có giá trị tiệm cận giữa 2 loại nhiên liệu thử nghiệm.

+ Hao mòn bạc đỡ, trục khuỷu, trục cam: do sự mài mòn các kim loại Al, Cu và Pb. Hàm lượng kim loại Pb của các mẫu dầu nhờn là rất nhỏ và có thể coi là không đổi (< 0,05ppm). Hàm lượng Al và Cu lúc đầu cũng có sự chênh lệch đôi chút khi động cơ mới lắp ráp, sau đó thành phần của các kim loại hình thành có giá trị tiệm cận nhau.

3. Đánh giá khả năng ứng dụng n-butanol làm nhiên liệu ở Việt Nam

3.1. Về yếu tố thách thức chủ quan và khách quan

- Trên thế giới, số lượng nhà máy sản xuất butanol sinh học bằng phương pháp lên men ABE chỉ chiếm một phần nhỏ so với số lượng nhà máy sản xuất bằng nguyên liệu từ hóa dầu (propylen và khí tổng hợp). Các nhà máy sản xuất butanol sinh học chủ yếu được chuyển đổi hoặc

tích hợp vào các nhà máy sản xuất etanol sinh học hiện hữu. Nhiều nhất là Trung Quốc với 6 nhà máy lên men ABE sản xuất butanol sinh học có tổng công suất 30.000 tấn/năm (nguyên liệu là ngô). Brazil và Ấn Độ cũng có một vài nhà máy sản xuất butanol sinh học từ nguyên liệu mía đường với công suất khoảng 8.000 tấn/năm. Vì nguyên liệu và công nghệ lên men sản xuất etanol và butanol sinh học khá tương đồng nên khi tích hợp phân xưởng công nghệ sản xuất butanol sinh học cho nhà máy etanol có nhiều khả năng thực hiện, chỉ cần bổ sung chủng loại vi khuẩn tiên tiến và thay đổi nhỏ thiết kế ở phân xưởng chung tách sản phẩm cuối cùng.

- Nhiều công ty, tổ chức lớn trên thế giới (như BP, Gevo, Dupont, Arbor...) đã thử nghiệm xăng pha n-butanol trên các động cơ ô tô và đánh giá nhiên liệu này hoàn toàn có thể sử dụng đối với các động cơ hiện hành mà không gây hỏng hóc và ăn mòn động cơ. Hàm lượng khí thải ra môi trường giảm và tương đương so với khi sử dụng xăng pha etanol. Tuy nhiên, vẫn chưa có quốc gia nào trên thế giới chính thức sử dụng n-butanol làm nhiên liệu sử dụng đại trà trong giao thông vận tải. Các thực nghiệm mới chỉ dừng lại ở mức nghiên cứu hoặc thử nghiệm trên quy mô nhỏ. Theo nhận định, cuối năm 2012 sẽ có sản phẩm nhiên liệu xăng pha n-butanol đầu tiên trên thị trường ở một số nước châu Âu.

- Chủng vi khuẩn truyền thống (*clostridium acetobutylicum*) để sản xuất n-butanol cho hiệu suất chưa cao đồng thời tạo ra nhiều sản phẩm phụ khác như acetone, etanol (tỷ lệ sản phẩm chính là n-butanol so với các sản phẩm phụ có tỷ lệ như sau acetone: butanol: etanol = 3:6:1). Do đó, cần nghiên cứu tìm ra chủng loại vi khuẩn mới tiên tiến cho hiệu suất chuyển hóa cao hơn.

- Thị trường butanol hiện nay phần lớn là phục vụ cho ngành công nghiệp hóa chất và dung môi sơn. Thị trường thế giới có nhu cầu butanol ước tính khoảng 1,32 tỷ lít/năm, trong đó nhu cầu của thị trường Mỹ khoảng 831,6 triệu lít/năm. Các nước khác như Ấn Độ, Trung Quốc, Nhật Bản... đang có nhu cầu cao về butanol cho sự phát triển công nghiệp.

3.2. Về mặt kỹ thuật

- Sự phù hợp của n-butanol khi pha chế nhiên liệu cho động cơ xăng:

- + Xăng thông dụng A95 (xăng của NMLD Dung Quất) pha 10,5% n-butanol hoàn toàn đáp ứng các chỉ

tiêu kỹ thuật của nhiên liệu sử dụng cho ô tô theo tiêu chuẩn TCVN 6776:2005.

- + Quy chuẩn QCVN 01:2009/BKHCN không quy định áp dụng cho n-butanol nhiên liệu hay xăng pha n-butanol nên loại nhiên liệu sinh học này chưa được phép lưu thông và phân phối trên thị trường. Việc sử dụng n-butanol hiện nay như là một phụ gia không thông dụng cho xăng không chì nên phải thực hiện theo các thủ tục được quy định của Thông tư 15/2009/TT-BKHCN ngày 2/6/2009.

- + Các thông số kinh tế kỹ thuật như công suất động cơ, tiêu hao nhiên liệu khi sử dụng xăng pha n-butanol là tương đương so với xăng thông dụng. Ngoài ra, sử dụng xăng pha n-butanol trên ô tô có ưu điểm là tăng công suất kéo có ích, tăng áp suất nén xy-lanh, giảm lọt khí xuống các-ter, mức giảm độ nhớt trong dầu bôi trơn thấp hơn so với xăng thông dụng.

- + Xăng pha n-butanol hoạt động bình thường đối với các loại xe ô tô được sản xuất từ năm 1993 (cả động cơ có kiểu cấp nhiên liệu chế hòa khí và phun xăng điện tử).

- + Phần lớn ý kiến đánh giá của các lái xe cho rằng tính năng làm việc của nhiên liệu xăng pha n-butanol là tương đương với xăng thông dụng.

- Sự phù hợp của xăng pha n-butanol đối với điều kiện cơ sở hạ tầng xăng dầu hiện hữu (tồn trữ, vận chuyển, và phân phối):

- + Xăng pha n-butanol ít hao nước, không xảy ra hiện tượng tách lớp trong thời gian dài 90 ngày tồn trữ bảo quản bằng bể chứa ngầm. Hàm lượng oxy của xăng pha n-butanol tăng vượt > 2,7%kl sau 60 ngày tồn trữ, do sự chênh lệch về tỷ trọng của n-butanol với xăng thông dụng. Do đó, giải pháp khả dụng được đề xuất để khắc phục hiện tượng này là phải bổ sung phụ gia phân tán cho xăng pha n-butanol để tăng độ đồng nhất và ổn định cho nhiên liệu.

- + Xăng pha n-butanol không gây ăn mòn đối với bề mặt thép CT3, không làm trương nở ống nối mềm của trụ bơm cây xăng.

3.3. Về mặt kinh tế - môi trường

- Ở Việt Nam chưa có nhà máy sản xuất n-butanol, toàn bộ lượng n-butanol sử dụng trong nước được nhập khẩu từ một số nước trong khu vực (Malaysia, Indonesia, Trung Quốc...) với giá dao động từ 35.000 - 41.000 đồng/kg. Do đó, giá xăng pha n-butanol chỉ có thể cạnh

tranh với xăng pha etanol khi mà giá n-butanol được giảm xuống ngang bằng với giá etanol sinh học sản xuất trong nước.

- Sử dụng xăng pha n-butanol góp phần giảm đáng kể lượng khí thải độc hại ra môi trường, đặc biệt khi điều khiển xe chạy trên đường trường hay đường cao tốc với tốc độ ổn định thì thành phần các khí phát thải gây ô nhiễm (CO , CO_2 , NO_x , HC) đều giảm mạnh.

- N-butanol có độc tính nhẹ và mùi khó chịu nên có thể khiến người sử dụng quan ngại.

4. Kết luận

Nhiên liệu xăng pha n-butanol đáp ứng đầy đủ các đặc tính, thông số hoạt động của phương tiện vận tải tại Việt Nam dưới góc độ kinh tế kỹ thuật và môi trường. Tính khả dụng của nhiên liệu này vào thực tế còn phụ thuộc rất nhiều vào nguồn cung n-butanol sinh học cũng như xu hướng phát triển và sử dụng xăng pha n-butanol đại trà trên thế giới. Khi đảm bảo được nguồn cung n-butanol (sản xuất trong nước hoặc nhập khẩu với giá cạnh tranh) có thể tính đến việc triển khai phân phối thí điểm xăng pha n-butanol trên thị trường.

Nhóm tác giả đề xuất cần đưa hướng nghiên cứu nhiên liệu xăng pha n-butanol vào Kế hoạch và Chương trình phát triển nhiên liệu sinh học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương vì loại nhiên liệu này cũng giống như xăng pha etanol mang lại lợi ích cho khu vực nông thôn, phát triển nông nghiệp, bảo vệ môi trường và đảm bảo an ninh năng lượng.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam. Đề tài "Nghiên cứu dùng cồn etylic sản xuất trong nước pha chế xăng thượng phẩm có trị số octane cao" giai đoạn 1, 2, 3.

2. Viện Dầu khí Việt Nam. Nhiệm vụ "Đánh giá thực trạng hệ thống tồn trữ, vận chuyển, phân phối xăng dầu của Việt Nam, đề xuất giải pháp và lộ trình hiệu chỉnh đáp ứng yêu cầu tiêu thụ sản phẩm xăng sinh học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam".

3. TCVN 6776:2005. Tiêu chuẩn Quốc gia về chỉ tiêu chất lượng xăng không chì.

4. TCVN 6438:2005. Phương tiện giao thông đường bộ - giới hạn lớn nhất cho phép của khí thải.

5. Agricultural Biofuels. Technology, Sustainability and Profitability.

6. Ye Ni, Zhihao Sun. Recent progress on industrial fermentative production of acetone-butanol-ethanol by *Clostridium acetobutylicum* in China.

7. Dupont & BP. Biobutanol Performance Similar to Unleaded Gasoline, According to New Fuel Testing.

8. Ron Cascone - Nexant, Inc. Biobutanol - A replacement for bioethanol?

9. Shelley Minteer. CRC Press - Taylor & Francis Group, LLC. Alcoholic Fuels. 2006.

10. Willey - VCH. Ullman's Enc. Of Industrial Chemistry. 2007

11. Herbert Braun. 1-butanol as a 2nd generation biofuel for compression ignition - and spark ignition engine application. 2008.



Brazil và Ấn Độ có các nhà máy sản xuất butanol sinh học từ nguyên liệu mía đường. Ảnh: CTV

Nghiên cứu tổng hợp hệ ức chế ăn mòn imidazoline từ dầu dừa Việt Nam bảo vệ đường ống, thiết bị khai thác dầu khí

ThS. Phạm Vũ Dũng, ThS. Nguyễn Hồng Quân, KS. Lê Thị Hồng Giang
ThS. Phan Công Thành, ThS. Hoàng Linh Lan
Viện Dầu khí Việt Nam

Trong thực tế, đa số khuyết tật trên đường ống dẫn dầu, khí và trang thiết bị công nghệ là do các tác nhân ăn mòn như CO_2 , H_2S gây ra. Để khống chế quá trình này, người ta đã sử dụng các chất hoạt động bề mặt hữu cơ nguồn gốc nitơ. Imidazoline là một trong những chất có hoạt tính chống ăn mòn cao, được sử dụng để giảm thiểu ăn mòn do CO_2 , H_2S gây ra trong lĩnh vực khai thác dầu khí [5, 10]. Ngoài ra, imidazoline còn được sử dụng trong đường ống bơm ép nước vỉa để giảm tốc độ ăn mòn thép bên trong đường ống đạt tiêu chuẩn $< 0,1\text{mm}/\text{năm}$. Ở Việt Nam, các hệ ức chế ăn mòn gốc imidazoline hầu hết phải nhập từ nước ngoài, do đó việc nghiên cứu tổng hợp hệ ức chế ăn mòn này từ nguồn nguyên liệu trong nước là rất cần thiết, góp phần tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước, giảm chi phí sản xuất trong việc nâng cao tuổi thọ cho hệ thống đường ống, thiết bị...

1. Thực nghiệm

1.1. Nghiên cứu tổng hợp hệ ức chế imidazoline [3, 5, 9]

Imidazoline là hợp chất hữu cơ đa dạng về chủng loại, hiện đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới làm chất ức chế ăn mòn cho thép rất hiệu quả. Phần lớn imidazoline sử dụng trong thương mại được sản xuất từ những poliamin như: DETA (diethylentriamin - $\text{H}_2\text{N}(\text{CH}_2)_2\text{NH}(\text{CH}_2)_2\text{NH}_2$), AEEA (aminoethyletanolamin - $\text{H}_2\text{N}(\text{CH}_2)_2\text{NH}(\text{CH}_2)_2\text{OH}$), EDA (ethylenđiamin - $\text{H}_2\text{N}(\text{CH}_2)_2\text{NH}_2$), TETA (triethylentetraamin - $\text{H}_2\text{N}(\text{CH}_2)_2\text{NH}(\text{CH}_2)_2\text{NH}(\text{CH}_2)_2\text{NH}_2$) và acid béo, các acid béo có thể thu được từ dầu thực vật hoặc tổng hợp từ các hóa chất công nghiệp. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả nghiên cứu tổng hợp hệ ức chế ăn mòn imidazoline từ dầu thực vật ở Việt Nam (dầu dừa). Quá trình tổng hợp hệ ức chế chia làm 2 giai đoạn, bao gồm: giai đoạn 1 là quá trình tách acid béo từ dầu dừa; giai đoạn 2 là quá trình tổng hợp hệ ức chế imidazoline.

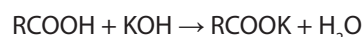
1.1.1. Quá trình tách acid béo từ dầu dừa

Cho 500g dầu dừa và 1.000ml dung dịch KOH 12% vào bình phản ứng. Khuấy và gia nhiệt đến $40 - 100^\circ\text{C}$, giữ nhiệt độ trong thời gian 0,5 - 1 giờ 30 phút. Lấy hỗn hợp phản ứng ra, dùng H_2SO_4 trung hòa lượng kiềm dư và cho H_2SO_4 1:4 đến phản ứng acid (tách acid béo), kiểm tra bằng chỉ thị methyl da cam hoặc giấy pH (khi có chỉ thị acid thì dừng việc cho H_2SO_4). Sau khi phân lớp, loại bỏ

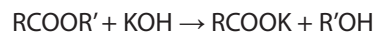
lớp nước ở dưới. Rửa sản phẩm bằng nước nóng $70 - 80^\circ\text{C}$ đến hết acid. Thử bằng chỉ thị methyl da cam hoặc thử ion sunfat.

Phản ứng tổng hợp acid béo từ dầu dừa xảy ra như sau:

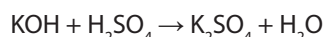
Khi cho KOH vào dầu thực hiện phản ứng xà phòng hóa trước tiên KOH tạo xà phòng với acid béo tự do



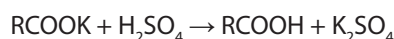
Tiếp theo là các glyxerit phản ứng với KOH



Acid béo được thu hồi bằng phản ứng acid hóa xà phòng bằng dung dịch H_2SO_4 . Đầu tiên là phản ứng trung hòa lượng kiềm dư:

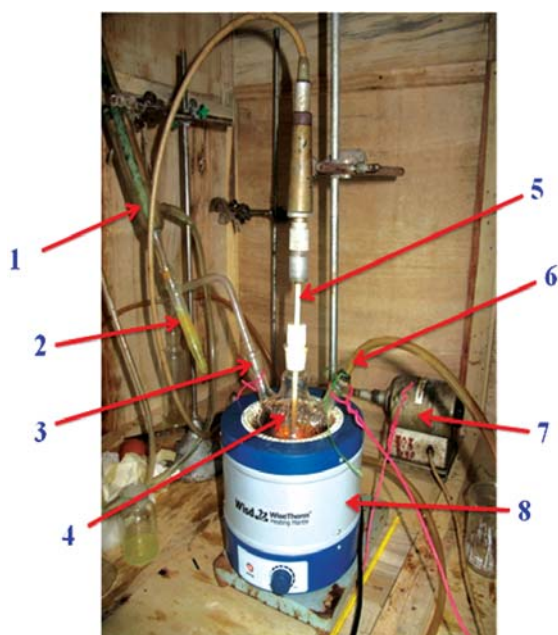


Sau đó là phản ứng tách ra acid béo



1.1.2. Quá trình tổng hợp ức chế imidazoline

Thiết bị thực nghiệm bao gồm một bình ba cổ, dung tích 250ml. Một cổ có cảm nhiệt kế 300°C để thổi khí nitơ trong quá trình phản ứng và cho amin vào để phản ứng, một cổ lắp sinh hàn để ngưng tụ nước bay hơi lên và một thiết bị gia nhiệt để gia nhiệt cho phản ứng. Một thiết bị điều chỉnh tốc độ khuấy trộn dầu và amin.



Hình 1. Thiết bị phản ứng

1: Sinh hàn; 2: Ống đóng thu nước; 3: Đường hút chân không; 4: Bình cầu 3 cổ; 5: Que khuấy; 6: Đường thổi nitơ, nạp liệu, đo nhiệt độ; 7: Máy khuấy; 8: Bếp gia nhiệt

Các bước tiến hành phản ứng như sau:

+ Sau khi chuẩn bị dụng cụ đầy đủ, kiểm tra lại hệ thống: Bơm chân không khi đóng van nitơ và theo dõi chân không có lên cực đại không. Trong trường hợp phát sinh chân không thấp sau khi tắt chân không, cần phải vận lại các van và chỗ nối.

+ Sau khi tắt chân không thổi nitơ vào để đuổi hết oxy trong không khí. Cho dầu dừa vào và đun đến 160°C. Bật khuấy từ trong lúc đun và không ngừng thổi khí nitơ.

+ Tốc độ khuấy trộn 150 vòng/phút.

+ Sau khi bình phản ứng được làm đầy bởi nitơ, cho amin vào một cách từ từ, giữ nhiệt độ ở 160°C, tránh tạo bọt.

+ Tiếp tục thêm amin cho đến khi đạt được tỷ lệ số mol theo lý thuyết (acid béo/amin 1/1). Sau khi cho hết lượng amin định sẵn, cắm ống thổi nitơ và giữ trong vòng 1 giờ để tạo monoamid. Sau đó giảm lượng nitơ thổi vào, lấy mẫu trong bình phản ứng ra bằng pipet 5ml, khối lượng của phần này khoảng 2 - 3g (đem chụp phổ hồng ngoại - IR).

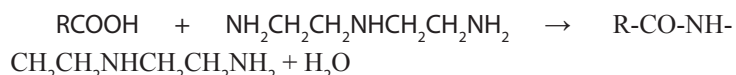
+ Tăng nhiệt độ bình phản ứng lên 210°C, giữ ở nhiệt độ đó ít nhất là 4 giờ để vòng Imidazoline đóng mạch.

+ Khi gần hết 2 giờ lấy mẫu như lần đầu. Trước khi lấy mẫu thì tắt chân không, chú ý tăng lượng nitơ lên.

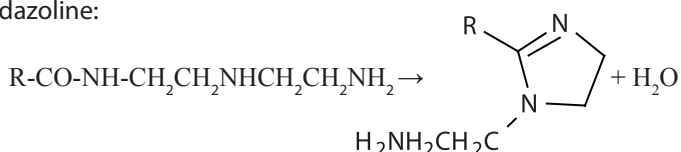
+ Sau khi lấy mẫu ra 1 lần nữa mở chân không (nitơ vẫn để mức như cũ) và tăng nhiệt độ đến 250°C và để bình phản ứng thêm 1 giờ. Tắt chân không, phản ứng đi đến hồi kết thúc.

Phản ứng tổng hợp imidazoline xảy ra như sau:

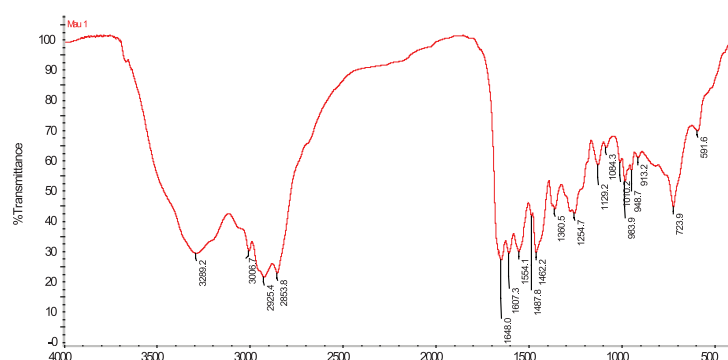
Khi cho diethyltri amin vào acid béo phản ứng tạo monoamid:



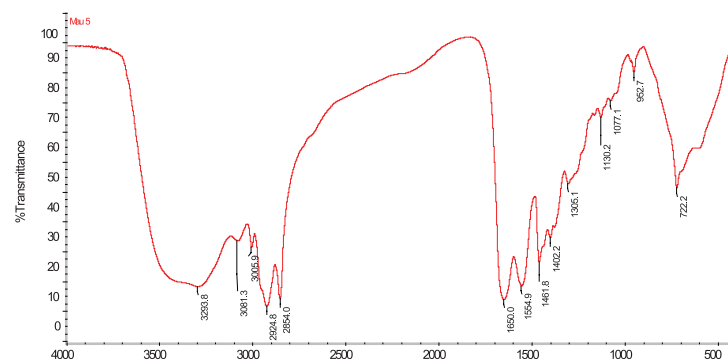
Sau đó tăng nhiệt độ để monoamid đóng vòng tạo Imidazoline:



Trên Hình 2 và 3 thể hiện pic đặc trưng của monoamid và imidazoline trong quá trình tiến hành tổng hợp chất ức chế imidazoline.



Hình 2. Phổ hồng ngoại của monoamid (monoamid xuất hiện ở pic 1554 cm⁻¹)



Hình 3. Phổ hồng ngoại của imidazoline điều chế được (imidazoline xuất hiện ở pic 1.650cm⁻¹)

1.2. Nghiên cứu đánh giá tính năng bảo vệ chống ăn mòn kim loại của hệ ức chế imidazoline tổng hợp được [6, 8, 11]

Các hệ ức chế sau khi tổng hợp được, tiến hành pha chế các hệ ức chế này theo thành phần cụ thể trong Bảng 1 (tỷ lệ thành

phần pha chế tham khảo của hãng Akzo Nobel), để đánh giá tính năng bảo vệ chống ăn mòn kim loại của chúng trong môi trường cụ thể.

Bảng 1. Thành phần các hệ ức chế

Tên	Thành phần	Tỷ lệ (% thể tích)
UC1	Iso propanol	80
	Monoamid (dầu dừa + triamin)	20
UC2	Iso propanol	80
	Imidazoline (dầu dừa + diamin)	20
UC3	Iso propanol	80
	Imidazoline (dầu dừa + triamin)	20
UC4	Iso propanol	75
	Imidazoline (dầu dừa + diamin)	20
	Chất phụ gia phân tán	5
UC5	Iso propanol	75
	Imidazoline (dầu dừa + triamin)	20
	Chất phụ gia phân tán	5
Amohib 209	Iso propanol	80
	Amohib 209	20

(Ghi chú: Amohib 209 là chất ức chế nhập ngoại dùng để so sánh với các hệ ức chế điều chế được)

1.2.1. Đánh giá tính năng bảo vệ chống ăn mòn thép qua phép đo điện trở phân cực

Trong kỹ thuật điện hóa này, áp một giá trị điện thế nhỏ (thông thường khoảng 10 - 20mV so với điện thế ăn mòn) và đo giá trị dòng điện tạo ra. Giá trị điện trở phân cực được tính bằng $\Delta E/\Delta I$. Từ giá trị điện trở phân cực, có thể tính được dòng điện ăn mòn bởi phương trình Stern - Geary:

$$R_p = \frac{B}{i_{corr}}$$

Trong đó:

Rp: Điện trở phân cực

Icorr: Dòng ăn mòn

B: Hằng số

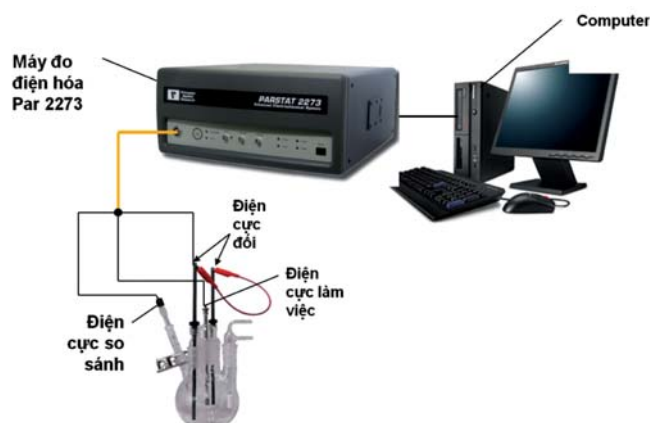
$$B = \frac{b_a \cdot b_c}{2,3(b_a + b_c)}$$

Trong đó: b_a , b_c là hệ số góc Tafel anot và catot.

Hệ số Tafel có thể được xác định từ giá trị đường cong phân cực hoặc từ tài liệu.

Mẫu thép được gia công với kích thước phù hợp với cell đo của hệ điện hóa, diện tích bề mặt mẫu thép là 1cm². Mẫu thép được lấy từ thép đường ống giàn khai thác của Vietsovpetro với thành phần như sau:

Tiến hành đo hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn của các hệ ức chế trên thiết bị điện hóa Par 2273-USA, mô hình thử nghiệm như trên Hình 4.



Hình 4. Hệ thống điện hóa đánh giá tính năng hệ ức chế

1.2.2. Đánh giá tính năng bảo vệ chống ăn mòn thép qua điện cực trụ quay

Đây là phương pháp điện hóa thông dụng đánh giá hiệu quả bảo vệ chất ức chế đối với bề mặt kim loại. RCE có đặc tính thủy động học tốt trong điều kiện dòng chảy có phân lớp, mặc dù chưa giống với điều kiện thực tế bên trong đường ống dẫn dầu, nước vỉa. Hiện nay, công thức chuyển đổi các phép đo ăn mòn từ RCE sang ăn mòn thật bên trong đường ống vẫn chưa thiết lập được. Tuy nhiên, bằng phép đo này có thể đánh giá tính năng ức chế chống ăn mòn kim loại giữa các chất ức chế khá tốt.

Dựa trên chế độ chảy của dòng chất lỏng trong thực tế có thể tính toán tốc độ quay của điện cực hình trụ quay như sau:

- Với chế độ chảy dòng $Re \leq 2320$ tốc độ quay tương ứng 90 vòng/phút.
- Với chế độ chảy quá độ $2320 < Re < 10.000$, tốc độ quay 366 vòng/phút.
- Với chế độ chảy xoáy $Re \geq 10.000$, tốc độ quay 695 vòng/phút.

Bảng 2. Thành phần mẫu thép điện cực

Nguyên tố	C	Mn	Si	P	S	Mo	Cr	Ni	Cu	Sn	Al
Hàm lượng, %	0,28	1,48	0,26	0,015	0,015	0,1	0,2	0,8	1,46	0,1	0,007

Vật liệu điện cực tương tự như ở mục 2.1, chỉ khác về kích thước điện cực, điện cực làm việc hình trụ có chiều dài 1cm, diện tích bề mặt 1,5cm².

1.2.3. Đánh giá tính năng bảo vệ chống ăn mòn thép qua phương pháp khối lượng

Đây là phương pháp cổ điển xác định tốc độ ăn mòn thép. Sau thời gian đặt mẫu thử nghiệm, các mẫu thép sẽ được tẩy rửa sạch, đem cân mẫu với độ chính xác 0,1mg để xác định lượng thép bị hao hụt. Tốc độ ăn mòn được tính toán theo công thức:

$$V = \frac{K \times W}{A \times T \times D}$$

V: Tốc độ ăn mòn, mm/năm

W: Lượng thép bị hao hụt trước và sau khi thử nghiệm, gram

K: Hằng số, (K = 8,76.10⁴ với tốc độ ăn mòn tính theo mm/năm)

T: Thời gian thử nghiệm, h

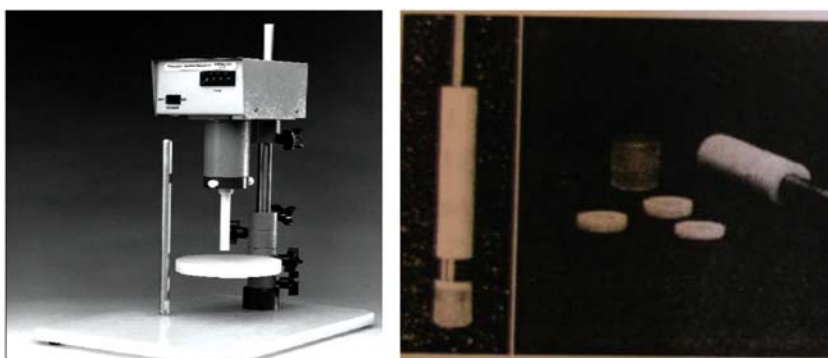
A: Diện tích mẫu thép, cm²

D : Khối lượng riêng của thép, 7,86g/cm³

Mẫu thép thử nghiệm được lấy từ giàn khai thác của Vietsopetro, sau đó gia công và đánh bóng theo tiêu chuẩn ASTM G1-03 với kích thước: 50 x 15 x 3. Tiến hành đặt mẫu thép ngâm trong môi trường thử nghiệm trong thời gian 8 ngày. Sau đó lấy mẫu thép ra, tẩy gỉ, làm sạch sấy khô rồi đem cân lại trọng lượng.

1.2.4. Phương pháp sử dụng thiết bị flow loop

Phương pháp Flow Loop nhằm mô phỏng đánh giá ăn mòn kim loại xảy ra trong đường ống khi tốc độ dòng chảy trong đường ống thay đổi. Mô hình Flow Loop là hệ thống đường ống dẫn trong thực tế được thu nhỏ. Hệ thống thiết bị Flow Loop cần có các bộ phận cơ bản sau:



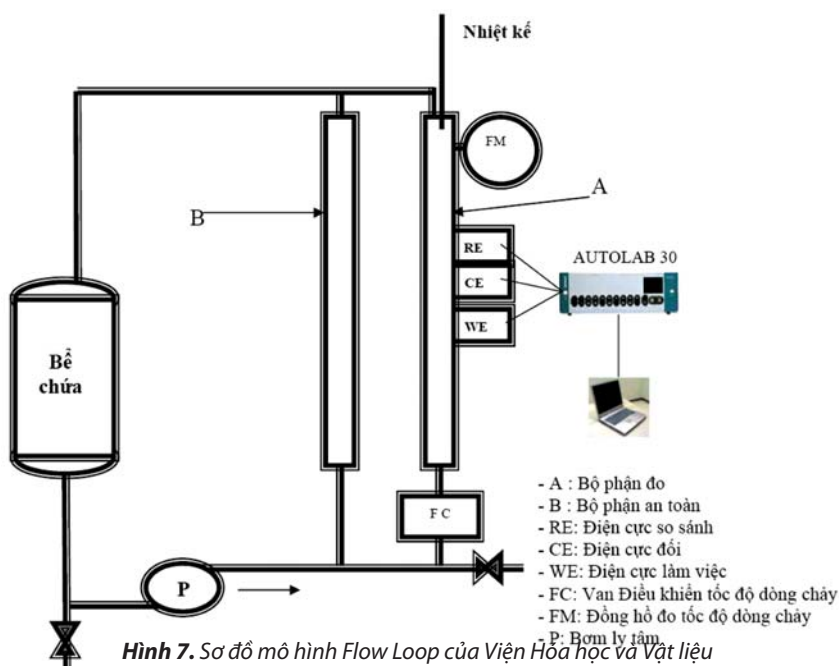
Hình 5. Ảnh điện cực hình trụ quay và thiết bị điều khiển của hãng Princeton



a. Hệ thống Flow Loop ở quy mô lớn.

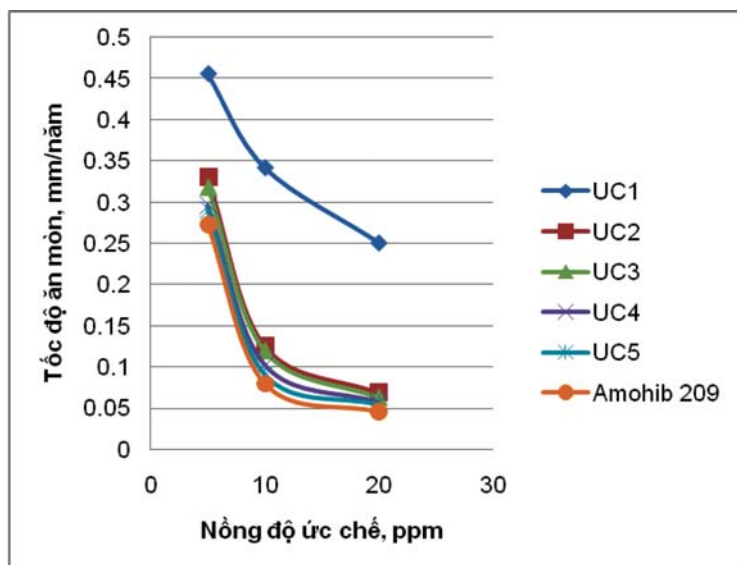
b. Hệ thống Flow Loop phòng thí nghiệm

Hình 6. Một số dạng thiết bị Flow Loop

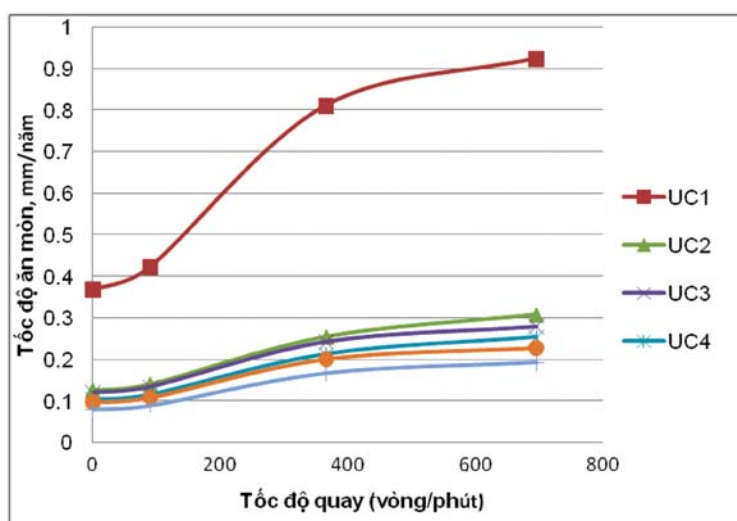


Hình 7. Sơ đồ mô hình Flow Loop của Viện Hóa học và Vật liệu

- + Đường ống chịu được áp suất và nhiệt độ đến 100°C.
- + Thiết bị điều khiển tốc độ dòng chảy.



Hình 8. Ảnh hưởng của nồng độ ức chế tới tốc độ ăn mòn thép



Hình 9. Ảnh hưởng tốc độ quay tới tốc độ ăn mòn thép

Bảng 3. Hiệu quả bảo vệ mẫu UC5 trong điều kiện dòng chảy 0,1m/s

TT	Nồng độ (phần triệu)	Rp (Ω)	v (mm/năm)	HQBV (%)
1	0	$3,47.10^1$	2,45	
2	10	$3,15.10^2$	$2,69.10^{-1}$	89,0
3	20	$4,13.10^2$	$2,05.10^{-1}$	91,6
4	30	$5,10.10^2$	$1,66.10^{-1}$	93,2

Bảng 4. Hiệu quả bảo vệ mẫu Amohib 209 trong điều kiện dòng chảy 0,1m/s

TT	Nồng độ (phần triệu)	Rp (Ω)	v (mm/năm)	HQBV (%)
1	0	$3,47.10^1$	2,45	-
2	10	$3,09.10^2$	$2,74.10^{-1}$	88,8
3	20	$4,28.10^2$	$1,98.10^{-1}$	91,9
4	30	$5,17.10^2$	$1,64.10^{-1}$	93,3

+ Thiết bị ghi nhận kết quả đo ăn mòn (corrosion meter).

+ Bể chứa chất lỏng thử nghiệm: dầu thô, nước.

+ Bơm chịu ăn mòn.

Mẫu được thử nghiệm tại phòng thí nghiệm của Viện Hóa học và Vật liệu - Viện Khoa học Công nghệ - Quân sự với mô hình Flow Loop như Hình 7.

2. Kết quả và thảo luận

2.1. Ảnh hưởng của nồng độ ức chế tới tốc độ ăn mòn thép

5 hệ ức chế tổng hợp được (UC1 - UC5) và hệ ức chế nhập ngoại Amohib 209 được thử nghiệm ở 3 nồng độ: 5, 10 và 20ppm, kết quả thể hiện ở Hình 8.

Kết quả cho thấy, khi nồng độ hệ ức chế tăng lên tốc độ ăn mòn thép giảm, chứng tỏ hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn của hệ ức chế tăng. Cũng theo đồ thị trên, hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn của monoamid không bằng imidazoline (hệ UC1 kém hơn hẳn các hệ UC2 - UC5), hiệu quả bảo vệ của hệ imidazoline tổng hợp được gần bằng với hiệu quả bảo vệ của hệ ức chế amohib 209 nhập ngoại. Hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn thép của các hệ ức chế UC2-UC5 đạt trên 90% khi sử dụng nồng độ 10ppm.

2.2. Ảnh hưởng của tốc độ quay tới tốc độ ăn mòn thép

Tiến hành đánh giá ảnh hưởng của tốc độ quay tới tốc độ ăn mòn thép với các hệ ức chế ở nồng độ 10ppm thu được kết quả như Hình 9 (tốc độ quay thử nghiệm với các giá trị 90 vòng/phút, 366 vòng/phút, và 695 vòng/phút).

Kết quả cho thấy, khi tốc độ quay tăng, tốc độ ăn mòn thép tăng theo; khi sử dụng các hệ ức chế thì tốc độ ăn mòn tăng nhưng tốc độ tăng chậm hơn so với khi không có ức chế. Các chất ức chế

UC4, UC5 khi có thêm chất phụ gia phân tán thì hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn thép được cải thiện hơn đối với UC2, UC3 là các hệ ức chế không có phụ gia. Qua đây cho thấy tính năng của phụ gia phân tán giúp hệ ức chế bền hơn trong điều kiện khắc nghiệt hơn.

2.3. Đánh giá hiệu quả bảo vệ của hệ ức chế trên mô hình Flow Loop

Sau khi đánh giá hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn thép của các hệ ức chế tại phòng thí nghiệm nhận thấy hệ ức chế UC5 có hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn tốt nhất trong các hệ ức chế tổng hợp được. Vì vậy hệ ức chế UC5 và hệ ức chế nhập ngoại Amohib 209 được lựa chọn để thử nghiệm trên mô hình Flow Loop. Kết quả thu được như sau:

Qua kết quả đánh giá trên mô hình Flow Loop của phòng thí nghiệm Viện hóa học & Vật liệu - Viện khoa học Công nghệ - Quân sự cho thấy hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn thép của hệ ức chế UC5 gần bằng với hệ Amohib 209, kết quả này khẳng định hiệu quả bảo vệ rất tốt của hệ ức chế imidazoline tổng hợp được.

3. Kết luận

1. Đã nghiên cứu tổng hợp được hệ ức chế imidazoline từ dầu dừa; phân tích phổ hồng ngoại của sản phẩm tạo thành cho thấy đỉnh pic ở 1.650cm^{-1} đặc trưng của hợp chất imidazoline, có nitơ dị vòng.

2. Đã tiến hành đánh giá khả năng bảo vệ chống ăn mòn kim loại các hệ ức chế tổng hợp được dựa trên các phương pháp điện hóa khác nhau, kết quả cho thấy hiệu quả bảo vệ của hệ ức chế imidazoline tổng hợp được rất tốt, với nồng độ khoảng 10 - 20ppm hiệu quả bảo vệ đạt trên 90% và hiệu quả bảo vệ của hệ ức chế imidazoline tổng hợp được gần bằng hiệu quả bảo vệ so với chất ức chế nhập ngoại Amohib 209.

3. Đã tiến hành đánh giá hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn kim loại trên mô hình Flow Loop, mô hình mô phỏng điều kiện thực tế của đường ống hoạt động trong lĩnh vực khai thác, kết quả cho thấy hiệu quả bảo vệ của hệ ức chế imidazoline tổng hợp được rất tốt và có khả năng áp dụng vào thực tiễn.

Tài liệu tham khảo

1. Alain Galerie, Nguyễn Văn Tư. *Ăn mòn và bảo vệ vật liệu*. Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật. 2002.
2. GS.TSKH. Nguyễn Đức Hùng, TS. Mai Xuân Đông. *Ăn mòn kim loại và chống ăn mòn kim loại*. Giáo trình cao

học, Nhà xuất bản Quân đội Nhân dân. 2004.

3. Phạm Văn Nguyên. *Những cây có dầu béo ở Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học & Kỹ thuật Hà Nội. 1987.

4. Pierre R. Roberge. *Handbook of corrosion engineering*. McGraw-Hill, US. 1999.

5. European federation of corrosion publications. *The use of corrosion inhibitors in oil and gas production*.

6. ASTM G1 - *Standard practice for preparing, cleaning and evaluating corrosion test specimens*.

7. ASTM G31 - *Standard Practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*.

8. ASTM G170 - *Evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory*.

9. Divy Bajpal and V.K Tyagi. *Fatty Imidazolines: chemistry, synthesis, properties and their industrial applications*. Journal of Oleo Science. 2006; Vol 55: p. 3319 - 329.

10. A.J.McMahon. *The mechanism of action of an oleic Imidazoline based corrosion inhibitor for oilfield use*. Colloids and surfaces. 1991; 59: p. 187 - 205.

11. Pine research instrumentation. *Study of mass - transport limited corrosion using pine rotated cylinder electrodes*. An overview of theory and practice. 2006.

12. Y.M.Gunaltun, D.Larrey. *Correlation of cases of top of the line corrosion with calculated water condensation rate*. Corrosion Journal. 2000.

Vì sao Việt Nam cần tham gia công ước quốc tế: Công ước Quỹ 1992 (Fund 92)?

TS. Nguyễn Đức Huỳnh

Hội Dầu khí Việt Nam

ThS. Lê Thị Phượng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mở đầu

Sự cố tàu Torrey Canyon năm 1967 đã gây ra những thiệt hại to lớn về môi trường, kinh tế - xã hội... mà sự đền bù có thể nhận được theo quy ước quốc tế lúc bấy giờ, không đáp ứng với thực tế các chi phí đã bỏ ra đã tạo ra động lực chính để triển khai thỏa thuận tự nguyện và hai công ước quốc tế. Một nghị định thư về quỹ đền bù qua đó quy định các khoản đền bù phải được chi trả ngày càng tăng cho các cá nhân, tổ chức phải gánh chịu các chi phí làm sạch hoặc thiệt hại do ô nhiễm gây ra bởi sự cố tràn các hydrocarbon bền vững (dầu thô, dầu đốt lò, dầu mỡ và các dầu diesel nặng) có nguồn gốc khoáng vật từ một tàu chứa dầu. Việc ra đời các công ước, nghị định thư, các thỏa thuận liên quan tới quỹ đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu là nhằm mục tiêu: có nguồn tài chính đủ để đền bù các chi phí cho “các biện pháp ngăn ngừa” và “những tổn thất” do ô nhiễm dầu gây ra; cung cấp một phương thức xử lý thống nhất cho các khiếu nại liên quan đến đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu; bảo đảm việc chi trả kịp thời cho những khiếu nại chính đáng; hạn chế các tranh chấp kéo dài. Do Công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự đối với tổn thất ô nhiễm dầu (CLC) năm 1992 và Công ước Quỹ 1992 có hiệu lực từ 30/5/1996, nên Công ước CLC 1969 và Công ước về thiết lập quỹ quốc tế về đền bù thiệt hại ô nhiễm dầu (Công ước Quỹ 1971 - Fund Convention 1971) đã được bãi bỏ dần tại các quốc gia phê chuẩn hoặc tham gia các công ước 1992. Bởi vậy, các công ước nguyên thủy đang giảm dần tầm quan trọng [1].

Với lý do trên, bài viết này cung cấp thông tin tóm tắt (chủ yếu đề cập đến cơ chế “mới”) của Công ước Quỹ 1992/ Quỹ bổ sung 2003 và các thỏa thuận liên quan (2006), các khái niệm liên quan đến việc đền bù và một số vấn đề chung về các hình thức khiếu nại đòi đền bù có thể được chấp nhận, từ đó đối chiếu với hệ thống pháp lý ở Việt Nam. Bên cạnh đó, nhóm tác giả đi sâu phân tích sự ưu việt và cần thiết của một quốc gia khi tham gia vào các công ước, nghị định thư, các thỏa thuận quốc tế liên quan tới việc đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu, đặc biệt là việc đề xuất lộ trình trở thành thành viên của Quỹ 1992 (Fund 92) đối với quốc gia có thế mạnh về biển như Việt Nam.

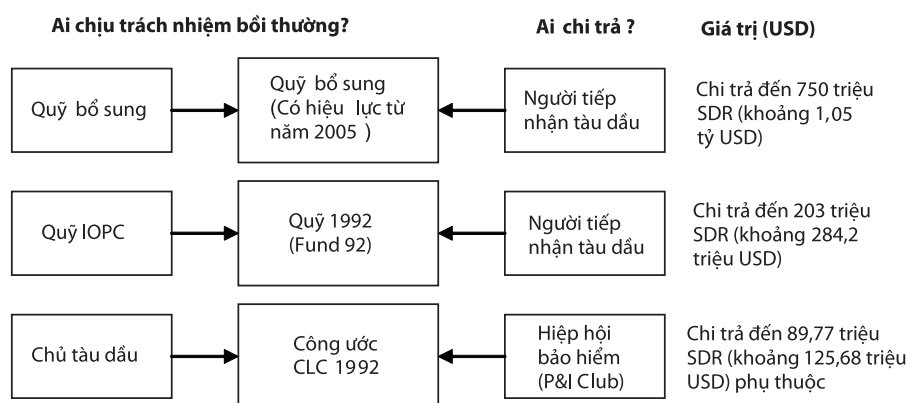
1. Hệ thống các công ước và nghị định thư quốc tế về đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu

Các thỏa thuận tự nguyện TOVALOP (Thỏa thuận tự nguyện của các chủ tàu liên quan tới trách nhiệm dân sự đối với sự ô nhiễm do dầu) và CRISTAL (Hợp đồng bổ sung cho trách nhiệm dân sự các tàu chở dầu đối với sự ô nhiễm dầu) đã được thiết lập bởi các ngành công nghiệp tàu chở dầu và các sản phẩm dầu khí vào cuối thập kỷ 60 thế kỷ XX như các thỏa thuận tạm thời trong thời gian chờ hai công ước và nghị định thư quốc tế về đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu được phê chuẩn. Các thỏa ước tự nguyện này đã tồn tại lâu hơn dự kiến, mặc dù ngày càng ít các quốc gia trên thế giới áp dụng do tham gia vào các công ước tương đương. Trước tình hình này cùng với các nghị định thư cập nhật cho các công ước đã có hiệu lực, các thỏa

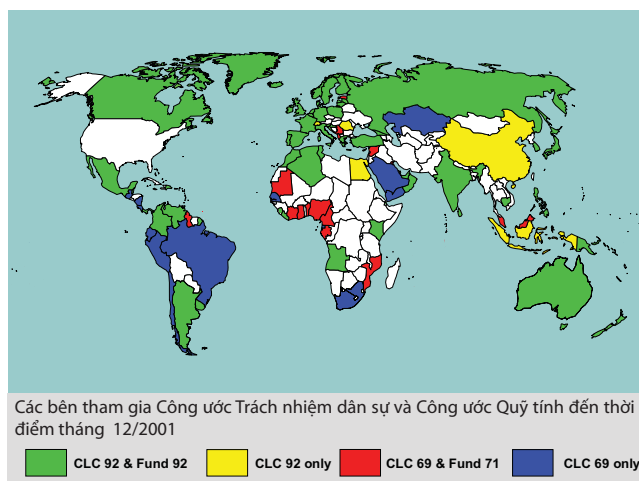
ước tự nguyện TOVALOP và CRISTAL đã được chính thức áp dụng vào ngày 20/2/1997.

Các công ước và nghị định thư quốc tế về đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu được phát triển dưới sự bảo hộ của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO). Các công ước nguyên thủy bao gồm Công ước CLC 1969 và Công ước Quỹ 1971. Cơ chế “cũ” này đã được sửa đổi vào năm 1992 bằng hai nghị định thư trong đó mở rộng giới hạn đền bù và mở rộng phạm vi của các công ước nguyên thủy. Các công ước sửa đổi này thường được biết đến như là Công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự đối với tổn thất ô nhiễm dầu năm 1992 (Công ước CLC 1992) và Công ước Quỹ 1992.

Tính đến ngày 1/11/2010 đã có hơn 124 quốc gia đã phê chuẩn Công ước CLC 1992, trong đó có 105 quốc gia tham gia đầy đủ cả Công ước CLC 1992 và Công ước Quỹ



Hình 1. Sơ đồ hệ thống các công ước, nghị định thư quốc tế liên quan tới quỹ đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu [1]



Hình 2. Bản đồ hiện trạng phân bố các quốc gia trên thế giới tham gia vào hệ thống các công ước, nghị định thư về quỹ bồi thường thiệt hại do ô nhiễm dầu [2]

1992. Chỉ có 19 quốc gia trong đó có Việt Nam là có tham gia Công ước CLC 1992 nhưng chưa tham gia Công ước Quỹ 1992 [1]. Với việc tham gia các công ước này, các quốc gia thành viên sẽ nhận được các khoản đền bù trị giá hàng trăm triệu USD sẽ được chi trả tới những cá nhân, tổ chức gánh chịu thiệt hại của các vụ tràn dầu mà trong rất nhiều trường hợp không cần đến việc khiếu kiện. Hệ thống này đã được đánh giá đạt kết quả tốt.

Tuy vậy, sau hàng loạt các vụ tràn dầu lớn xảy ra trong những năm gần đây (như vụ tràn dầu từ tàu ERIKA 1999 hay từ tàu PRESTIGE 2002), một số quốc gia đã nhận thấy sự hạn chế trong Công ước CLC 1992 và Fund 92 là không thích ứng về quy mô quỹ đền bù trong việc chi trả đền bù cho các sự cố tràn dầu lớn. Vì vậy, các quốc gia này thông qua “Hội đồng Quỹ” và “Hội đồng lập pháp” của IMO đã tiến hành thành lập “Quỹ (đền bù) bổ sung” (2003 Supplementary Fund) vào tháng 3/2003. Quỹ này cho phép mức đền bù tối đa cho những thiệt hại do ô nhiễm

trong một vụ tràn dầu lên đến 750 triệu SDR (tương đương khoảng 1,18 tỷ USD). Đến 1/11/2011, 27 quốc gia trên thế giới đã tham gia thỏa thuận “Quỹ (đền bù) bổ sung” [2]

Ngoài Quỹ (đền bù) bổ sung ra thì trong hệ thống quỹ đền bù cho những thiệt hại do ô nhiễm dầu quốc tế còn tồn tại các thỏa thuận sau: STOPICA (Small tanker oil pollution indemnification agreement) - Thỏa thuận đền bù ô nhiễm dầu từ các tàu dầu nhỏ; TOPICA - Thỏa thuận đền bù ô nhiễm dầu từ các tàu dầu (Tanker oil pollution indemnification agreement).

Qua trình bày ở trên và như đã mô tả trong sơ đồ ở Hình 1, một hệ thống đền bù 3 mức độ được thiết lập bởi các công ước và nghị định thư quốc tế: chủ tàu gây ra tràn dầu chịu trách nhiệm pháp lý chi trả các khoản đền bù cấp 1 và các cá nhân (tổ chức) tiếp nhận dầu nói chung chi trả các khoản đền bù cho mức độ 2 và mức độ 3 khi trường hợp đã vượt quá giới hạn áp dụng trách nhiệm dân sự của chủ tàu. Điều cần lưu ý là những cá nhân (tổ chức) thuê tàu và cá nhân (tổ chức) chủ của “dầu hàng hóa” có liên quan đến sự cố đều không có bất cứ trách nhiệm chi trả đền bù nào theo các công ước và nghị định thư quốc tế này, cụ thể:

- + Mức đền bù số 1 - Hiệp hội Bảo vệ và Đền bù (P&I Club).
- + Mức đền bù số 2 - Quỹ 1992 (thông qua IOPC).
- + Mức (đền bù) bổ sung 2003 (thông qua IOPC).

1.1. Công ước trách nhiệm dân sự năm 1992 (CLC 1992)

- Công ước CLC 1992 chi trả cho tất cả các chi phí liên quan đến ngăn ngừa và xử lý các thiệt hại do ô nhiễm dầu tại các vùng lãnh thổ, lãnh hải hoặc khu đặc quyền kinh tế (EEZ) hoặc khu vực tương đương của các quốc gia thành viên của công ước. Quốc kỳ của tàu chở dầu và quốc tịch của chủ tàu chở dầu không liên quan đến việc xác định phạm vi áp dụng.

- Để có thể thực hiện các nghĩa vụ tài chính của mình theo Công ước CLC 1992, các chủ tàu dầu chở trên 2.000 tấn dầu bên vững trong khoang hàng như hàng hóa được yêu cầu duy trì bảo hiểm hoặc các bảo đảm tài chính khác và được yêu cầu mang trên mỗi tàu một chứng nhận bảo đảm sự bảo đảm tài chính còn hiệu lực. Hầu hết các

chủ tàu chở dầu thực hiện bảo hiểm với Hiệp hội Bảo vệ và Đền bù (P&I Club). Theo Công ước CLC 1992, các khiếu nại đối với các thiệt hại do ô nhiễm (bao gồm cả các chi phí của các biện pháp làm sạch) mà chủ tàu chở dầu sẽ có trách nhiệm chi trả có thể được đưa trực tiếp đến các nhà bảo hiểm hoặc nhà cung cấp bảo đảm tài chính.

- Công ước 1992 áp dụng cho các vụ tràn dầu hàng hóa bền vững và nhiên liệu từ các tàu chở dầu trên biển, công ước cũng có thể áp dụng cho dầu nhiên liệu của các tàu chở dầu chứa hàng hóa hoặc không chứa hàng hóa khi đi biển (nhưng không áp dụng cho các tàu chở hàng). Và công ước này còn được áp dụng cho các sự cố tràn dầu từ những vụ tràn dầu “bí mật” từ các tàu dầu.

- Chủ tàu dầu gây sự cố tràn dầu có trách nhiệm bồi thường cho những tổn thất gây ra do ô nhiễm dầu. Người thuê tàu hoặc chủ hàng không có trách nhiệm bồi thường trong trường hợp này.

- Chủ tàu được giới hạn mức độ bồi thường tùy thuộc mức độ trọng tải của con tàu họ làm chủ.

Giới hạn mức bồi thường tối đa theo Công ước CLC 1992 không vượt quá 89,77 triệu SDR (khoảng 137 triệu USD). Trách nhiệm bồi thường nghiêm ngặt đối với chủ tàu là họ phải có trách nhiệm bồi thường cho những tổn thất do ô nhiễm dầu gây ra bất chấp chủ tàu có hay không có lỗi nếu sự cố tràn dầu xảy ra ở một quốc gia là thành viên của Công ước CLC 1992.

Những hạn chế của Công ước CLC 1992 [1]: chỉ áp dụng cho các tàu dầu có đăng ký đền bù dân sự, bị hạn chế về giá trị đền bù, chủ tàu có thể bị mất quyền miễn trừ, chỉ áp dụng cho các tàu đã mua bảo hiểm. Quyền miễn trừ của chủ tàu: Chủ tàu dầu không bị ràng buộc bởi các điều khoản của Công ước CLC 1992 khi: do chiến tranh hay thiên tai, do bị phá hoại bởi bên thứ 3, do sai sót, hoặc thiếu hỗ trợ của chính quyền sở tại.

1.2. Công ước Quỹ (đền bù) 1992 (Fund convention - Fund 92)

Quỹ đền bù ô nhiễm dầu quốc tế 1992 (Quỹ 1992) có trách nhiệm quản trị cơ chế của sự đền bù thiết lập bởi Công ước Quỹ 1992. Một quốc gia tham gia vào Công ước Quỹ 1992 sẽ tự động trở thành thành viên của Quỹ 1992.

Sơ đồ tổ chức của Quỹ (đền bù) 1992 gồm ba cấp: Hội đồng, Ban chấp hành, Ban thư ký. Ban thư ký của tổ chức “Fund 92” gồm đại diện của 16 quốc gia thành viên được đặt tại London. Sau đây là những thông tin liên quan đến “Quỹ đền bù 1992 - Fund 92”.

1.2.1. Khi nào thì được áp dụng Công ước Quỹ 1992 (Fund 92)

- Các đền bù của Quỹ 1992 được thực hiện khi mà khả năng đền bù của chủ tàu dầu theo Công ước CLC 1992 không đủ để chi trả cho các khiếu nại hợp lý (định nghĩa thuật ngữ “thiệt hại do ô nhiễm” là tương đương giữa hai công ước).

- Hoặc khi thiệt hại vượt quá trách nhiệm dân sự của chủ tàu.

- Trong một số trường hợp đặc biệt, Quỹ 1992 có thể chi trả toàn bộ các khiếu nại đòi đền bù như trong các trường hợp không xác định được nguồn gốc dầu tràn. Khi chủ tàu dầu được miễn trừ trách nhiệm dân sự theo một số điều khoản xác định trong Công ước CLC 1992 mà không được áp dụng trong Công ước Quỹ 1992.

- Việc đền bù thiệt hại theo Quỹ 1992 là độc lập, không phụ thuộc vào kích cỡ của tàu dầu gây tai nạn.

- Khả năng tài chính của chủ tàu không có khả năng chi trả hay chủ tàu chở dầu không được bảo hiểm và không trả được nợ vay.

Mức chi trả tối đa có thể chi trả cho những thiệt hại do ô nhiễm dầu theo Công ước Quỹ 1992 là 203 triệu SDR (khoảng 310 triệu USD).

Quỹ 1992 sẽ không đền bù nếu: các thiệt hại do sự cố tràn dầu xảy ra tại các quốc gia không phải là thành viên của Quỹ 1992, sự ô nhiễm dầu xảy ra bởi chiến tranh hay tràn dầu xảy ra từ một tàu quân sự; cần phải chứng minh dầu tràn có nguồn gốc từ tàu chở dầu như đã được quy định trong các công ước 1992.

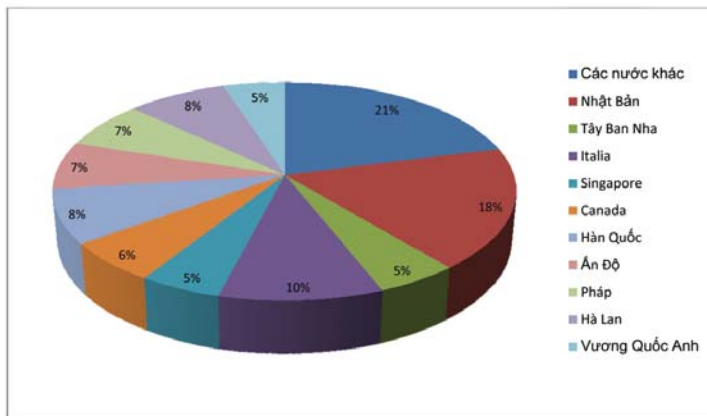
1.2.2. Đóng góp tài chính cho Quỹ 1992

- Chi trả cho các khoản đền bù và chi phí quản lý quỹ 1992 được lấy từ các khoản đóng góp từ bất kỳ các cá nhân, công ty tư nhân hay tổ chức pháp nhân nào (nhà nước hay tư nhân) tại các quốc gia thành viên Quỹ 1992 mà các quốc gia này tiếp nhận một khối lượng dầu thô và/hoặc dầu nhiên liệu nặng (trên 150.000 tấn/năm) được vận chuyển qua đường biển.

- Thường chỉ có cá nhân hay tổ chức tiếp nhận dầu là người đóng góp vào Quỹ 1992 chứ không phải chính phủ.

- Dầu được cung cấp là dầu thô và các loại dầu nặng khác như: FO, diesel hay dầu mỡ.

- Cũng như đối với dầu nhập từ các quốc gia khác, các hóa đơn sau khi vận chuyển dầu thô và dầu nhiên liệu nặng tại khu vực ven biển cũng được cho là “dầu đóng



Hình 3. Quĩ 1992 (Thông tin đóng góp tài chính năm 2004) [3]

góp". Đây là trường hợp đặc biệt quan trọng ở một số nước chẳng hạn như Nhật Bản.

- Một điều quan trọng khác cần phải nhấn mạnh là không có sự thu (tiền) theo thường lệ của các tổ chức pháp nhân này để dẫn đến sự hình thành một quỹ dự phòng lớn. Thay vào đó, ban điều hành của Quỹ 1992, bao gồm các đại diện của các quốc gia thành viên của Công ước Quỹ 1992, sẽ quyết định tổng số tiền cần phải thu mỗi năm sao cho phù hợp với các chi phí hoạt động chính của Quỹ 1992 và các chi trả đền bù được dự báo trên cơ sở các sự cố lớn. Sau đó, Ban thư ký sẽ tính toán khoản cần thu trên mỗi "tấn dầu đóng góp" được tất cả các quốc gia thành viên Quỹ 1992 tiếp nhận. Các công ty tư nhân và tổ chức pháp nhân tiếp nhận dầu thuộc các quốc gia thành viên Quỹ 1992 sẽ thanh toán số tiền bằng khối lượng dầu tiếp nhận của mỗi đơn vị đóng góp nhân với số tiền trên mỗi tấn.

- Một điều thú vị là về tổng thể, các công ty tiếp nhận dầu tại Nhật Bản là các đơn vị đóng góp nhiều nhất vào Quỹ 1992, tiếp theo là các công ty tại Hàn Quốc, Hà Lan, Pháp, Anh, Singapore, Đức và Tây Ban Nha. Italia sẽ có vị trí cao trong danh sách này sau khi Công ước Quỹ 1992 có hiệu lực (Hình 3). Mặc khác, các đảo quốc gia nhỏ hoặc các quốc gia không nhập một khối lượng lớn dầu thô hoặc dầu nhiên liệu nặng có thể trở thành thành viên của Quỹ 1992 mà không phải chịu một khoản thu tài chính bắt buộc đối với ngành công nghiệp dầu khí hoặc các công ty năng lượng tại các quốc gia này.

1.2.3. Phê chuẩn và giải quyết các khiếu nại

Giám đốc của Quỹ 1992 có quyền giải quyết các khiếu nại và chi trả các khoản đền bù nếu tổng các khoản chi trả đối với sự cố không vượt quá 2,5 triệu SDR (khoảng 3,5 triệu USD). Trong các sự cố mà dẫn đến các khiếu nại với

con số lớn hơn, cần có sự phê chuẩn của Hội đồng Quỹ "Quỹ 1992" đối với việc giải quyết các khiếu nại này. Trong một số trường hợp nhất định và với các giới hạn xác định, Giám đốc của Quỹ 1992 có thể cho phép chi trả các khoản đền bù phụ trước khi khiếu nại được giải quyết nếu như cá nhân bị thiệt hại phải gánh chịu các khoản thiệt hại tài chính quá lớn.

1.3. Nghị định thư "Quỹ (đền bù) bổ sung (Supplementary fund)

- Để gia tăng khả năng đền bù từ các quỹ đền bù cho những thiệt hại do ô nhiễm dầu từ các vụ tràn dầu lớn theo cơ chế của Công ước CLC 1992 và Quỹ 1992, tháng 5/2003, một số quốc gia đã đề xuất với IMO ban hành nghị định thư về "Quỹ bổ sung". Nghị định thư về "Quỹ bổ sung" chính thức có hiệu lực vào tháng 3/2005.

- Nghị định thư về "Quỹ bổ sung" cho phép việc đền bù tối đa cho thiệt hại do ô nhiễm dầu lên tới 750 triệu SDR (khoảng 1,144 tỷ USD).

- Đóng góp tài chính cho Quỹ bổ sung là các cá nhân, tổ chức tiếp nhận dầu từ các tàu dầu ở các quốc gia là thành viên của nghị định thư Quỹ bổ sung.

1.4. Thỏa thuận STOPIA-2006 (Small tanker oil pollution indemnification agreement) - Thỏa thuận đền bù ô nhiễm dầu từ các tàu dầu nhỏ

- Mục tiêu ra đời thỏa thuận này là để chia sẻ bớt gánh nặng tài chính cho các chủ tàu nhỏ trong việc bồi thường các tổn thất do ô nhiễm dầu.

- Theo các điều khoản trong STOPIA thì các tàu dầu nhỏ có thể nhận thêm quỹ đền bù bổ sung lên đến 20 triệu SDR (khoảng 30 triệu USD) cho tàu có trọng tải tới 29.548GT.

- Quỹ 1992 (Fund 92) sẽ có trách nhiệm đền bù cho người khiếu kiện 4,5 triệu SDR (khoảng 6,7 triệu USD).

- Quỹ 1992 (Fund 92) cũng sẽ đền bù cho các chủ tàu số tiền khác biệt giữa 20 triệu SDR và giới hạn đền bù theo quy định của Công ước CLC 1992.

1.5. Thỏa thuận TOPIA (Tanker oil pollution indemnification agreement) - Thỏa thuận đền bù ô nhiễm dầu từ các tàu dầu

- Thỏa thuận TOPIA chỉ áp dụng cho các quốc gia là thành viên của "Nghị định thư Quỹ bổ sung" (Supplementary Fund).

- Theo TOPIA thì Quỹ bổ sung sẽ tiếp tục chi trả đền bù cho người khiếu kiện theo nghị định thư về Quỹ (đền bù) bổ sung.

- TOPIA quy định các chủ tàu thông qua P&I Club sẽ chi trả bồi thường bổ sung lên tới 50% giá trị đã đền bù đã chi trả trước đó cho người khiếu kiện.

2. Giới hạn trách nhiệm đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu theo các công ước, nghị định thư quốc tế

Các mức đền bù tối đa theo Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ 1992 và nghị định thư về Quỹ bổ sung 2003 có tính đến hiệu lực của các thỏa thuận STOPIA, TOPIA được thể hiện trong Hình 1, Bảng 1 và 2. Các giới hạn trách nhiệm trên thực tế được thể hiện theo đơn vị SDR. Do đó giá trị giới hạn theo đơn vị tiền tệ quốc gia sẽ thay đổi tùy thuộc tỷ giá tại thời điểm xác định. Để dễ dàng so sánh, các giá trị quy đổi xấp xỉ về đơn vị USD căn cứ theo tỷ giá 1SDR = 1,4USD).

Công ước CLC 1992: Đối với tàu chở dầu trọng tải không vượt quá 5.000 tấn, giới hạn đền bù tối đa được tính bằng 3 triệu SDR (khoảng 4,2 triệu USD); đối với chở dầu trọng tải vượt quá 5.000 tấn, giới hạn đền bù tối đa được tính bằng 3 triệu SDR cộng với 420SDR (khoảng 588 USD) cho mỗi tấn vượt quá cho đến khi đạt mức tối đa (tương đương tàu chở dầu đạt mức trọng tải 140.000 tấn) là 59,7 triệu SDR (khoảng 83,58 triệu USD).

Công ước Quỹ 1992: Mức tối đa là 135 - 203 triệu SDR (khoảng 189 - 284,2 triệu USD) cho mỗi sự cố, bất kể kích

thước nào của tàu chở dầu, nhưng mức này đã bao gồm cả tổng chi trả đền bù của chủ tàu chở dầu hoặc nhà bảo hiểm của chủ tàu theo Công ước CLC 1992. Riêng Quỹ bổ sung 2003 đã nâng mức đền bù tối đa lên tới 750 triệu SDR (khoảng 1.050 tỷ USD). Còn theo thỏa thuận TOPIA thì mức bồi thường được chi trả thêm 50% tổng số tiền đã được đền bù trước đó (Bảng 1 và 2).

3. Các vấn đề liên quan tới khiếu nại đòi đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu

3.1. Ai có quyền khiếu nại đòi đền bù theo Công ước 1992 và Quỹ bổ sung?

Bất kỳ cá nhân hay tổ chức nào đều có thể làm hồ sơ khiếu nại nếu phải gánh chịu các thiệt hại do ô nhiễm (bao gồm cả việc thực hiện các biện pháp ngăn ngừa) tại các quốc gia thành viên của Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ 1992 và Quỹ bổ sung. Những cá nhân, tổ chức khiếu nại có thể là người dân, các tổ chức, các công ty (gồm cả chủ tàu, cá nhân thuê tàu và cơ quan điều hành bến cảng...) hoặc các cơ quan chức năng (gồm cả các cơ quan và đại diện từ trung ương đến địa phương).

3.1.1. Trong giai đoạn nào thì hồ sơ khiếu nại phải được hoàn thành?

Những cá nhân khiếu nại cần phải chú ý rằng các khiếu nại theo Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ 1992, Quỹ bổ sung 2003 bị giới hạn về thời gian, do đó họ nên nộp các khiếu nại sớm nhất khi có thể ngay sau khi các

Bảng 1. Tóm tắt mức bồi thường tối đa cho những thiệt hại do ô nhiễm dầu từ các tàu dầu theo các công ước, nghị định thư quốc tế quy định (xem xét lại từ 2006 - 2016) [4]

Mức I	Mức II	Mức III
CLC 1969 - 3 triệu - 14 triệu SDR (4,2 - 19,6 triệu USD)	Fund 1971 - 60 triệu SDR (84 triệu USD)	Quỹ bổ sung - 750 triệu SDR (1050 triệu USD)
CLC 1992 - 59,7 triệu SDR (83,58 triệu USD) - 89,77 triệu SDR (125,67 triệu USD)	Fund 1992 - 135 triệu SDR (189 triệu USD) - 203 triệu SDR (284 triệu USD)	STOPIA 2006 - 20 triệu SDR (28 triệu USD) cho tàu dầu lên đến 2.954 GRT
-	-	TOPIA 2006 - Được đền bù 50%

Bảng 2. Giá trị đền bù cao nhất theo các công ước tính theo trọng tải của tàu dầu (tỷ giá USD tính ở thời điểm 7/2010) [4]

Trọng tải tàu dầu (GT)	CLC 1969	CLC 1992 (hiệu lực từ tháng 11/2003)	Fund 1992 (hiệu lực từ tháng 11/2003)	Supplementary Fund (Quỹ bổ sung)
5.000	1	6,7	302,9	1.119
25.000	5	25,5	302,9	1.119
50.000	10	49,1	302,9	1.119
100.000	19,8	96,2	302,9	1.119
140.000	20,9	134	302,9	1.119

thiệt hại xảy ra. Nếu một hồ sơ khiếu nại chính thức không thể được thực hiện nhanh chóng sau sự cố, P&I Club và Quỹ 1992 cần phải được thông báo nhanh nhất có thể về ý định của cá nhân khiếu nại và về việc sẽ trình nộp hồ sơ khiếu nại sau này.

Những người khiếu nại phải nộp đơn khiếu nại lên tòa án trong vòng 3 năm kể từ “ngày phát sinh thiệt hại do ô nhiễm”. Mặc dù các thiệt hại có thể xảy ra bất cứ lúc nào sau khi sự cố xảy ra, việc mở phiên tòa trong mọi trường hợp phải được thực hiện trong vòng 6 năm kể từ “ngày xảy ra sự cố”. Những cá nhân khiếu nại được khuyến khích tham khảo tư vấn pháp lý về các yêu cầu của một phiên tòa để tránh các khiếu nại của mình bị hết hiệu lực do quá hạn.

Việc tranh tụng về một khiếu nại trước tòa sẽ luôn là biện pháp cuối cùng và bắt buộc dĩ do P&I Club và Quỹ 1992 luôn mong muốn giải quyết các khiếu nại ngoài tòa. Tuy nhiên, những cá nhân khiếu nại nên trình bày hồ sơ khiếu nại của mình một cách đầy đủ trước khi quá hạn cho phép như đã nêu trên. Điều này sẽ tạo điều kiện về thời gian để xem xét và giải quyết các khiếu nại này ngoài tòa, cũng như bảo đảm cho cá nhân khiếu nại tránh được việc khiếu nại mất hiệu lực do quá hạn khi họ và P&I Club/Quỹ 1992 không thể đạt được thỏa thuận về phương cách giải quyết vấn đề.

3.1.2. Một hồ sơ khiếu nại cần được trình bày như thế nào?

Các hồ sơ khiếu nại cần phải được trình bày rõ ràng và cung cấp đầy đủ các thông tin chi tiết để các khoản khiếu nại đòi đền bù có thể được đánh giá dựa theo tình hình thực tế và các tài liệu được trình. Mỗi một khoản khiếu nại phải có cơ sở là các hóa đơn chứng từ hoặc các tài liệu có liên quan như các bảng kê công việc hay các diễn giải... Ảnh chụp hay video cũng rất có ích để giải thích phạm vi cũng như bản chất của sự ô nhiễm và các vấn đề đã phải đương đầu. Trong trường hợp có bất cứ nghi ngờ nào về nguồn gây ô nhiễm, các kết quả phân tích hóa học của các mẫu được bảo quản đúng quy cách có thể sẽ đóng vai trò rất quan trọng.

Các cá nhân khiếu nại sẽ được hướng dẫn đầy đủ để liên lạc với đại diện P&I Club, Quỹ 1992 hoặc ITOPF ngay sau khi sự cố xảy ra để được tư vấn cách chuẩn bị và nộp các hồ sơ khiếu nại. Tài liệu “Sổ tay hướng dẫn khiếu nại” sẽ cung cấp các hướng dẫn hữu ích trong công tác này.

3.2. Nội dung đòi đền bù

Nội dung các khiếu nại đòi đền bù có thể được chấp nhận

Để có thể được chấp nhận, một khiếu nại đòi đền bù phải nằm trong định nghĩa “thiệt hại do ô nhiễm” cũng như “các biện pháp ngăn ngừa” của Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ 1992 và Nghị định thư Quỹ bổ sung. Sự phiên dịch thống nhất các định nghĩa và xây dựng một cách hiểu nhất quán đối với các yếu tố tạo thành khiếu nại có thể được chấp nhận là rất cần thiết cho việc hoạt động có hiệu quả của hệ thống đền bù quốc tế được thiết lập bởi các Công ước/nghị định thư. Với lý do này, chính phủ tại các quốc gia thành viên Quỹ 1992, Quỹ bổ sung đã thiết lập các chính sách và hướng dẫn rõ ràng (trong khi vẫn đáp ứng mức độ linh động nhất định). Các thông tin chi tiết về các chính sách và hướng dẫn này cũng các cá nhân có liên quan đến lĩnh vực hoạt động này được khuyến khích nên có “Sổ tay hướng dẫn khiếu nại” từ Quỹ 1992, Quỹ bổ sung.

Các khiếu nại đối với thiệt hại do ô nhiễm có thể nằm trong các lĩnh vực sau: các biện pháp ngăn ngừa (bao gồm cả các biện pháp làm sạch), hư hại đối với tài sản, các thiệt hại kinh tế, công tác phục hồi môi trường bị ô nhiễm. Mỗi lĩnh vực này được mô tả tóm tắt dưới đây:

- Các biện pháp ngăn ngừa:

Các khiếu nại đối với các biện pháp có mục tiêu khắc phục hoặc hạn chế tối đa thiệt hại do ô nhiễm trong một số trường hợp có thể bao gồm một phần chi phí vận chuyển dầu (dầu hàng hóa hoặc dầu nhiên liệu) ra khỏi tàu chở dầu bị hư hại đang đe dọa gây ô nhiễm nghiêm trọng, cũng như các chi phí cho các biện pháp làm sạch trên biển, tại các vùng ven bờ và trên đường bộ... Các biện pháp này có thể đòi hỏi huy động các phương tiện/thiết bị và vật liệu chuyên dụng như các phao quây, máy hút dầu (skimmer) và các chất phân tán, các tàu thuyền, xe cộ không chuyên dụng và lao động phổ thông. Các chi phí xử lý dầu thu gom và rác vụn đi kèm cũng như bất cứ thiệt hại hệ lụy nào (consequential loss) gây ra bởi các biện pháp ngăn ngừa đều được coi nằm trong chi phí này. Ví dụ như các biện pháp làm sạch gây ra hiệu quả hư hại với đường xá, bến cảng hoặc đê biển, khiếu nại đòi đền bù các chi phí cho tất cả các công việc sửa chữa các hư hại này sẽ được chấp nhận xem xét, ngoại trừ sự hư hại gây ra bởi quá trình hư hỏng/xuống cấp tự nhiên.

Các khiếu nại đối với các biện pháp ngăn ngừa được đánh giá theo các tiêu chí mục tiêu. Thực tế là khi một chính phủ hay một tổ chức nào đó quyết định thực hiện các biện pháp ngăn ngừa nhất định không có nghĩa là các biện pháp đó và các chi phí liên quan có tính “hợp lý” theo quan điểm của các công ước. Sự “hợp lý” thông

thường được hiểu là các biện pháp hoặc các phương tiện/thiết bị đã được sử dụng ứng cứu sự cố, trên cơ sở có sự phê duyệt của một chuyên gia kỹ thuật tại thời điểm đưa ra quyết định triển khai, có thể chắc chắn thành công trong việc giảm thiểu hay phòng chống các thiệt hại do ô nhiễm. Thực tế, nhiều biện pháp ứng cứu đã không mang lại hiệu quả hoặc quyết định không chính xác do sự nhận thức chậm trễ không phải là các lý do để không cho phép thực hiện khiếu nại cho các chi phí liên quan. Tuy nhiên, một khiếu nại có thể bị bác bỏ nếu biết rằng các biện pháp mặc dù sẽ không mang lại hiệu quả nhưng vẫn được triển khai có chủ ý đơn giản vì lý do “nhận thấy cần phải làm cái gì đó”. Cũng trên cơ sở này, các biện pháp được tiến hành mà chỉ phục vụ đơn thuần cho các mục đích quan hệ xã hội sẽ không được đánh giá có tính “hợp lý”.

Hầu hết các kỹ thuật làm sạch cho sự cố tràn dầu đã có từ nhiều năm trước và các giới hạn khi triển khai các kỹ thuật này trong thực tiễn đã được hiểu biết sâu rộng thông qua kinh nghiệm áp dụng qua các sự cố trên toàn thế giới. Tuy nhiên, ranh giới giữa các biện pháp hợp lý với các biện pháp không hợp lý không phải lúc nào cũng rạch ròi ngay cả khi đã thực hiện đánh giá đầy đủ và chi tiết các biện pháp này về mặt kỹ thuật. Hơn nữa, trong nhiều trường hợp, một số biện pháp ứng cứu nhất định có thể đã được đánh giá phù hợp về mặt kỹ thuật tại thời điểm xảy ra sự cố, nhưng sau một khoảng thời gian thì các biện pháp này lại trở thành không hợp lý do sự phong hóa của dầu hay một sự thay đổi khác. Do đó, tất cả các công tác làm sạch cần phải được giám sát chặt chẽ bởi các cá nhân có kinh nghiệm để đánh giá liên tục hiệu quả của các công tác này. Khi có một phương pháp nhất định được mô tả là hoạt động không hiệu quả hoặc có thể gây ra những thiệt hại, phương pháp này cần phải được chấm dứt ngay.

- Hư hại đối với tài sản:

Các khiếu nại trong lĩnh vực này có thể bao gồm các chi phí làm sạch, các phương tiện đánh bắt cá, các cơ sở nuôi trồng thủy sản, các tàu thuyền và các nguồn nước cung cấp cho các cơ sở công nghiệp. Trong trường hợp các phương tiện đánh bắt cá và thiết bị nuôi trồng thủy sản bị nhiễm dầu nghiêm trọng mà không thể làm sạch một cách có hiệu quả, sự thay thế các tài sản bị hư hại này đôi khi có thể được chấp nhận, với một khoản khấu hao cho sự hư hỏng, xuống cấp tự nhiên.

- Thiệt hại kinh tế:

Các sự cố tràn dầu có thể để lại nhiều thiệt hại kinh tế ví dụ như ngăn cản các hoạt động đánh bắt hoặc làm suy giảm số lượng khách du lịch. Các thiệt hại kinh tế này có thể là hậu quả trực tiếp từ sự hư hại vật lý đối với tài sản của cá nhân khiếu nại (thiệt hại hệ lụy - consequential loss). Ví dụ cho “thiệt hại hệ lụy” là trường hợp một ngư dân không thể đánh bắt do thuyền và ngư cụ bị nhiễm dầu; ví dụ cho “thiệt hại kinh tế thuần túy” là trường hợp ngư dân phải chờ ở cảng trong thời gian vẫn còn dầu trong mặt nước để tránh hư hại đến phương tiện của mình, ở đây ngư dân này vẫn phải chịu “thiệt hại kinh tế thuần túy” do bị ngăn cản không thể đánh bắt.

Các hồ sơ khiếu nại đòi đền bù đối với “thiệt hại kinh tế thuần túy” chỉ được chấp nhận xem xét khi mà các hồ sơ này khiếu nại cho các thiệt hại hoặc hư hại gây ra bởi sự ô nhiễm dầu. Vấn đề đầu tiên là sự ô nhiễm chứ không phải là bản thân sự cố. Để có thể được chấp nhận đền bù, một điều cần thiết là phải có một mức độ liên quan hợp lý về mặt địa lý cũng như kinh tế giữa sự ô nhiễm và sự hư hại hay thiệt hại mà cá nhân khiếu nại phải gánh chịu.

- Công tác phục hồi môi trường bị ô nhiễm:

Các khiếu nại đòi đền bù đối với sự ô nhiễm (xuống cấp) môi trường chỉ được chấp nhận chỉ khi cá nhân khiếu nại đã phải gánh chịu mọi thiệt hại kinh tế có thể được định lượng về các khía cạnh tiền tệ. Liên quan đến việc sử dụng các “mô hình lý thuyết” có tính suy đoán giá trị của sự thiệt hại môi trường, Quỹ 1971 đã thông qua một nghị quyết năm 1980 khẳng định rằng “... việc đánh giá các khoản đền bù sẽ được chi trả bởi Quỹ IOPC không được phép xây dựng trên cơ sở của một phép định lượng trừu tượng về các thiệt hại được tính toán theo các mô hình lý thuyết...”

Định nghĩa sửa đổi về “thiệt hại do ô nhiễm” trong Công ước CLC 1992 và Công ước Quỹ 1992 cũng có đoạn “... đền bù cho sự ô nhiễm của môi trường...” nhưng “... bị giới hạn về các chi phí của các biện pháp phục hồi hợp lý đã được tiến hành hoặc sắp sửa tiến hành trong thực tế”. Tuy nhiên, bất cứ biện pháp phục hồi nào cũng sẽ chỉ được chấp nhận xem xét khi các biện pháp này thỏa mãn một số tiêu chí nhằm thể hiện rằng các phương pháp đã được phê chuẩn về mặt kỹ thuật và chắc chắn nâng cao sự phục hồi môi trường tự nhiên, và các chi phí liên quan có tính hợp lý cũng như cân xứng với các kết quả mong đợi [5].

Các chi phí cho các nghiên cứu môi trường sau sự cố tràn dầu sẽ chỉ được Quỹ 1992 xem xét khả năng được

chấp nhận khi phạm vi của các nghiên cứu chỉ liên quan đến các thiệt hại do ô nhiễm được quy định trong Công ước Quỹ 1992. Quỹ 1992 sẽ không chi trả cho các nghiên cứu tổng quát hoặc khoa học thuần túy.

3.3. Lưu hồ sơ

Tiến độ giải quyết các khiếu nại phụ thuộc chủ yếu vào khoảng thời gian những cá nhân khiếu nại cung cấp cho P&I Club và Quỹ 1992 các thông tin yêu cầu dưới một định dạng sẵn sàng cho phân tích. Với lý do này, một vấn đề rất quan trọng trong suốt quá trình ứng cứu sự cố là tất cả các cá nhân đã tham gia phải lưu hồ sơ về các công việc đã được thực hiện như thế nào, ở thời điểm nào, tại nơi nào và lý do tiến hành công việc để có thể hỗ trợ các hồ sơ khiếu nại về các khoản chi phí đã sử dụng trong quá trình làm sạch. Áp lực trong việc đối mặt với nhiều vấn đề phức tạp mới nảy sinh, đôi khi ở mức nghiêm trọng, sẽ dẫn đến công tác lưu hồ sơ được giao lại cho các cấp thẩm quyền thấp hơn.

Một điều quan trọng khác là các hồ sơ tài chính có thể được liên kết với các quyết định về chính sách/chiến lược từ những cá nhân có trách nhiệm toàn bộ công tác ứng cứu, cũng như với các hoạt động đơn lẻ. Bởi vậy, các hồ sơ cần phải bao gồm từ những biên bản các cuộc họp ra quyết định đến các biên bản về nguồn và số lượng các lao động, phương tiện và vật liệu được sử dụng cho từng bãi biển nhất định vào các ngày xác định. Các bản kê công việc hàng ngày cũng cần phải được hoàn thành bởi các cá nhân làm công tác giám sát để lưu thông về các hoạt động đang được tiến hành ở từng khu vực chính gồm trang thiết bị được sử dụng, vật liệu được tiêu thụ, nguồn cung cấp vật liệu, số lao động tham gia và nguồn cung cấp nhân lực cũng như nơi tập kết các lao động này. Việc bổ nhiệm một cá nhân kiểm soát tài chính từ thời điểm ngay sau sự cố có thể rất có giá trị do cá nhân này không những điều phối các khoản chi tiêu mà còn đảm bảo lưu giữ đầy đủ các hồ sơ.

4. Đền bù tại các quốc gia không phải là thành viên của các công ước

Một số quốc gia chưa phê chuẩn các công ước đền bù quốc tế có hệ thống pháp lý riêng của mình về quy định đền bù cho những cá nhân bị ảnh hưởng bởi sự cố tràn dầu từ tàu chở dầu trong khu vực chủ quyền quốc gia. Một số bộ luật nhà nước có thể rất chi tiết (ví dụ như Luật ô nhiễm dầu năm 1990 của Hoa Kỳ), tuy nhiên vượt quá nội dung của bài viết này.

Một số nước chưa tham gia vào công ước đền bù quốc tế mà có xảy ra sự cố tràn dầu có thể dựa trên một số luật có phạm vi điều chỉnh rộng hơn mà đã được xây dựng cho các mục đích khác. Trong những trường hợp này, có thể có một sự không chắc chắn đáng kể về các trách nhiệm pháp lý, hoạt động và tài chính của các bên có liên quan chính (ví dụ như chủ tàu chở dầu, chủ hàng hóa, P&I Club), cũng như về các khoản đền bù có thể chi trả được cho các biện pháp làm sạch và các thiệt hại khi tràn dầu từ tàu chở dầu. Điều này thông thường không có lợi đối với việc triển khai kịp thời các biện pháp ứng cứu hay đối với việc giải quyết nhanh chóng và đầy đủ các khiếu nại hợp lệ. Hậu quả kéo theo là sự phát sinh hàng loạt vấn đề nghiêm trọng về mặt tài chính và chính trị tới chính phủ, hoặc có thể, các công ty dầu địa phương ngay cả khi họ không liên quan trực tiếp đến sự cố. Các vấn đề này có thể được giải quyết nếu các chính phủ tham gia vào Công ước CLC 1992 và Công ước Quỹ 1992.

Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ 1992 và Quỹ bổ sung 2003 đã cung cấp một cơ chế rõ ràng và dễ áp dụng để qua đó các chi phí cho các biện pháp làm sạch và các thiệt hại do ô nhiễm có thể được đền bù trên cơ sở trách nhiệm tuyệt đối (không phạm lỗi) từ cá nhân chủ tàu chở dầu và P&I Club có liên quan đến sự cố và cả từ Quỹ 1992. Cho đến nay, khi các biện pháp làm sạch và các chi phí liên quan có tính "hợp lý" trong các trường hợp đặc thù và các khiếu nại đòi đền bù được trình bày rõ ràng với đầy đủ các tài liệu và chứng cứ hỗ trợ, chỉ có rất ít phức tạp nảy sinh. Tổng số đền bù tối đa theo các công ước Quỹ 1992 là từ 240 - 321 triệu USD, còn với Quỹ bổ sung 2003 thì con số này lên đến 1.119 triệu USD, đủ để giải quyết các khiếu nại trong hầu hết các trường hợp tràn dầu.

5. Kiến nghị tham gia Công ước Quỹ đền bù 1992 (Fund 92) của Việt Nam

Nhận thức được tầm quan trọng và lợi ích quốc gia mình khi tham gia các công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự và đền bù thiệt hại do ô nhiễm dầu, hầu hết các quốc gia biển trên thế giới đã chính thức tham gia một hoặc cả hai Công ước CLC 1992 và Fund 92. Cụ thể, đến ngày 1/11/2010, hơn 124 quốc gia đã phê chuẩn Công ước CLC 1992, trong đó có 105 quốc gia tham gia đầy đủ cả hai Công ước CLC 1992 và Công ước Quỹ 1992, đồng thời đã có 27 quốc gia tham gia Nghị định thư "Quỹ (đền bù) bổ sung". Việt Nam là một trong 19 quốc gia có tham gia Công ước CLC 1992 nhưng chưa tham gia Công ước Quỹ 1992.

Với việc tham gia các công ước này, các quốc gia thành viên sẽ nhận được các khoản đền bù trị giá hàng trăm triệu USD đã được chi trả tới những cá nhân gánh chịu thiệt hại của các vụ tràn dầu mà trong rất nhiều trường hợp không cần khiếu kiện. Trong 28 năm gần đây đã có 135 tai nạn tràn dầu đã áp dụng các công ước Quỹ đền bù 1992 với tổng số tiền chi trả lên tới 1.060 triệu USD. Vì vậy, hệ thống Công ước Quỹ đền bù 1992/Quỹ bổ sung 2003 được đánh giá là hệ thống hoạt động tốt, có hiệu quả và là mô hình xã hội tin cậy để có thể được tiếp tục áp dụng trong thế kỷ XXI này.

Ở Bảng 3 chỉ ra tình hình tham gia Công ước CLC 1992 và Công ước Quỹ đền bù 1992 của các quốc gia trong Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN) tính đến năm 2010.

Việc tham gia chính thức Công ước CLC 1992 vào năm 2004 đánh dấu sự nỗ lực rất lớn của Việt Nam. Tuy nhiên, khi đã trở thành thành viên chính thức của Tổ chức Thương mại Thế giới (WTO) và là một quốc gia biển thì việc Việt Nam tham gia Công ước CLC 1992 là chưa đủ và điều này hạn chế rất nhiều trong việc cố gắng đưa nền kinh tế đất nước nói chung và kinh tế biển nói riêng nhanh chóng hòa nhập vào nền kinh tế thế giới. Trong những phần tiếp theo, nhóm tác giả sẽ phân tích các lý do cần thiết để kiến nghị Việt Nam nhanh chóng tham gia đầy đủ các công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự và đền bù các thiệt hại do ô nhiễm dầu.

Bảng 3. Tình hình tham gia Công ước CLC 1992, Công ước Quỹ đền bù 1992 thiệt hại do ô nhiễm dầu và công ước quốc tế về sẵn sàng hợp tác và ứng cứu dầu ô nhiễm của các quốc gia trong hiệp hội Asean [3]

Quốc gia	Công ước	CLC 1969	CLC 1992	Fund 92	OPRC 90
Brunei			*	*	
Cambodia		*	*	*	
Indonesia		*	*		
Malaysia			*	*	*
Myanmar					
Philippines			*	*	
Singapore			*	*	*
Thái Lan			*		*
Việt Nam			*		

Chú thích:

CLC 1969 - Công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự 1969

CLC 1992 - Công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự 1992

Fund 92 - Công ước quốc tế về Quỹ đền bù 1992

OPRC - Công ước quốc tế về sẵn sàng hợp tác và ứng cứu dầu ô nhiễm.

5.1. Các ưu điểm và các hạn chế của Công ước trách nhiệm dân sự 1992 [4]

5.1.1. Các ưu điểm

Khi tham gia Công ước CLC 1992, quốc gia hoặc các công ty sẽ nhận được nhiều điều thuận lợi và ưu đãi trong việc xử lý thiệt hại từ các sự cố tràn dầu, cụ thể:

- Chủ tàu chở hàng và nhà bảo hiểm P&I Club chịu “trách nhiệm tuyệt đối” chi trả đền bù: tới mức cao nhất, có hoặc không có lỗi (khi gây ra sự cố tràn dầu), cho bất cứ quốc gia/người sở hữu nào của con tàu gây sự cố tràn dầu.
- Cung cấp sự bảo vệ phù hợp tới các cá nhân ứng cứu sự cố tràn dầu và ở mức độ chắc chắn cao đối với việc bồi hoàn. Chi phí bồi hoàn được phê chuẩn về kỹ thuật và các thiệt hại, điều này khuyến khích và cho phép triển khai việc ứng phó với sự cố một cách nhanh chóng.
- Chi trả đền bù nhanh chóng mà không cần đến khiếu kiện.
- Chính phủ, người dân và ngành công nghiệp được “đảm bảo” về tài chính khi xảy ra sự cố tràn dầu trong vùng đặc quyền kinh tế của quốc gia đó.

5.1.2. Các hạn chế (khi chưa có Công ước Quỹ 1992) [4]

- Sự cố tràn dầu chỉ nhận được tiền đền bù khi sự cố đó chỉ do một tàu chở dầu xác định.
- Giá trị đền bù được xác định theo kích thước tàu chở dầu mà không quan tâm lượng dầu tràn ra môi trường.
- Thiệt hại do sự cố tràn dầu từ một tàu chở dầu cỡ nhỏ xảy ra trong khu vực nhạy cảm dễ dàng vượt quá mức đền bù tối đa của Công ước CLC 1992.

- Trong một số trường hợp chủ tàu dầu có thể miễn trách nhiệm dân sự theo Công ước CLC 1992 (ví dụ: chiến tranh hoặc bị tấn công) hay khi chủ tàu dầu không đủ khả năng đền bù.

5.2. Ưu điểm của Công ước Quỹ (đền bù) 1992 (Fund 92) [4]

Khi tham gia Công ước Quỹ đền bù 1992, quốc gia hoặc các tổ chức kinh tế sẽ nhận được tiền đền bù từ các sự

cổ tràn dầu trong những điều kiện thuận lợi hơn nhiều so với việc chỉ tham gia Công ước trách nhiệm dân sự 1992. Cụ thể:

- + Khoản bồi thường do sự cố tràn dầu không phụ thuộc vào kích thước của tàu chở dầu.

- + Việc bồi thường cho các sự cố tràn dầu được thực hiện ngay cả khi chủ tàu chở dầu được miễn trách nhiệm dân sự hay không có bảo hiểm, chỉ ngoại trừ chiến tranh hoặc tràn dầu từ tàu quân sự.

- + Việc bồi thường được thực hiện khi dầu tràn từ khoang tàu của tàu chở dầu không chứa hàng hóa khác không phải là dầu.

- + Với việc tham gia Công ước Quỹ đền bù 1992, chính phủ, người dân và ngành công nghiệp được “đảm bảo” về tài chính khi xảy ra tràn dầu trong vùng đặc quyền kinh tế ở quốc gia mình.

- + Nếu không tham gia Công ước Quỹ 1992, thời gian giải quyết khiếu kiện có thể được kéo dài người bị hại từ sự cố tràn dầu chỉ có quyền khiếu kiện chủ tàu gây ô nhiễm hay cơ quan bảo hiểm chỉ trong vòng 3 năm kể từ ngày sự cố xảy ra. Trong khi bình thường tòa án thụ lý vụ án trong vòng 6 năm kể từ ngày xảy ra tai nạn.

Để có bức tranh tổng hợp về các lợi ích của một quốc gia khi tham gia các công ước/ngợi định thư quốc tế về quỹ bồi thường thiệt hại do ô nhiễm dầu hãy xem xét ví dụ sau đây. Nếu một tàu chở dầu 50.000 tấn bị tai nạn tràn dầu ở [3]:

- + Vương quốc Anh (nước tham gia Quỹ bổ sung 2003), thì mức đền bù tối đa cho thiệt hại do ô nhiễm dầu từ sự cố này là 1.119 triệu USD.

- + Canada (nước tham gia Công ước CLC 1992 & Fund 92), thì mức đền bù tối đa cho thiệt hại do ô nhiễm dầu từ sự cố này là 310 triệu USD theo Công ước Fund 92.

- + Việt Nam (nước chỉ tham gia Công ước CLC 1992), thì mức đền bù tối đa cho thiệt hại do ô nhiễm dầu từ sự cố này là: 50,2 triệu USD.

- + Brazil (nước chỉ tham gia Công ước CLC 1969), thì mức đền bù tối đa cho thiệt hại do ô nhiễm dầu từ sự cố này sẽ chỉ là: 10,1 triệu USD.

5.3. Các vấn đề cần quan tâm của chính phủ/hoặc ngành công nghiệp liên quan tới Công ước Quỹ 1992

Khi đã quyết định tham gia Công ước Quỹ 1992, chính phủ/tổ chức kinh tế cần quan tâm tới các vấn đề sau để có

thể tận dụng tối đa lợi ích đem lại từ việc tham gia công ước này. Cụ thể:

- + Đào tạo các công ty trong nước để họ hiểu sâu về những vấn đề liên quan tới luật biển (MARPOL), các công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự và đền bù các thiệt hại do ô nhiễm dầu.

- + Làm việc với Ban thư ký của Quỹ 1992 để đánh giá phần đóng góp vào Quỹ 1992 nếu có cho các công ty tiếp nhận dầu dựa theo khối lượng “dầu đóng góp”.

- + Huy động các chuyên gia bảo hiểm để giải thích tính logic trong các hoạt động của chính phủ khi gia nhập vào Công ước Quỹ 1992.

- + Tránh nhầm lẫn khi thảo luận các nội dung về Công ước trách nhiệm dân sự 1992 (CLC 1992) và Công ước Quỹ 1992 (Fund 92) với các chính sách bảo hiểm khác cho các tàu chở dầu.

- + Chính phủ cần điều phối nguồn lực và trách nhiệm tham gia Công ước Quỹ 1992 cho các công ty dầu trong nước.

- + Quỹ 1992 sẽ thường xuyên cung cấp tới chính phủ và ngành công nghiệp các hướng dẫn của ITOPI/PIECA.

5.4. Các lý do để Việt Nam cần tham gia tiếp Công ước Quỹ đền bù 1992

Ngày nay, luận điểm “thế kỷ XXI là thế kỷ của đại dương” được nhất trí cao trên toàn thế giới. Việt Nam là một quốc gia biển, kinh tế biển ngày càng phát triển và giữ vị trí then chốt trong toàn bộ nền kinh tế của đất nước. Dự kiến đến năm 2020, kinh tế biển và ven bờ sẽ đóng góp khoảng 53 - 55% tổng GDP của cả nước [5]. Vì vậy, việc hòa nhập với luật lệ quốc tế liên quan tới biển trong đó bao gồm cả việc tham gia của Việt Nam vào “Các công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự và đền bù các thiệt hại do ô nhiễm dầu” là bước đi tất yếu của quá trình phát triển và hòa nhập vào nền kinh tế quốc tế. Ngoài lý do nêu trên thì những lý do khác nêu ra sau đây càng chứng minh cho việc gia nhập Công ước quốc tế về Quỹ đền bù 1992 của Việt Nam là hoàn toàn cần thiết và chính đáng, cụ thể:

- Rủi ro xảy ra sự cố tràn dầu ở Việt Nam là rất cao [5] vì:

- + Là quốc gia biển chúng ta có khoảng 1.000.000km² mặt biển, nơi hiện hữu của tuyến đường vận tải dầu lớn thứ 2 trên thế giới chuyên chở dầu thô từ Trung Đông về các nước trong khu vực Đông Bắc Á như Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc... (Hình 4). Vì vậy, mỗi năm có nhiều nghìn

lượt tàu chở dầu qua lại ngoài khơi Việt Nam. Đây là một trong những rủi ro lớn về sự cố tràn dầu mà Việt Nam cần quan tâm.

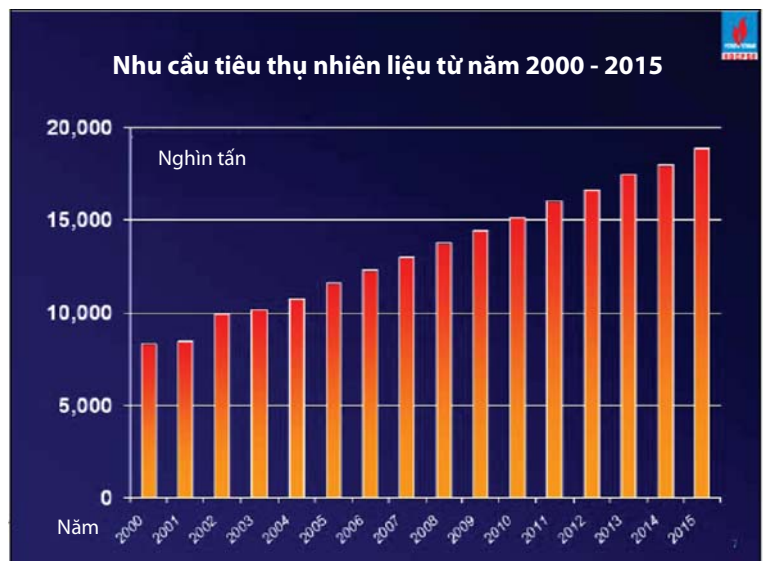
+ Kinh tế Việt Nam ngày càng phát triển, nhu cầu về dầu mỏ và các sản phẩm về dầu mỏ ngày càng tăng. Thực tế, Việt Nam là quốc gia vừa xuất khẩu vừa nhập khẩu dầu thô và các sản phẩm dầu do đó luôn có nguy cơ tràn dầu do các phương tiện vận tải gây ra. Ngoài ra, ngoài khơi Việt Nam đang có nhiều mỏ dầu đang trong quá trình khai thác, đây cũng là mối đe dọa thường trực cho các sự cố tràn dầu ở thềm lục địa.

Thiệt hại gây ra từ sự cố tràn dầu ở Việt Nam là rất lớn [5]. Việt Nam có tới hơn 3.200km bờ biển, đa phần đường bờ rất thấp so với mực nước biển nên khi xảy ra sự cố tràn dầu, dầu ô nhiễm có thể đi sâu vào đất liền gây thiệt hại rất lớn. Ven bờ biển Việt Nam có nhiều rừng ngập mặn, nơi nuôi trồng thủy sản, ruộng muối, bãi tắm và điểm du lịch vui chơi giải trí... Vì vậy, nếu dầu ô nhiễm lan vào bờ biển thì thiệt hại và tổn thất không thể lường hết được. Biển Việt Nam là ngư trường lớn, nuôi sống khoảng 20% dân số Việt Nam [5] do đó khi xảy ra bất kỳ sự cố tràn dầu nào trên biển thì sẽ gây tổn thất không chỉ đến môi trường, nguồn lợi tự nhiên mà còn ảnh hưởng đến đời sống của rất nhiều người mà cuộc sống của họ hàng ngày gắn liền với biển.

Như đã phân tích và trao đổi ở phần trên, trong khi các kết quả thống kê về nguy cơ các vụ tràn dầu lớn trên toàn thế giới ở mức độ nhỏ thì hậu quả vẫn có thể vượt quá nguồn lực tài chính tại địa phương. Do đó những sự cố như vậy thường gây ra những vấn đề nghiêm trọng đối với chính phủ và các công ty dầu trong nước. Vấn đề thực tế ở đây là nếu chúng ta chỉ tham gia Công ước CLC 1992 với giới hạn đền bù tối đa ở mức 84 triệu USD thì việc đền bù không phù hợp với mức độ thiệt hại xảy ra khi có một sự cố tràn dầu ở mức trung bình và lớn. Điều này có thể dẫn tới sự chậm trễ trong việc áp dụng các biện pháp ứng cứu cần thiết và các khiếu nại hợp lệ bị trì hoãn hoặc chỉ được giải quyết một phần. Vấn đề này có thể để lại các



Hình 4. Bản đồ lộ trình vận chuyển dầu thô trên thế giới



Hình 5. Nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu gia tăng cùng với sự tăng trưởng nóng của nền kinh tế Việt Nam [5]

hậu quả nghiêm trọng về tài chính và xã hội đối với chính phủ và các công ty dầu trong nước.

Các vấn đề này có thể được giải quyết một cách thỏa đáng bằng việc chính phủ, các tổ chức kinh tế của Việt Nam tham gia Công ước Quỹ 1992. Khi đó mức độ đền bù cho một sự cố tràn dầu có thể lên tới 240 triệu USD. Với mức độ đền bù lớn như vậy, thì thông thường sẽ giải quyết đầy đủ thiệt hại của hầu hết các sự cố tràn dầu nếu xảy ra ở Việt Nam. Đây cũng chính là bước đi cần thiết của Việt Nam để hoàn thiện khung pháp lý trong quá trình hội nhập quốc tế.

6. Kết luận

Với một quốc gia biển như Việt Nam, việc tham gia các công ước quốc tế liên quan tới trách nhiệm dân sự và đền bù các thiệt hại do ô nhiễm dầu gây ra là một bước đi cần thiết trong quá trình hội nhập kinh tế quốc tế. Cụ thể, nhóm tác giả thấy lúc này là thời điểm thích hợp nếu không muốn nói là hơi chậm để Việt Nam tham gia Công ước quốc tế Quỹ đền bù 1992 (Fund 92).

Chắc chắn với việc tham gia Công ước Quỹ đền bù 1992 sẽ giúp Việt Nam phát triển tốt hơn thế mạnh kinh tế biển của mình và sẽ giúp chúng ta tổ chức tốt hơn công tác ứng cứu sự cố tràn dầu trên toàn bộ lãnh hải và vùng đặc quyền kinh tế của mình trong thời gian tới. Ngoài việc cần nhanh chóng tham gia Công ước Quỹ đền bù 1992, chúng tôi cũng muốn kiến nghị Việt Nam xem xét, chuẩn bị các điều kiện để trong tương lai gần có thể tham gia thêm “Công ước quốc tế về sẵn sàng hợp tác và ứng cứu dầu ô nhiễm” (OPRC9). Đây là công ước quan trọng giúp Việt Nam có thể phối hợp và nhận được sự trợ giúp, hợp tác với các nước khác trong việc ứng phó với các sự cố tràn dầu lớn xảy ra tại Việt Nam và khu vực. Điều này càng có ý nghĩa khi Việt Nam có rất nhiều vùng biển tiếp giáp hoặc chồng lấn với nhiều quốc gia trong khu vực.

Các chú thích

1. “Thiệt hại do ô nhiễm” được định nghĩa trong các công ước 1992 là một thiệt hại hay hư hại gây ra bởi sự ô nhiễm. Các chi phí của các phương pháp khắc phục hợp lý (bao gồm cả các chi phí làm sạch) cũng nằm trong định nghĩa này, cũng như bất kỳ các thiệt hại hay hư hại nào gây ra bởi các biện pháp ngăn ngừa. Đối với các thiệt hại môi trường (ngoại trừ các tổn thất lợi nhuận từ sự xuống cấp của môi trường), sự đền bù bị giới hạn về các chi phí đã được thực chi hoặc sẽ được thực chi cho các biện pháp phục hồi hợp lý.

2. Thuật ngữ “dầu bền vững” không được định nghĩa chính xác trong các công ước 1992, nhưng theo hướng dẫn, thuật ngữ này có thể bao gồm dầu thô, dầu nhiên liệu (FO) nặng và trung bình, dầu diesel nặng hay dầu bôi trơn. Các hướng dẫn này căn cứ theo các đặc tính chưng cất của các loại dầu đã được nghiên cứu bởi các Quỹ đền bù ô nhiễm dầu quốc tế.

3. Mặc dù hướng dẫn này đề cập thuật ngữ “tàu chở dầu” trong suốt nội dung, các công ước 1992 thực tế sử dụng thuật ngữ “tàu” được định nghĩa là bất kỳ tàu thuyền

đi biển và tàu chở hàng hóa trên biển thuộc bất kỳ loại gì được chế tạo hoặc cải hoán để chứa dầu trong khoang chứa như hàng hóa, nếu như tàu đó có khả năng chở dầu và các hàng hóa khác, sẽ được coi là tàu khi và chỉ khi thực tế nó chở dầu trong khoang tàu như hàng hóa và trong suốt hành trình tuân thủ sự chuyên chở hàng hóa trừ khi nó được chứng tỏ rằng không có các dấu vết còn lại của dầu như hàng hóa trên tàu.

4. Từ “Hợp lý - Reasonable” trong các công ước 92/Quỹ bổ sung 2003 là các “hành động” hay “biện pháp”:

- Dựa trên các kỹ thuật hay công nghệ được chấp nhận và còn hiệu lực.
- Tìm cách tận dụng tối đa hỗ trợ của các quá trình tự nhiên (ví dụ lực của sông hay quá trình phân hủy sinh học tự nhiên)
- Những tổn thất về tài chính phải tỷ lệ với các lợi ích hợp lý thu được.

Tài liệu tham khảo

1. Alex Hunt - Senior Technical Adviser - ITOPI Ltd. *Oil spill liability and compensation - loc/westpac oil spill training workshop*. 2010.
2. T H Moller. *Technical Team Manager- International Tanker Owners Pollution Federation*. www.itopf.com - Status of the international compensation conventions.
3. Malgorzata Nesterowicz. *Overview of the international compensation regime by the European Maritime Safety Agency - Workshop on claims management following shipping pollution incidents*. 24 - 28 September 2007.
4. Capt. Deepak Kapoor - Nautical Surveyor. *Mumbai maritime legislation on oil pollution prevention and liability/compensation*.
5. Nguyễn Đức Huỳnh và nnk. *Xây dựng kế hoạch tổng thể phòng ngừa ứng phó sự cố tràn dầu trên biển, ven biển ở cấp trung ương và địa phương*. 2011.

KẾT QUẢ THĂM DÒ Ở MỘT SỐ BỜN TRƯNG BIÊN trên thế giới

Bờn trũng biên (frontier) là bờn trũng có tiềm năng dầu khí nhưng gặp nhiều khó khăn trong thăm dò, khai thác vì ở những vùng xa xôi, hẻo lánh, địa hình, địa chất phức tạp, điều kiện khí hậu khắc nghiệt hoặc trữ lượng không lớn, chi phí cho hoạt động dầu khí cao, hiệu quả đầu tư thấp. Vì vậy, từ trước đến nay các bờn trũng này ít được nghiên cứu. Tuy nhiên, hiện nay tiến bộ kỹ thuật phát triển, giá dầu khí ngày càng cao và nhu cầu dầu khí của thế giới ngày càng tăng trong lúc nguồn cung ở các bờn trầm tích truyền thống ngày càng giảm nên các bờn trũng biên được các công ty dầu khí rất chú ý. Riêng các vùng có địa chất phức tạp, phần lớn các mỏ đều là mỏ nhỏ, tuy vị trí địa lý và cơ sở hạ tầng thuận lợi nhưng cũng được xếp vào loại bờn trũng biên.

Bài viết này cung cấp một số thông tin về tình hình thăm dò các bờn trũng loại này ở Kazakhstan, châu Phi và Nam Mỹ để Ngành Dầu khí Việt Nam có cơ sở cân nhắc đầu tư cũng như hoàn thiện thêm bức tranh về hoạt động dầu khí trên thế giới hiện nay.

1. Bờn trũng biên ở Đông Kazakhstan [1]

Các bờn trũng Alakol và Balkhash ở miền Đông Kazakhstan đã được các nhà địa chất dầu khí Liên Xô cũ nghiên cứu sơ bộ và chứng minh đây là vùng có triển vọng dầu khí. Các điểm lộ dầu, váng dầu cùng các kết quả khảo sát địa vật lý phức hợp (từ, trọng lực, điện, địa chấn phản xạ) cũng như khoan tìm kiếm cho thấy các thành tạo Jura, Trias và các bẫy địa tầng nằm trên cánh các xâm nhập núi lửa tuổi Paleozoi cũng như ở các vùng nâng của móng kết tinh đều có đủ điều kiện về sinh, chứa, chắn để trở thành các đối tượng dầu khí có giá trị công nghiệp. Tuy nhiên, sau khi Liên Xô tan rã, hoạt động thăm dò ở vùng này bị ngưng trệ do tình hình chính trị trong giai đoạn đó chưa ổn định, nhu cầu năng lượng nội địa không lớn nên thừa nguồn cung giá rẻ. Bên cạnh đó, Kazakhstan nằm quá xa các thị trường tiêu thụ trong lúc hệ thống hạ tầng cũng như đường ống dẫn dầu khí phục vụ cho xuất khẩu thiếu thốn nên các bờn trũng biên không được các công ty dầu khí quốc tế quan tâm.

Trong 5 năm gần đây, hoạt động dầu khí ở Kazakhstan trở nên nhộn nhịp, sản lượng trung bình đạt 1.650 nghìn thùng/ngày, đứng thứ 2 trong khối SNG, sau Liên bang Nga. Tập đoàn Dầu mỏ IPL (International Petroleum Ltd.) đang thăm dò một lô lớn nằm ở phía



Hình 1. Vị trí bờn trũng Balkhash trên bản đồ Kazakhstan và các nước lân cận (Nguồn: Wikipedia)

Đông - Bắc Almaty, bao phủ phần lớn diện tích các bờn trầm tích biên Alakol và Balkhash, đã phát hiện 12 cấu tạo triển vọng được xác định tốt bằng tài liệu địa chấn độ phân giải cao và nhiều cấu tạo khác. Lô này nằm cắt qua biên bờn trũng Junggar - Karamay có nhiều mỏ dầu trữ lượng lớn ở Tây Bắc Trung Quốc. Các kỹ sư dầu khí của IPL đánh giá trữ lượng chưa phát hiện tại đây khoảng 1,379 tỷ thùng, đó là nguồn tài nguyên hy vọng trong tương lai gần có thể chuyển thành trữ lượng xác minh có thể thu hồi.

Tên lô đã có một số giếng tìm kiếm nhưng chưa có công bố nào về phát hiện mỏ. Giếng A1 đạt độ sâu 2.488m nhưng chưa thử vỉa. Giếng A2 đạt độ sâu 2.229m nhưng phải ngừng vì gặp mùa gió rất mạnh, gây nhiều nguy hiểm. Giếng A3 khi khoan đến độ sâu 1.066m thì gặp đá núi lửa nên không thể tiếp tục khoan sâu hơn. Giếng A8 đã xuyên qua các thành tạo đá chứa gồm 2 khoảng cát chất lượng tốt, đạt đến độ sâu 2.019m. Công tác tìm kiếm tiếp theo đang lên kế hoạch. Công ty North Caspian Petroleum

Ltd., một chi nhánh của IPL sẽ tiến hành thu nổ 500km² địa chấn 3D vào cuối năm 2012 trước khi chương trình khoan tiếp tục được tiến hành. IPL cho biết, lô này nằm gần với thị trường tiêu thụ Trung Quốc và đã có sẵn cơ sở hạ tầng có thể sử dụng ngay. Trên diện tích của lô đã có một nhà máy lọc dầu, khu bể chứa, hệ thống đường bộ, đường sắt, đường hàng không và đường ống dẫn dầu nối với đường ống xuất khẩu sang Trung Quốc.

2. Các bồn trũng biển ở Nam châu Phi

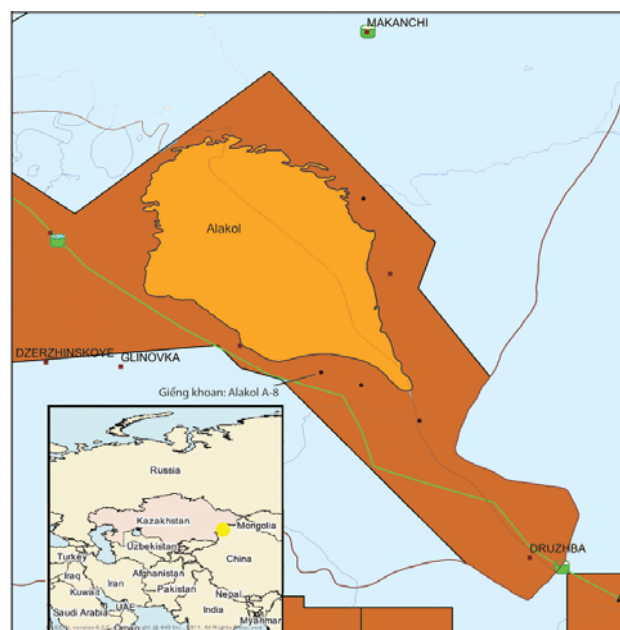
2.1. Rãnh Mozambique [1, 2]

Công ty South Atlantic Petroleum Ltd. đã hoàn thành chương trình thu nổ 8.868km địa chấn 2D vào giữa tháng 4/2012 trên Lô Juan Nova và 3.388km trên Lô Belo Profond thuộc rãnh Mozambique (Mozambique Channel). Lô Juan Nova rộng 52.990km² nằm trong vùng nước được cấp phép của Pháp và Lô Belo Profond rộng 13.770km² nằm ngoài khơi Madagascar chứa phần rộng lớn tinh địa chất (geologic province) phía Đông của bồn trũng tích Rovuma ngoài khơi Mozambique, nơi Tập đoàn Anadarko và ENI SPA (Italia) đã phát hiện nguồn tài nguyên khí đốt khổng lồ trên Offshore Area 1 và Offshore Area 4 [2]. Cả hai lô đều nằm trong vùng biển nước sâu (1.800 - 3.200m nước).

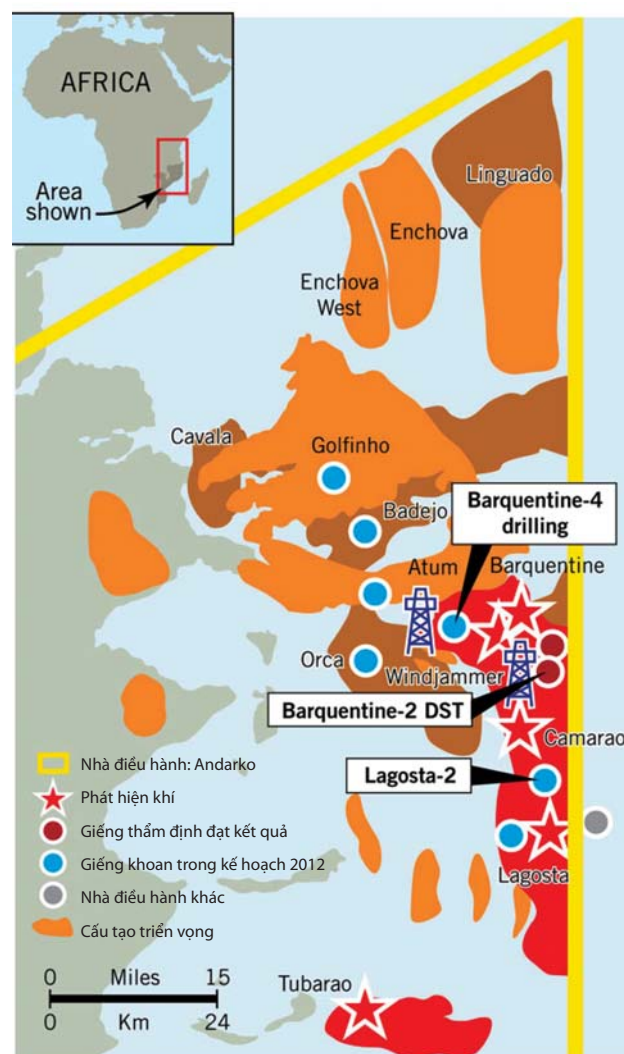
Dữ liệu địa chấn cho thấy các lô này chứa các tập trầm tích Mesozoic và Đệ tam rất dày cùng các cấu tạo thuận lợi nằm trên lớp vỏ lục địa chìm dưới nước rất rộng lớn. Toàn bộ diện tích này được gọi là “rìa biến đổi cổ (paleotransform margin)”, hoạt động từ 170 triệu năm đến 70 triệu năm về trước. Các nghiên cứu cảm biến từ xa trên vệ tinh đã phát hiện nhiều điểm lộ dầu trên biển thuộc các diện tích này. Sapetro (công ty thành viên của tổ hợp có 90% quyền lợi trên Lô Belo Profond và 75% quyền lợi trên Lô Juan de Nova) đã thu thập các mẫu váng dầu để phân tích địa hóa. Sử dụng kết hợp tàu địa chấn, một chương trình thăm dò địa hóa cũng đang được tiến hành để thu thập số liệu hỗ trợ chương trình địa chấn 3D và chương trình khoan thăm dò trong các năm tới.

2.2. Nigeria [1, 3]

Công tác khai thác dầu ở Nigeria bắt đầu từ năm 1958 tại mỏ Oloibiri và tính đến nay đã khoan 1.300 giếng thăm dò, trong số đó có 822 giếng trên đất liền, 412 giếng trên thềm biển nước nông và 82 giếng ở vùng nước sâu. Về phương diện khai thác dầu thì châu thổ sông Niger là một vùng trưởng thành, còn khai thác khí thì đang được tiến hành nhưng công tác khoan thăm dò lại ít được chú ý trong những năm gần đây. Nói cách khác, hoạt động dầu khí ở Nigeria không tuân theo các bước đi bình thường như các nước khác.

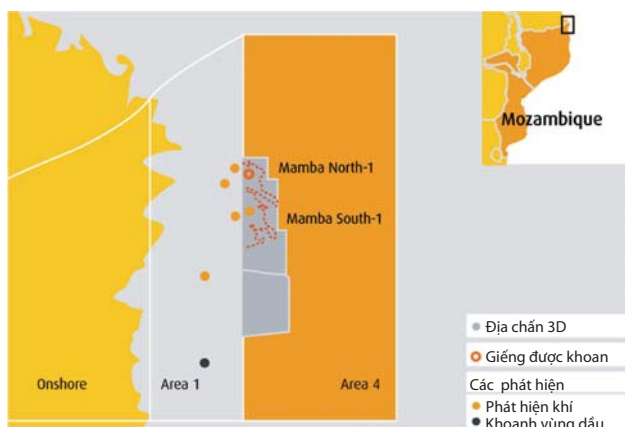


Hình 2. Lô Alakol - Đông Kazakhstan

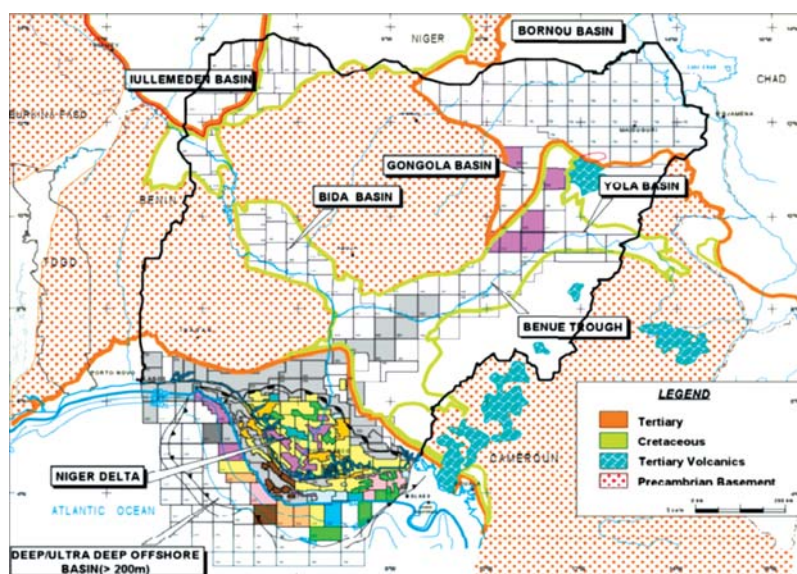


Hình 3. Khu vực 1 thềm lục địa Mozambique [2]

Trên Tạp chí AAPG Explorer số tháng 5/2012, ông Ejedawe cho biết công tác thăm dò ở châu thổ sông Niger yếu trong nhiều năm, nguyên nhân chủ yếu là do những khó khăn khi hoạt động trên đất liền, an ninh không được đảm bảo và do các điều luật dầu khí của Nigeria quá khắt khe đối với hoạt động thăm dò. Trong 9 dạng cấu tạo triển vọng đã được nhận diện chỉ có 2 hoặc 3 play có một giếng thăm dò được khoan trên mỗi play. Hiện nay, kỹ thuật hiển thị cấu trúc lòng đất ở các tầng sâu cũng như công nghệ khoan trong những đoạn có độ thường áp suất cao là rất cần thiết cho vùng này. Ông Kinsley Ojoh, chuyên gia cao cấp của Total Upstream Nigeria cho rằng công tác khoan thăm dò ở Nigeria đạt điểm đỉnh trong thập kỷ 60 thế kỷ XX đã giảm xuống mức chậm chạp trong các năm gần đây. Công ty Royal Dutch Shell PLC' Nigerian cho biết, họ bị dân chúng ăn cắp ít nhất 43.000 thùng dầu/ngày từ các đường ống dẫn dầu ở châu thổ sông Niger. Theo Reuters, ConocoPhillips



Hình 4. Rãnh Mozambique (Nguồn: eni.com)



Hình 5. Các lô dầu khí và các bể trầm tích của Nigeria (Nguồn: indigopool.com)

đã yêu cầu BNP Parisbas bán giúp các tài sản ở Nigeria, bao gồm các mỏ dầu trên đất liền và ở biển cũng như cổ phần trong Nhà máy Hóa lỏng khí đốt Brass.

2.3. Các phát hiện ở miền Nam Cộng hòa Chad [1]

Các chi nhánh của Griffiths Energy International Inc (GEII) đang hoạt động trở lại trên các phát hiện dầu nhưng chưa phát triển mỏ ở miền Nam Cộng hòa Chad với mục tiêu kết nối các mỏ này với nhau bằng 2 đường ống dẫn dầu mới để đưa dầu khai thác vào hệ thống xuất khẩu Chad - Cameroon. Công ty này cho biết các mỏ sẽ bắt đầu khai thác vào năm 2013.

Ngày 11/5/2012, Griffiths Energy đã thông báo cho Chính phủ Chad về phát hiện tại giếng Badila-1 trên lô hợp đồng PSC Mangara/Badila rộng 1.419km² ở phía Tây - Nam bồn trũng Doba, nơi có các mỏ đang khai thác của Esso. GEII đang nộp đơn xin giấy phép khai thác để có thể phát triển mỏ này song song với mỏ Mangara thuộc Lô DOB, phía Bắc Badila. Kết quả thử vỉa giếng Badila-1 cho dòng dầu 3.100 thùng/ngày, loại dầu nhẹ, ngọt, 31 - 32°API, không chứa nước, lưu lượng cực đại đạt 4.025 thùng/ngày, tỷ số khí/dầu bằng 150 - 250 scf/thùng. Dựa trên số liệu thử vỉa, GEII dự báo lưu lượng bơm bằng máy bơm điện đặt ngầm trong lòng giếng sẽ đạt 7.500 - 10.000 thùng/ngày. Tầng chứa dầu có bề dày tịnh 123m, thuộc thành tạo cát C và D có tuổi Creta sớm. Mỏ Mangara nằm trong lô cùng tên, rộng 1.446km², đã có 3 giếng gặp dầu cùng loại, lưu lượng thử vỉa không kích thích đạt 1.600 thùng/ngày. Theo yêu cầu của Công ty quản lý đường ống xuất khẩu, GEII đang phân tích các mẫu đá tầng chứa cũng như các mẫu dầu để đàm phán về giá vận chuyển cũng như xác định hệ số điều chỉnh giá bán dầu trong các hợp đồng thương mại.

Chad là một quốc gia nghèo, kém phát triển, đầu tư rất ít cho xây dựng cơ sở hạ tầng phục vụ ngành dầu khí. Do đó, GEII đã khảo sát lộ trình tự xây dựng đường ống Mangara dài 120km để nối mỏ Mangara với mỏ Badila và các phát hiện trong tương lai cũng như nối vào đường ống COTCO/TOTCO Chad-Cameroon tới Kribi trên đất Cameroon, một đường ống dẫn dầu xuất khẩu của nước này đã hoạt động từ năm 2003.

Mặc dù có dấu hiệu tầng chứa bị hư hỏng, nhưng kết quả thử vỉa giếng Mangara-2 vẫn cho dòng dầu trung bình

800 thùng/ngày, loại dầu 37°API, không chứa nước và hệ số khí/dầu đạt 600 - 1.200 scf/thùng. Griffiths dự báo lưu lượng có thể đạt 1.500 - 2.500 thùng/ngày nếu áp dụng phương pháp rửa vỉa bằng acid.

Công ty cũng đã thu nổ 147,5km² địa chấn 3D tại mỏ Mangara và khu vực gần với Lô Krim đang thăm dò. Công ty dầu quốc gia của Chad (Societe des hydrocarbures du Chad) đã ký hợp đồng liên doanh với phần vốn góp 25% ở đề án này.

Trên các Lô Borogop và Doseo rộng 22.414km², Griffiths Energy đang nghiên cứu tối ưu hóa phát triển thương mại các mỏ Kibea, Bắc Sako, Tega và Maku. Mỏ Kibea là mỏ ở xa khu vực đã phát hiện các mỏ khác nhất, nằm cách đường ống COTCO/TOTCO gần 450km về phía Đông. Để

án nghiên cứu này được tiến hành từ Quý IV/2011 và sẽ hoàn thiện mở vào Quý II/2013. Giếng Kibea-1 trên Lô Doseo gặp 3 lớp cát chứa dầu C, D, E. Riêng lớp E dày 88,4m, được xác định trên tài liệu carota và đã thử vỉa cho dòng dầu 2.200 thùng/ngày, loại dầu 33 - 34°API. Dựa trên các kết quả này, Griffiths Energy lập kế hoạch phát triển mỏ Kibea và tin rằng khối lượng dầu có thể thu hồi ở mỏ Kibea cũng như ở các mỏ sẽ phát hiện trong tương lai trên lô tô nhượng Doseo-Borogop đủ lớn để thu hút đầu tư của các công ty đường ống xuất khẩu.

Lô DOH rộng 824km², dự báo các thành tạo cát Creta dưới lẫn trên tồn tại trong lô này đều có tiềm năng chứa. Nhà điều hành trước đây đã khoan giếng thăm dò N' Donambo trên khu vực này, lấy mẫu để nghiên cứu địa tầng, sau đó không triển khai nữa. Sau khi phân tích lại tài liệu carota, Griffiths Energy xác định giếng đã cắt qua 21,5m lớp chứa dầu nên đã quyết định khoan lại giếng này trong chương trình khoan 30 giếng mới vào năm 2013.

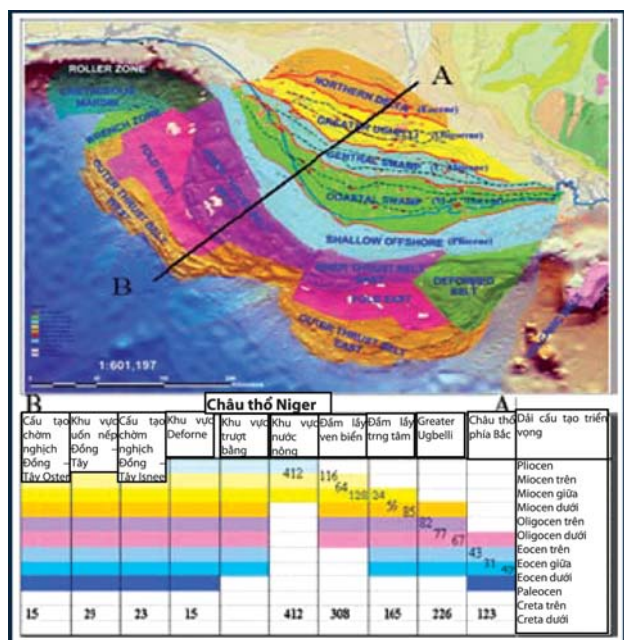
2.4. Bồn trũng Guyana - Surinam ở Nam Mỹ [1]

Rất nhiều công ty dầu khí tập trung thăm dò vùng rìa Đông Bắc Nam Mỹ nơi Kosmos Energy đã phát hiện mỏ dầu khổng lồ Jubilee năm 2007 và gần đây nổi lên trên bản đồ dầu khí thế giới như khu vực triển vọng hàng đầu về tiềm năng dầu khí biển sâu. Các công ty tham gia hoạt động dầu khí trong vùng biển của Guyana, Surinam, Guyana thuộc Pháp gồm ExxonMobil, Shell, Tullow Oil PLC, Statoil ASA, Total SA, Kosmos Energy, Inpex Corp., Murphy Oil Corp., Northern Petroleum PLC và CGX Energy Inc.

Cuối năm 2011, giếng Zaedius của Tullow Oil PLC đã tìm thấy tầng chứa dầu dày 72m trong hai quạt turbidite ở lô Guyane Maritime ngoài khơi Guyana thuộc Pháp. Giếng này được khoan ở vùng nước sâu 2.048m, đạt độ

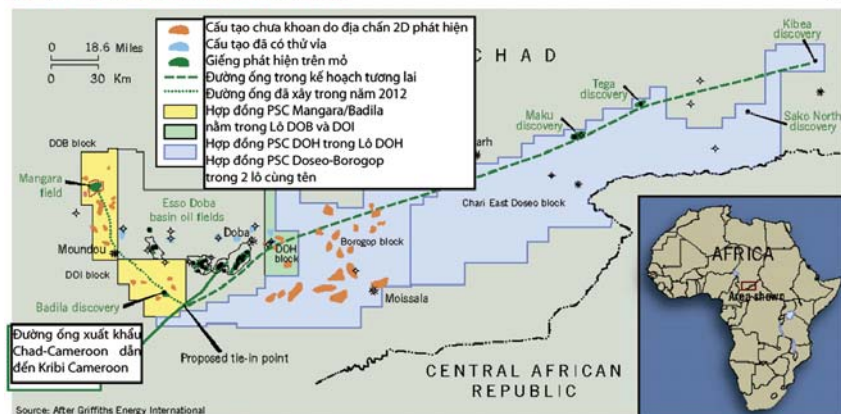
sâu 5.711m. Đồng thời với sự kiện trên, Công ty CGX Energy cũng tìm thấy một lớp cát kết chứa nước có váng dầu trong giếng Eagle-1 thuộc lô nhượng địa Corentyne và hiện nay Liên danh Repsol Exploracion đang khoan giếng Jaguar-1 trên lô tô nhượng George-town với mục tiêu tìm kiếm là các thành tạo Creta muộn.

Thăm dò địa chấn 2D được tiến hành trong thập kỷ 80 của thế kỷ XX. Công ty Tullow và Total đã thu nổ địa chấn 3D vào cuối năm 2009 đầu năm



Hình 6. Phân vị dài cấu tạo và cấu trúc châu thổ Niger; các con số biểu thị tổng số giếng khoan đã khoan trong dài cấu tạo triển vọng [4]

GRIFFITHS ENERGY BLOCKS IN SOUTHERN CHAD



Hình 7. Các lô tô nhượng dầu khí ở Nam Cộng hòa Chad [1]

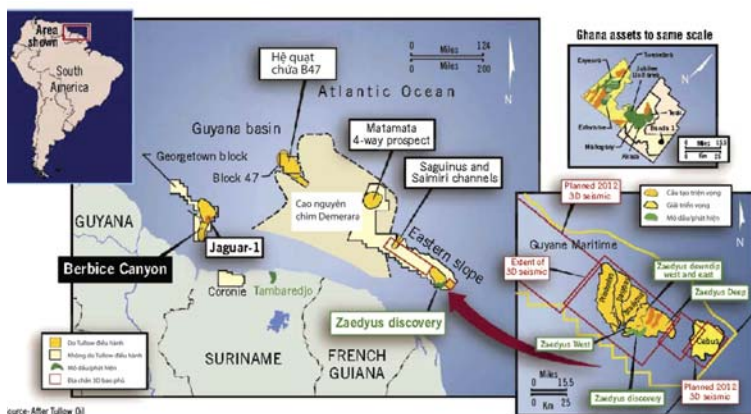
2010 và hiện nay vẫn đang tiếp tục. Khó khăn lớn nhất ở khu vực này là thời tiết không thuận lợi, thường xuyên có các cơn gió mạnh thổi về hướng Tây - Bắc từ châu thổ sông Amazon, làm cho thời gian biển tương đối yên tĩnh rất ngắn.

Trong tháng 6/2012, một tàu khoan đã được điều đến đây để thực hiện chương trình thăm định và tìm thêm các đối tượng chứa khác trong giếng khoan cũ cũng như khoan thêm các giếng khoan mới trên lô này. Liên danh Tullow cũng đã đo 3.000km² địa chấn 3D trên Lô 47, thêm lục địa Surinam và ngoài khơi Guane thuộc Pháp vào tháng 5/2012. Họ cũng có kế hoạch thu nổ 4.700km² địa chấn 3D ở trung phía Đông và 620km² ở hệ thống quạt Cingulata chứa mỏ Zaedyus và các quạt turbidite khác.

Dầu nặng ở mỏ Tambaredjo của Surinam được khai thác từ thập kỷ 80 của thế kỷ trước được xác định di cư từ tầng đá mẹ ở vùng biển sâu. Tầng đá chứa nằm ở độ sâu từ 600 - 1.300ft [4].



Hình 8. Giếng Mangara-2 trên Lô DOB ở Nam Chad được GEI khoan lại. Ảnh GEI [1]



Hình 9. Tổng quan về hoạt động dầu khí của Công ty Tullow ở phần Bắc của châu Nam Mỹ [1]

Paul Dailly - Phó Giám đốc thăm dò của Kosmos Energy cho biết một đề án nghiên cứu đã được tiến hành kéo dài một năm trên rìa lục địa Nam Mỹ (từ Brazil đến Trinidad) nhằm tìm hiểu nguồn đá mẹ khu vực và các tính chất của tầng chứa. Các Lô 42, 45 ngoài khơi Surinam ở phía Tây - Nam Lô 47 của Tullow là một trong những bồn trũng được công ty xếp hạng cao về tiềm năng dầu khí theo đánh giá của đề án nghiên cứu nói trên. Chìa khóa thành công trong thăm dò dầu khí ở Surinam là xác định được các bể địa tầng, do đó thu nổ địa chấn 3D là rất cần thiết.

Trong quá khứ bồn trũng này được tìm kiếm ở vùng nước nông, với đối tượng là các thành tạo Đệ tam và đến nay chưa mang lại nhiều kết quả. Vì vậy, Công ty quyết định tìm kiếm các đối tượng là bể địa tầng bị chôn vùi trong các rãnh hẻm gần với nguồn đá mẹ, những đối tượng rất tiềm năng nhưng trước đây đã bỏ qua. Cơ sở của quyết định này là các bể địa tầng tuổi Creta đã được phát hiện rìa Đại Tây Dương thuộc Tây châu Phi. Giếng Zaedyus của Tullow đã xác minh quan điểm này là đúng. Dailly tin rằng với diện tích bể chứa mà địa chấn 3D đã khoanh được có thể chứa hàng trăm triệu thùng dầu nhẹ, ngọt như Kosmos Energy hy vọng. Hiện nay, Kosmos Energy đang tìm đối tác để thăm dò thêm địa chấn 3D nhằm xác định vị trí giếng khoan cho kế hoạch thăm dò năm 2014.

Cũng giống như những gì đã làm ở thêm lục địa Ghana, Kosmos Energy có thể sẽ dùng hệ thống khai thác nổi cùng với tàu chứa và xuất dầu cho những phát hiện ở Surinam trên 2 lô có diện tích 1,12 triệu hecta. Đây là vùng thăm dò đầu tiên của Kosmos Energy ngoài khu vực hoạt động truyền thống của họ ở châu Phi. Ngoài Surinam, công ty dầu khí này còn hoạt động ở các bồn trũng biên khác ở Morocco, Mauritani và Cameroon.

Tài liệu tham khảo

1. Alan Petzet. *World's frontier basins draw exploratory efforts*. Oil & Gas Journal 6/2012.
2. Alan Petzet. *Deepwater, land discoveries high-grade East African margin*. Oil & Gas Journal 4/2012.
3. Joe Ejedawe. *Nigeria Potential Waiting to be Tapped*. AAPG Explorer 5/2012.
4. E. Anthony, G. Grauwde, Michael Domangue. *High-volume ESPs restore oil production in Suriname*. Oil & Gas Journal 10/2009.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

TIN TRONG NGÀNH

Hợp tác đầu tư với Petrovietnam, dành riêng cho các nhà đầu tư Nhật Bản



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu phát biểu tại Hội thảo. Ảnh: PVN

Sáng ngày 3/8, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phối hợp với Tổ chức Xúc tiến Thương mại Nhật Bản (JETRO) tổ chức Hội thảo “Hợp tác đầu tư với Petrovietnam, dành riêng cho các nhà đầu tư Nhật Bản” nhằm kêu gọi đối tác Nhật Bản đầu tư vào 9 dự án đầu tư lớn mà Tập đoàn đang triển khai. Trong đó có một số dự án trọng điểm như: Kho chứa LNG 1MTPA Thị Vải, Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ (PVTex), Nhà máy

Nhiệt điện Vũng Áng 1, Nhà máy Thủy điện Hòa Na, Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1, Dự án Cảng Phước An, Nhà máy Đóng tàu Dung Quất và nhiều cơ hội đầu tư vào các doanh nghiệp hàng đầu của Tập đoàn như: PV Gas, PTSC, PV Drilling, PVFC...

Ông Hirokazu Yamaoka, Trưởng đại diện của Văn phòng JETRO tại Hà Nội cho biết, với gần 2.000 doanh nghiệp Nhật Bản đang hoạt động tại Việt Nam, JETRO cam kết tiếp tục thúc đẩy, hỗ trợ Petrovietnam thu hút vốn, công nghệ và kinh nghiệm từ các doanh nghiệp Nhật Bản cũng như sẵn sàng giúp đỡ, tạo điều kiện cho Tập đoàn giới thiệu các dự án để tìm kiếm cơ hội đầu tư.

Đây là lần đầu tiên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thu hút được sự quan tâm của một nhóm lớn các nhà đầu tư Nhật Bản có mặt trong Hội thảo tổ chức tại trụ sở Tập đoàn, đánh dấu tín hiệu khả quan từ sau các chương trình xúc tiến đầu tư của Tập đoàn tại một số thị trường mục tiêu, đặc biệt là Nhật Bản. Trong thời gian tới, Tập đoàn sẽ đẩy mạnh hoạt động này đối với các doanh nghiệp thị trường mục tiêu khác.

Ngọc Linh

Ký hợp đồng EPCI chân đế giàn Thăng Long - Đông Đô

Ngày 10/8/2012, tại Vũng Tàu, Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Sơn JOC) và Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) đã ký hợp đồng thiết kế, mua sắm, chế tạo, hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt chân đế giàn Thăng Long - Đông Đô. Hợp đồng trị giá khoảng 60 triệu USD, dự kiến sẽ hoàn thành vào tháng 5/2013.

Phát biểu tại lễ ký kết, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực tin tưởng Vietsovpetro sẽ hoàn thành xuất sắc công trình này. Trong 7 tháng đầu năm 2012, Petrovietnam đã hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh. Đặc biệt, sản lượng khai thác dầu thô của Tập đoàn tăng 13,6% so với cùng kỳ là nỗ lực to lớn trong giai đoạn nhiều mỏ khai thác lớn đang ở vào giai đoạn cuối, trữ lượng giảm sút.

Với bề dày năng lực kinh nghiệm của mình, Vietsovpetro khẳng định sẽ thực hiện công trình chân đế giàn Thăng Long - Đông Đô với nỗ lực cao nhất, đảm bảo



Lam Sơn JOC và Vietsovpetro ký hợp đồng EPCI chân đế giàn Thăng Long - Đông Đô. Ảnh: CTV

chất lượng, an toàn, đúng tiến độ. Trên thực tế, để đảm bảo tiến độ thi công của dự án, việc chế tạo đã được triển khai từ ngày 22/6/2012 và đến nay đã hoàn thành 5% công việc chế tạo, vượt 0,5% so với tiến độ đề ra.

Nguyễn Huy

Khai thác dòng dầu khí đầu tiên từ WHP-H4 mở Tê Giác Trắng:

Sớm hơn 37 ngày so với kế hoạch



Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang trao tặng Bằng khen của Thủ tướng Chính phủ cho Hoàng Long JOC và PVC-MS

Ngày 17/8/2012, tại Tp. Hồ Chí Minh, Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) và các đại biểu đã thực hiện nghi thức mở van đón dòng dầu đầu tiên từ Giàn đầu giếng H4 (WHP-H4) mở Tê Giác Trắng. Tại buổi lễ, TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Hoàng Long JOC nhấn mạnh ý nghĩa đặc biệt quan trọng của việc đưa giàn H4 Tê Giác Trắng vào khai thác, giúp

cho Hoàng Long JOC trở thành nhà khai thác dầu khí lớn thứ 2 tại Việt Nam và góp phần gia tăng sản lượng dầu khí cho đất nước.

Trước đó, Hợp đồng EPCI khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 trị giá 44 triệu USD giữa Hoàng Long JOC và PVC-MS đã được nỗ lực hoàn thành trước tiến độ với khối lượng công việc trên bờ và hoàn thành lắp đặt, kết nối, vận hành thử ngoài khơi, đảm bảo chất lượng được kiểm chứng và an toàn tuyệt đối với hơn một triệu giờ lao động. Ngày 6/7/2012, dòng dầu khí đầu tiên từ Giàn đầu giếng H4 (WHP-H4) mở 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 đề ra.

Sản lượng dầu khai thác từ mỏ Tê Giác Trắng được vận chuyển bằng hệ thống đường ống ngầm dưới biển tới tàu FPSO Armada TGT 01 với công suất xử lý dự kiến khoảng 55.000 thùng/ngày. Khí thiên nhiên từ mỏ Tê Giác Trắng được vận chuyển qua đường ống ngầm đến Giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ, sau đó được chuyển đến các trạm khí trên bờ.

Ngọc Linh

Khắc phục triệt để các điểm tồn tại kỹ thuật tại NMLD Dung Quất

Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và tổ hợp nhà thầu Technip đã quyết định tạm dừng sản xuất từ ngày 8/8/2012 để xử lý khắc phục sự cố kỹ thuật ở Phân xưởng công nghệ cracking xúc tác (RFCC) - phân xưởng công nghệ quan trọng nhất của NMLD Dung Quất. Hiện Nhà máy đang trong giai đoạn bảo hành, do đó chủ đầu tư xác định ưu tiên hàng đầu là phải khắc phục triệt để và tin cậy các điểm tồn tại kỹ thuật trước khi ký nghiệm thu và bàn giao toàn bộ công trình lần cuối (FA) vào cuối năm nay.

Ông Nguyễn Hoài Giang, Tổng giám đốc BSR cho biết: “Quá trình vận hành liên tục ở công suất 100% suốt thời gian 1 tháng vừa qua (từ 8/7 đến 8/8/2012) đã chứng minh rõ ràng rằng, các vấn đề kỹ thuật chính đã được nhà thầu Technip xử lý khắc phục triệt để, đạt chất lượng về yêu cầu kỹ thuật, ngoại trừ một điểm liên quan đến khớp nối giãn nở nhiệt trên đường xả khí CO của phân xưởng cracking xúc tác. Đây là một trong các điểm tồn tại kỹ thuật mà chủ đầu tư đã xác định được từ giai đoạn đầu vận hành Nhà



Phân xưởng công nghệ cracking xúc tác (RFCC) - phân xưởng công nghệ quan trọng nhất của NMLD Dung Quất. Ảnh: Ngọc Lâm

máy và đã yêu cầu nhà thầu Technip xử lý thay thế thiết bị này. Tuy nhiên, sau 1 tháng vận hành, các chuyên gia phát hiện ra vẫn còn trục trặc ở khớp nối giãn nở nhiệt. Vì vậy, để xử lý triệt để tồn tại kỹ thuật này, nhà thầu Technip đã thống nhất với chủ đầu tư tạm dừng Nhà máy để khắc phục. Toàn bộ chi phí xử lý lỗi kỹ thuật này sẽ do tổ hợp nhà thầu Technip chịu trách nhiệm”.

Minh Sỹ

Thân dầu trong đá móng Tiền Cambri và tiềm năng chứa dầu khí khu vực Ruman, bể Melut

Trung tâm Hỗ trợ Kỹ thuật - Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Tập đoàn Dầu khí Cộng hòa Sudan đã nghiên cứu chung dự án “Thân dầu trong đá móng Tiền Cambri và tiềm năng chứa dầu khí khu vực Ruman, bể Melut”. Đây là khu vực tập trung nhiều mỏ dầu đã và đang được tổ chức khai thác. Tuy nhiên, đối tượng móng Tiền Cambri, đã phát hiện dầu thương mại, nhưng chưa được tổ chức nghiên cứu và đưa vào khai thác.

Đây là dự án lớn bao gồm từ khâu tái xử lý, minh giải cấu trúc và minh giải đặc biệt tài liệu địa chấn 3D đối với đối tượng móng đến khâu phân tích mẫu lõi, mẫu lát mỏng và tái xử lý tài liệu địa vật lý giếng khoan bằng phần mềm BASROC 3.0. Một trong những nhiệm vụ đặc biệt quan trọng của dự án là nghiên cứu lịch sử tiến hóa địa chất, kiến tạo khu vực Ruman nói riêng và bể Melut nói chung, trên cơ sở đó nghiên cứu cơ chế hình thành các

đới nứt nẻ trong khối móng nhô và đặc điểm phân bố của chúng phục vụ cho việc xây dựng mô hình địa chất, tính toán trữ lượng và đề xuất thiết kế các giếng khoan thăm dò, thăm lượng bổ sung.

Giá trị lớn nhất của công trình nghiên cứu này là tập thể tác giả đã đưa ra phương pháp luận tổng thể và ứng dụng các phương pháp công nghệ tiên tiến để nghiên cứu mỏ dầu trong đá móng nứt nẻ, trên cơ sở đó có thể, không những góp phần để nghiên cứu bổ sung nhằm đưa mỏ Ruman vào khai thác, mà còn áp dụng để nghiên cứu các mỏ dầu khác trong đá móng nứt nẻ thuộc Cộng hòa Sudan. Một kết quả đáng khích lệ là trên cơ sở những luận điểm mới các công ty dầu của Sudan đã thu được 2 phát hiện mới chứa dầu trong đá móng nứt nẻ.

Phát biểu tại Hội nghị nghiệm thu báo cáo, Bộ trưởng Bộ Dầu khí Cộng hòa Sudan đánh giá cao kết quả thực hiện dự án.

Đặng Ngọc Quý, Hoàng Văn Quý

Công tác bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau diễn ra an toàn, chất lượng



Hội thảo đánh giá rút kinh nghiệm công tác bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau lần thứ I/2012. Ảnh: Thái Sơn

Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tổ chức Hội thảo đánh giá rút kinh nghiệm công tác bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau lần thứ I/2012. Theo đánh giá, công tác bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau lần thứ I/2012 đã diễn ra an toàn, chất lượng; đội ngũ kỹ sư bảo dưỡng làm chủ kế hoạch và tiến độ, đặc biệt hoàn thành sớm 1 ngày so với kế hoạch. Trong đó, các hạng mục bảo dưỡng đều hoàn thành đạt chất lượng theo yêu cầu mà không cần phải thuê đơn vị tư vấn, hỗ trợ lập kế hoạch, quản lý và tổ chức bảo dưỡng. Qua quá trình kiểm nghiệm từ khi khởi động lại, các phân xưởng và các thiết bị của Nhà máy vận hành an toàn, ổn định theo đúng thiết kế và cho ra sản phẩm đạt chất lượng, không có trường hợp nào dừng máy để sửa chữa lại.

Lan Anh

Hội thảo đảm bảo kế hoạch sản lượng của Vietsovpetro năm 2012

Ngày 2/8, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) tổ chức Hội thảo khoa học về thực trạng trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác



Ông Lê Việt Hải - Phó Tổng giám đốc địa chất Vietsovpetro phát biểu tại Hội thảo. Ảnh: VSP

nhằm đảm bảo kế hoạch sản lượng của Vietsovpetro năm 2012. Hội thảo là dịp để tuổi trẻ Vietsovpetro trao đổi, thảo luận những giải pháp cụ thể về khoa học công nghệ, đảm bảo hoàn thành các chỉ tiêu về sản lượng của Vietsovpetro trong năm 2012 và các năm tiếp theo.

Phần đầu thực hiện kế hoạch sản xuất - kinh doanh năm 2012 do Hội đồng Vietsovpetro phê duyệt, tính đến ngày 5/8/2012, Vietsovpetro đã khai thác 3,68 triệu tấn dầu, bằng 60% kế hoạch năm, doanh thu bán dầu đạt 80% kế hoạch năm với mức 3,32 tỷ USD.

Tổ Uyên

Petronas tìm hiểu cơ hội hợp tác đầu tư với PVC-MS



Lãnh đạo PVC-MS tiếp đoàn công tác của Petronas. Ảnh: PVC

Ngày 9/8/2012, ông Zainuddin Kamarudin - Giám đốc phát triển dự án của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) dẫn đầu đoàn công tác đã đến Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) để khảo sát thị trường, tìm hiểu cơ hội hợp tác đầu tư.

Ông Zainuddin Kamarudin cho biết, Petronas hiện có rất nhiều dự án đầu tư lớn trong lĩnh vực dầu khí tại Malaysia, Indonesia, Thái Lan. Việt Nam là một thị trường rất tiềm năng mà Petronas đã và đang hướng tới với hàng

loạt dự án đầu tư. Trong đó, dự án phát triển mỏ Kim Cương (Diamond) tại Việt Nam đang được Petronas thực hiện và PVC-MS là đối tác thực hiện gói thầu EPC này. Ông Zainuddin Kamarudin đánh giá cao năng lực thi công, xây lắp của PVC-MS; đồng thời khẳng định đây là đối tác tiềm năng của Petronas trong tương lai để thực hiện các dự án do Tập đoàn này làm chủ đầu tư tại Việt Nam và các nước trong khu vực.

Với bề dày gần 30 năm kinh nghiệm, PVC-MS đã khẳng định năng lực trong lĩnh vực thi công chế tạo công trình dầu khí, được chủ đầu tư trong và ngoài nước tin tưởng giao thực hiện hàng loạt các dự án lớn: chân đế giàn Đại Hùng (sâu 110m nước, trọng lượng 7.200 tấn), giàn khai thác khí Mộc Tinh (sâu 130m nước, trọng lượng trên 13.000 tấn) và nhiều dự án quan trọng khác như giàn RC5, RC Đồi mỗi, RC1, RC3, BK14, BK15, BK9, RC6, RC7, Topside BK 15, chân đế và Topside Mèo Trắng...

Minh Phương

PV OIL nhận bàn giao khu bồn chứa và trạm xuất xăng dầu Quảng Ngãi



Khu bồn chứa và trạm xuất xăng dầu Quảng Ngãi tại Khu kinh tế Dung Quất. Ảnh: PTSC

Vừa qua, tại Khu kinh tế Dung Quất, Liên danh nhà thầu Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP (PVE), PETECHIM đã tiến hành bàn giao công trình Khu bồn chứa và trạm xuất xăng dầu Quảng Ngãi cho chủ đầu tư là Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) sau 11 tháng khẩn trương thi công.

Các hạng mục chính của công trình bao gồm: khu bồn chứa sản phẩm xăng, dầu với tổng sức chứa

khoảng 7.000m³, hệ thống nhà văn phòng điều hành, cụm công nghệ nhập sản phẩm từ hệ thống đường ống ra cảng, khu vực công nghệ bồn xuất sản phẩm, khu vực công nghệ xuất sản phẩm xe bồn, hệ thống điều khiển và các hạng mục phụ trợ khác...

Công trình được hoàn thành đúng tiến độ, chất lượng và an toàn. Tổng số giờ làm việc an toàn của dự án đã đạt là 97.987 giờ và không xảy ra bất kỳ sự cố đáng tiếc nào trong suốt quá trình thực hiện dự án.

Sau khi hoàn thành và đưa vào sử dụng, công trình trên sẽ tiếp nhận và trực tiếp phân phối sản phẩm xăng dầu từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho khu vực duyên hải Nam Trung Bộ và Tây Nguyên, góp phần tích cực vào việc điều tiết, bình ổn thị trường xăng dầu trong nước.

Đoàn Hùng

Ra mắt cuốn sách "Dầu khí Việt Nam những năm tháng không quên"

Ngày 12/8/2012, cuốn sách "Dầu khí Việt Nam những năm tháng không quên" đã chính thức ra mắt bạn đọc. Cuốn sách dày hơn 600 trang với nhiều bài được viết ở nhiều thể loại khác nhau như hồi ký, bút ký, chuyên ngắn, dầu khí diễn nghĩa, thơ, nhạc, trường ca... Cuốn sách ghi lại chặng đường đầu phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam - đầy khó khăn, vất vả nhưng thật hân diện, tự hào của lớp cha anh đã cống hiến cả cuộc đời mình cho sự nghiệp dầu khí.

Trong cuốn sách có nhiều bức ảnh lần đầu tiên ra mắt bạn đọc như: "Lắp bê tông trên miệng giếng khoan Chũ, An Châu, Bắc Giang"; "Huyền thoại tắm dầu trên miệng giếng 63"; "Dòng khí đầu tiên từ giếng khoan 61, miền vông Hà Nội"... Cuốn sách được phát hành với giá 80.000 đồng. Tiền bán sách được đóng góp vào Quỹ "Tấm lòng vàng dầu khí" nhằm tri ân những người đã góp nhiều công sức cho sự nghiệp Dầu khí Việt Nam và giúp đỡ những gia đình trong làng dầu khí có hoàn cảnh đặc biệt khó khăn.

Hoàng Quý

Hạ thủy và vận chuyển hệ thống máy nén khí cho KNOC



Hệ thống trạm máy nén khí (Booster Compressor) trên giàn Rồng Đồi do PTSC POS chế tạo. Ảnh: Đỗ Khánh

Công ty CP Dịch vụ Lắp đặt, Vận hành và Bảo dưỡng Công trình Dầu khí biển PTSC (PTSC POS) mới đây đã hạ thủy và vận chuyển hệ thống nén khí thuộc Dự án lắp đặt, đấu nối và chạy thử hệ thống trạm máy nén

khí (Booster compressor) trên giàn Rồng Đồi cho Công ty Dầu khí Quốc gia Hàn Quốc (KNOC). Đây là dự án mà lần đầu tiên PTSC POS thực hiện vai trò tổng thầu EPCI từ thiết kế, mua sắm chế tạo và lắp đặt và chạy thử cho hệ thống nén khí với mục đích tăng áp suất dẫn khí từ giàn Rồng Đồi vào hệ thống đường ống Nam Côn Sơn. Tổng giá trị của dự án khoảng 46,7 triệu USD, dự án dự kiến sẽ được hoàn thành vào ngày 31/12/2012.

Đến nay, PTSC POS đã hoàn thành công tác thiết kế, chế tạo hệ thống nén khí và chuẩn bị cho giai đoạn thực hiện dự án ở ngoài khơi bao gồm các công tác vận chuyển, lắp đặt và chạy thử hệ thống nén khí trước khi giao cho KNOC. Đến thời điểm này, PTSC POS đã thực hiện được hơn 80% khối lượng công việc một cách an toàn, chất lượng, đúng tiến độ và đáp ứng đầy đủ yêu cầu khắt khe của khách hàng.

Khánh Linh

Đảm bảo hiệu quả hoạt động đội tàu dịch vụ dầu khí



PTSC Marine đã cho thuê 134 lượt tàu dịch vụ ngắn và dài hạn trong 6 tháng đầu năm 2012. Ảnh: PTSC

Công ty Tàu dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine) cho biết, trong 6 tháng đầu năm 2012, PTSC Marine đã duy trì tốt hoạt động của đội tàu dịch vụ dầu khí, bảo đảm công tác sản xuất kinh doanh an toàn, hiệu quả. PTSC Marine đã thực hiện cho thuê 134 lượt tàu dịch vụ ngắn và dài hạn; đàm phán, ký mới và gia hạn 96 hợp đồng ngắn hạn, dài hạn với tổng giá trị hợp đồng 160 triệu USD. Tổng số ngày

làm việc của đội tàu PTSC Marine trong 6 tháng đầu năm là 9.153 ngày, tăng 15% so với cùng kỳ năm 2011.

Đối với công tác cung cấp tàu bảo vệ và trực an ninh mỏ, PTSC Marine đã triển

khai nhiều hợp đồng cung cấp tàu bảo vệ cho công tác khảo sát địa chấn, địa chất công trình; phối hợp tốt cùng các đơn vị của Bộ Quốc phòng cung cấp tàu trực an ninh, trực bảo vệ cho các hoạt động thăm dò của Tập đoàn, trực an ninh cho các mỏ của JVPC, Trường Sơn JOC, Petronas, Cửu Long JOC, Biển Đông POC..., góp phần thực hiện tốt nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền biển đảo của Tổ quốc.

Đồng Văn

Ký thỏa thuận khung hợp đồng vận chuyển khí Hải Thạch - Mộc Tinh

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các chủ đường ống khí Nam Côn Sơn bao gồm: Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas), ConocoPhillips Vietnam và TNK Pipelines vừa ký kết thỏa thuận khung hợp đồng vận chuyển khí Hải Thạch - Mộc Tinh, Lô 05.2 & 05.3. Khí Hải Thạch - Mộc Tinh sau khi khai thác sẽ được vận chuyển tới hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn tại điểm giao nhận khí mã hiệu KP75, cách giàn Lan Tây 75km. Khí về bờ sau khi được xử lý tại Trạm xử lý khí Nam Côn Sơn (Dinh Cố) sẽ được cung cấp cho các khách hàng/hộ tiêu thụ.

Việc ký kết thỏa thuận này đánh dấu một bước phát triển mới của PV Gas trong việc tìm kiếm các cơ hội kinh doanh trong lĩnh vực khí đốt; góp phần vào việc bổ sung nguồn khí cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia.

Nguyễn Cẩm

TIN THẾ GIỚI

BP đầu tư 12 tỷ USD vào dự án khí LNG ở Indonesia



Dự án LNG ở Bắc Sumatra, Indonesia. Nguồn ảnh: Drillingahead.com

Công ty Năng lượng toàn cầu British Petroleum (BP) của Anh có kế hoạch đầu tư 12 tỷ USD vào một dự án khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) tại Tangguh ở Tây Papua, Indonesia. Phó giám đốc BP Migas tại Indonesia,

I.G Pradnyana cho biết nhà máy lọc dầu của Công ty tại Tangguh có hai cơ sở lọc dầu và hóa lỏng khí tự nhiên với công suất 7,6 triệu tấn/năm. Theo kế hoạch, trong năm tới BP sẽ khởi công xây dựng tại đây thêm một nhà máy có công suất sản xuất 3,8 triệu tấn LNG/năm. Dự kiến, Nhà máy sẽ được hoàn thành vào năm 2017.

BP hiện sở hữu 37,16% cổ phần trong BP Migas - công ty liên doanh giữa Indonesia và BP đang tiến hành khai thác 6 mỏ khí tự nhiên có trữ lượng 14,4 nghìn tỷ feet khối (1 feet khối = 0,0283m³) ở Indonesia. Bộ Năng lượng và Khoáng sản Indonesia cho biết với các dự án đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực khí đốt, nước này có thể sẽ sản xuất trung bình 5.118mmscfd (triệu feet khối tiêu chuẩn mỗi ngày) khí tự nhiên mỗi năm từ nay cho đến năm 2020.

Việt Tú (TTXVN)

Malaysia và Myanmar ký nhiều hợp đồng dầu khí mới

Malaysia Petronas vừa ký 3 hợp đồng PSC với Petronas Carigali và Hess E&P Malaysia, mở đầu quá trình thăm dò và khai thác dầu khí ở bồn trũng Bắc Malaysia. Đây là một dự án tích hợp nhằm phát triển mỏ khí nằm cách bờ biển phía Đông Malaysia 300km với chi phí 5,2 tỷ USD trong thời hạn 5 năm. 5 mỏ khí vùng xa xôi/khó khăn khác với trữ lượng 1,7Tcf sẽ được phát triển đồng thời với các công trình thu gom, xử lý và đường ống dẫn dài 800km về đất liền. Sản lượng dự kiến vào Quý I/2013 là 100mmscfd và vào Quý II/2015 sẽ nâng lên đạt 300mmscfd.

Myanmar PTTEP đã ký một hợp đồng PSC cho 2 lô trên đất liền thuộc miền Trung Myanmar. PTTEP South Asia là nhà điều hành và Win Precious Resources có quyền lợi lần lượt 90% và 10% trên lô PSC-G rộng 13.330km² và lô EP-2 rộng 1345km². Đây là 2 trong 8 lô được Myanmar mở thầu vào năm 2010. Liên doanh này sẽ đo địa chấn 2D và khoan 4 giếng với cam kết đầu tư tối thiểu 24 triệu USD trong thời gian thăm dò kéo dài 3 năm. Một hợp đồng khác trên lô PSC-1 thuộc bồn trũng Trung Burma trên đất liền, rộng 3.600km², chào thầu năm 2011, được giao cho liên doanh Jubilant Energy (77,5%) và Parami Energy Development (22,5%). Công tác thăm dò địa chấn 2D và 3D sẽ bắt đầu vào cuối năm 2012.

Trần Ngọc (theo Asian Oil & Gas)

Venezuela và Argentina hợp tác khai thác dầu mỏ

Công ty Dầu mỏ Quốc doanh YPF của Argentina đã trở thành công ty mới nhất được cấp phép khai thác dầu mỏ tại lưu vực sông Orinoco, một trong những khu vực giàu dầu mỏ của Venezuela. Thỏa thuận này được ký giữa Tổng thống Venezuela Hugo Chavez và người đồng cấp Argentina Cristina Fernández tại thủ đô Brasilia của Brazil, nơi diễn ra Hội nghị thượng đỉnh bất thường của Khối thị trường chung Nam Mỹ (MERCOSUR). Thỏa thuận kêu gọi thành lập một liên doanh giữa các công ty dầu mỏ hai nước để khai thác các nguồn dự trữ dầu mỏ khổng lồ ở lưu vực sông Orinoco.

Lưu vực sông Orinoco có diện tích 55.000km² nằm ở miền Đông Venezuela, dự kiến có trữ lượng khoảng 235.000 triệu thùng dầu. Năm 2011, khoảng 30 công ty từ hơn 20 quốc gia khác nhau đã tham gia khai thác dầu mỏ tại đây.

Hà Phong (theo TTXVN)



Triển vọng phát triển nhiên liệu sinh học từ tảo



Một trong những mô hình trang trại trồng tảo. Nguồn ảnh: Sapphire Energy

Theo Oil Price (Australia), những tiến bộ khoa học công nghệ đang khiến nhiên liệu sinh học tảo trở thành một ngành có thể sản xuất thương mại, cùng tiềm năng mang lại lợi nhuận. Theo nghiên cứu của SBI, dự báo đến năm 2015 thị trường nhiên liệu sinh học tảo có thể đạt 1,6 tỷ USD với mức tăng trưởng hàng năm 43,1%. Báo cáo "Các công nghệ nhiên liệu sinh học từ tảo: Xu hướng thị trường và sản phẩm toàn cầu 2010 - 2015" của SBI cũng khẳng định việc sản xuất tảo cho nhiên liệu sinh học là "khả thi và hấp dẫn nhất" trong số các loại nhiên liệu sinh học, do lợi nhuận cao tính theo diện tích gieo trồng và ảnh hưởng môi trường thấp nhất. Sự quan tâm của các

tập đoàn dầu khí lớn (như ExxonMobil, Chevron, BP, Dow Chemical, Desmet Ballestra...) sẽ thúc đẩy khoản đầu tư cần thiết cho việc sản xuất thương mại thành công nhiên liệu sinh học từ tảo.

Một lĩnh vực đầu tư đặc biệt hứa hẹn là công nghệ để sản xuất hàng loạt nhiên liệu sinh học từ tảo. Phòng Nghiên cứu Quốc gia Idaho (Idaho National Laboratory, INL - Mỹ) đã nhận được đơn đặt hàng thử nghiệm để khử nước trong tảo và loại bỏ chất bẩn từ nước dùng để khai thác dầu và khí đốt đá phiến với quy mô lớn từ Origin Oil. Tầm quan trọng của việc này là nó có thể thúc đẩy việc phát triển công nghệ tảo bởi vì Origin Oil đang tập trung vào công trình công nghệ sạch khai thác dầu khí và thu hoạch tảo. INL đang hy vọng thiết bị mới sẽ giảm đáng kể rào cản khử nước tảo, phục vụ cho sản xuất nguyên liệu pha trộn từ sinh khối tảo để sản xuất nhiên liệu, thực phẩm và các sản phẩm khác.

Một nhân tố khuyến khích nữa đối với ngành nhiên liệu sinh học từ tảo là việc Chính phủ Mỹ tiếp tục gia hạn tín dụng thuế 1USD/gallon nhiên liệu sinh học thêm một năm, sau khi hết hạn vào 31/12/2013. Đây là cơ hội quan trọng để phát triển ngành sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo.

Thanh Hoa (TTXVN)

Canada cần đa dạng hóa các nguồn năng lượng

Ngày 5/8, Bộ trưởng Tài nguyên Canada Joe Oliver cho biết sự phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu hóa thạch ngày càng làm nước này dễ bị suy yếu hơn. Xu hướng toàn cầu đối với nguồn năng lượng sạch, khí thải carbon thấp sẽ tác động mạnh mẽ đến toàn bộ nền kinh tế của Canada. Ông Joe Oliver cho rằng, cần phải sớm đưa ra những quyết định thông minh trước những thách thức mới đang diễn ra. Đất nước cần tiếp tục đa dạng hóa các nguồn năng lượng và đảm bảo rằng các nguồn năng lượng này có thể tiếp cận các thị trường toàn cầu, đồng thời phải tìm cách để đáp ứng yêu cầu ngày càng tăng đối với phát triển năng lượng bền vững trong nước phù hợp với tiêu chuẩn môi trường.

Theo Bộ Tài nguyên Canada, nước này đứng cuối nhóm G8 về đầu tư năng lượng sạch. Trong năm 2007

- 2008, giá trị đầu tư cho các sản phẩm xanh và dịch vụ nhằm giảm lượng khí thải carbon và các loại khí thải gây hiệu ứng nhà kính khác ước tính lên đến 6,5 nghìn tỷ USD. Ông Oliver nêu rõ một số nước đã sử dụng "chính sách bảo hộ" để "tăng cường khả năng cạnh tranh cho các nhà sản xuất" công nghệ sạch trong nước với các đối thủ nước ngoài thông qua các tiêu chuẩn, thuế quan và một số quy định của các địa phương. Kể từ năm 2006, Chính phủ Canada đã đầu tư hơn 10 tỷ USD vào các chương trình giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính và xây dựng một môi trường bền vững hơn thông qua việc cải thiện cơ sở hạ tầng, hiệu quả sử dụng năng lượng, cũng như thúc đẩy công nghệ năng lượng sạch và sử dụng nhiên liệu sạch hơn.

Thanh Hải (TTXVN)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

1. Tình hình cung - cầu

Nhu cầu dầu khí cũng như các sản phẩm lọc giảm nhẹ ở khối các nước kinh tế phát triển OECD, nhất là tại Mỹ, Canada, Hàn Quốc, Tây Âu khuynh hướng giảm duy trì liên

tục từ năm 2010 đến nay. Ở các nước đang phát triển nhu cầu vẫn tăng nhưng cường độ không lớn. Hai nước chi phối lớn nhất mức cầu trên thị trường là Trung Quốc và Ấn Độ đã giảm tốc độ tăng cầu đáng kể.

Bảng 1. Diễn biến cung - cầu dầu thô toàn thế giới năm 2010 - 2012

Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Cung/cầu	Quý I/2012	Quý I/2011	Quý I/2010
1	Cầu dầu thô			
1.1	Các nước OECD			
	Mỹ	18,56	18,90	19,49
	Canada	2,20	2,26	2,23
	Nhật Bản	5,30	4,83	4,57
	Hàn Quốc	2,31	2,30	2,35
	Pháp	1,84	1,78	1,86
	Italia	1,30	1,43	1,56
	Vương quốc Anh	1,53	1,56	1,61
	Đức	2,30	2,43	2,54
	Các nước châu Âu khác	6,72	6,88	7,27
	Australia & New Zealand	1,48	1,48	1,42
	Các nước khác	2,04	2,1	2,06
	Tổng cầu OECD	45,58	45,95	46,96
1.2	Các nước ngoài OECD			
	Trung Quốc	10,13	9,82	10,00
	Liên Xô cũ	4,70	4,76	4,54
	Ấu châu ngoài OECD	0,74	0,77	0,75
	Châu Á ngoài OECD	10,40	10,30	9,95
	Các nước khác	16,58	16,63	15,85
	Tổng cầu ngoài OECD	42,55	42,28	41,09
	Tổng cầu toàn thế giới	88,13	88,23	88,05
2	Cung dầu thô			
2.1	Các nước OECD			
	Mỹ	10,74	10,61	9,94
	Canada	3,85	3,86	3,64
	Mexico	2,94	2,94	2,95
	Biển Bắc	3,35	3,33	3,75
	Các nước OECD khác	1,51	1,55	1,55
	Tổng cung của OECD	22,39	22,29	21,83
2.2	Các nước ngoài OECD			
	Liên Xô cũ	13,41	13,30	13,36
	Trung Quốc	4,32	4,21	4,42
	Ngoài OECD khác	12,00	12,59	12,90
	Tổng ngoài OECD	29,73	30,10	30,68
	OPEC	36,81	35,73	35,14
	Tổng cung toàn thế giới	88,93	88,12	87,65

Nguồn: US Energy Information Administration, 8/2012

Bảng 2. Diễn biến giá dầu thô ký trong tháng 5

và 6/2012

Đơn vị: USD/thùng

	6/2012	5/2012
Giá dầu chuẩn của OPEC	93,98	108,07
Arab nhẹ của Saudi Arabia	94,51	108,48
Bashrah nhẹ Iraq	92,02	105,94
Bonny nhẹ 37° Nigeria	97,19	112,87
ES Sider Libya	96,04	111,27
Grassol Angola	96,44	111,20
Iran nặng	93,09	107,06
Kuwait xuất khẩu	93,32	107,55
Marine Qatar	94,86	107,79
Merey Venezuela	87,52	99,97
Murban UEA	96,76	110,58
Oriente Ecuador	89,22	102,25
Sahara trộn, 44° - Algeria	94,69	110,27
Minas 34°	104,83	120,21
Fateh 32° Dubai	94,44	107,71
Brent 38°	95,19	110,20
Isthmus 33° Mexico	93,16	107,20
Tia Juana 31° Venezuela	NA	NA
Urals Nga	93,81	109,21

Nguồn: Oil and Gas Journal 6/8/2012

Bảng 3. Diễn biến giá dầu Brent và WTI spot từ ngày 6/7 đến ngày 2/8/2012

Ngày	Dầu WTI (USD/thùng)	Dầu Brent (USD/thùng)
6/7/2012	85,00	98,00
10/7/2012	84,00	97,00
14/7/2012	86,00	99,00
18/7/2012	89,00	104,00
22/7/2012	92,00	108,00
26/7/2012	88,00	103,00
30/7/2012	99,00	107,00
2/8/2012	89,00	105,00
10/8/2012	92,31	113,22
12-13/8/2012	93,92	113,30
14-15/8/2012	94,21	114,16
16/8/2012	94,33	114,66

Nguồn: Oil Price Net 2/8/2012

Về nguồn cung, sản lượng dầu khí vẫn khá ổn định, riêng sản lượng của Mỹ tăng mạnh nhờ nguồn dầu khí khai thác từ đá phiến sét. Với cung lớn hơn cầu nên giá dầu thô hiện vẫn ở mức thấp hơn so với cuối năm 2011. Tuy nhiên, giá dầu từ đầu tháng 8/2012 đã bắt đầu phục hồi nhẹ (Bảng 1, 2, 3). Giới dự báo hy vọng giá dầu sẽ tăng trên 100USD/thùng vào cuối tháng 8, đầu tháng 9/2012.

2. Công nghiệp khí đốt

Trữ lượng khí toàn cầu tăng nhanh, nhiều phát hiện khí quan trọng ở Nam châu Phi, Nam Mỹ, Biển Bắc và tiềm năng to lớn của khí từ đá phiến sét, đá cát rắn chắc cũng như những tiến bộ công nghệ hóa lỏng khí bằng các phương tiện nổi ngay tại nơi khai thác và chế biến khí thành nhiên liệu lỏng đã làm thay đổi diện mạo của ngành công nghiệp khí thế giới. Nhu cầu tiêu thụ khí đốt ngày càng lớn, đặc biệt sản lượng LNG trên thế giới tăng cao, khiến quá trình tạo dựng thị trường khí đốt toàn cầu thay cho thị trường khu vực hoặc địa phương tiến nhanh hơn dự báo (Bảng 4).

3. Thị trường sản xuất giàn khoan tự nâng

Một trong những hoạt động mang lại hiệu quả kinh tế cao trong ngành dầu khí là dịch vụ kỹ thuật, trong đó ngành đóng các giàn khoan và tàu chuyên

Bảng 4. Sản lượng LNG thế giới

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

TT	Vùng/nước	Sản lượng trung bình 4 tháng đầu năm 2012	Sản lượng trung bình 4 tháng đầu năm 2011
1	Tây bán cầu	3.884	3.649
	Hoa Kỳ	2.354	2.067
	Canada	651	643
	Venezuela	200	214
	Brazil	84	88
	Mexico	377	393
	Các nước khác	218	245
2	Tây Âu	426	352
	Na Uy	340	248
	Vương quốc Anh	72	90
	Các nước khác	14	14
3	Đông Âu	643	637
	Nga	448	442
	Các nước Liên Xô cũ	186	180
	Các nước khác	9	15
4	Châu Phi	689	671
	Algeria	355	350
	Ai Cập	150	175
	Libya	103	69
	Các nước khác	81	77
5	Trung Đông	2.694	2.679
	Saudi Arabia	1.625	1.601
	Các nước khác	1.069	1.078
6	Châu Á - Thái Bình Dương	498	530
	Trung Quốc	NA	NA
	Australia	62	63
	Ấn Độ	115	115
	Các nước khác	320	352
	Toàn thế giới	8.833	8.518

Nguồn: Oil and Gas Journal 6/8/2012

Bảng 5. Giá thành đóng giàn khoan tự nâng chân thép ở Mỹ (2000 - 2011)

Tên giàn	Giá thành (triệu USD)	Năm	Giá thành (triệu USD) năm 2010
Bob Palmer	240	2000	326
Bob Keller	100	2002	129
JP Bussel	125	2004	149
Atwood Aurora	177	2006	198
Joe Douglas	200	2007	215
Perforadora central I	195	2011	191
Giá trung bình 1 giàn			180 (tương đương khoảng 184 triệu USD 2012)

Nguồn: Riglorix 2011/Oil and Gas Journal 6/8/2012

Ghi chú: Loại thép dùng cho phần nổi có độ thép 34 - 51Ksi; dùng cho chân đế là loại thép 72 - 100Ksi

dụng rất được quan tâm. Dưới đây là một số thông tin về giá một số loại giàn tự nâng cũng như chi phí nhân công, thiết bị... để bạn đọc tham khảo (Bảng 5, 6, 7, 8).

4. Hoạt động mua bán tài sản dầu khí

Trong thời kỳ kinh tế suy thoái, nhìn chung hoạt động mua bán tài sản dầu khí không sôi động, hiện tượng sáp nhập xảy

ra phần lớn trong phạm vi các công ty nhỏ hoặc giữa các công ty con của cùng một tập đoàn với nhau. Công ty PLS (Mỹ) cho biết hoạt động giao dịch tài sản dầu khí ở Mỹ giảm vào cuối tháng 5 đầu tháng 6/2012 vì trong thời gian đó giá dầu WTI giảm gần 20%. Hoạt động mua bán tài sản dầu khí ở Canada, Biển Bắc số lượng giao dịch không nhiều. Ngày 23/7/2012, CNOOC (Trung Quốc) thông báo đã đạt được thỏa thuận mua lại Nexen (Canada) với giá 15,1 tỷ USD. Đây là giao dịch đầu tư lớn nhất của Trung Quốc về dầu khí tại Canada và dự kiến thỏa thuận mua bán này sẽ được hoàn tất vào Quý IV/2012. Vì Nexen hiện đang có một số mỏ tại Mỹ, nên nếu giao dịch này được Chính phủ Canada và Mỹ chấp thuận thì có nghĩa Trung Quốc sẽ đặt một chân vào đất Mỹ,

Bảng 6. Giá thành trung bình đóng giàn khoan tự nâng giai đoạn 1996 - 2011 ở Mỹ

		Giá thành (triệu USD)
Theo mức nước sâu (2011)	300m	133,00
	350m	164,00
	375m	176,00
	400m	270,00
	550m	326,00
Theo loại giàn	KFELS B class	147,00
	KFELS B class super	174,00
	Le Tourneau 240C	199,00
	Le Tourneau super 116	127,00
	Le Tourneau super 116E	188,00
	Le Tourneau Gorille 219-C	309,00
	Le Tourneau XL 224C	326,00
	Le Tourneau XL 225C	233,00
Giá thiết bị khoan đặt trên giàn (2010)	Top drive (truyền động trên đỉnh)	3,31
	BOP (cụm nắp bit an toàn)	2,65
	Choke manifold (ống góp)	1,33
	BOP handler (thiết bị nâng BOP)	0,82
	Mud pum (bơm bùn khoan)	1,92

Nguồn: Riglorix 2011/Oil and Gas Journal 6/8/2012

Bảng 7. Chi phí nhân lực làm việc trong ngành đóng giàn khoan ở Mỹ (2011)

Giá trị năng suất (USD/giờ lao động)	Tiền lương USD/giờ	Lương USD/giờ
	Loại làm việc 36 giờ/tuần	Loại làm việc 38 giờ/tuần
90	66	69
100	59	62
110	54	57

Nguồn: Riglorix 2011/Oil and Gas Journal 6/8/2012

Bảng 8. Trọng lượng giàn tự nâng theo loại giàn và hãng sản xuất

Hãng sản xuất/ năm sản xuất	Massie-1990	Cassidy-2004	William-1999	PetroProd-2002	GlobalChimeks-2009
Loại giàn	Generic	Generic	Generic	CJ70	F&GL 780
Môi trường thiết kế	Trung bình	Hà khắc	Hà khắc	Hà khắc	Trung bình
Trọng khối phần nổi (tấn); % của trọng lượng toàn giàn	5.000; 41%	17.577; 65%	17.700; 73%	11.221; 39%	4.219; 58%
Trọng khối chân (tấn); % của trọng lượng toàn giàn	1.400; 34%	3.141; 35%	2.123; 26%	2.255; 24%	1.760; 24%
Máy móc trên giàn (tấn); % của trọng lượng toàn giàn	3.000; 25%	NA	NA	10.614; 37%	1.270; 17%
Tàu nhẹ (tấn)	12.200	27.000	24.069	28.600	7.267

Nguồn: Oil and Gas Journal 6/8/2012

điều mà từ trước đến nay Trung Quốc không làm được.

Nổi bật nhất ở Mỹ là các giao dịch mua bán các đề án tăng cường thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép CO₂ cũng như các đề án khai thác dầu khí từ đá phiến sét giữa các công ty chuyên ngành. Theo thông tin từ các phương tiện truyền thông, Linn Energy mua cổ phần ở mỏ Jonah của BP với giá 1,025 tỷ USD; Osaka Gas liên doanh với Capox trên một diện tích ở Pearsal với phần

đóng góp vốn 250 triệu USD; Mitsui mua một tài sản của BP ở Biển Bắc với giá 280 triệu USD và Pertamina mua một tài sản dầu khí ở Venezuela từ Công ty Harvest Natural Resources với giá 725 triệu USD. Các thông tin chi tiết (Bảng 9) và các tham số cần tham khảo là giá mua các trữ lượng dầu, khí xác minh phụ thuộc vào độ lớn của vùng mỏ cũng như các điều kiện địa lý - địa chất - khí hậu ở nơi có mỏ.

Bảng 9. Một số giao dịch mua bán mỏ dầu khí từ ngày 17/5 đến ngày 14/6/2012

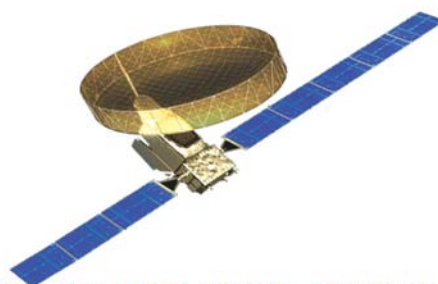
Ngày	17/5/2012	9/5/2012	31/5/2012	4/6/2012	5/6/2012	12/6/2012	14/6/2012
Bên mua	Atlas Res.P.LP	Kufpec	Cequence Energy Ltd	Forestar Group Inc	Pacific Rubiales Energy Corp.	Iona Ener. AS	Bridge Energy AS
Bên bán	Titan Op.LLC	EnOquest PLC	Open R.Energy Corp.	Credo	Petro Magdalena Energy Corp	MP Oil & Gas	OMV
Địa điểm tài sản	Mỹ (dầu khí phiến sét)	Vương quốc Anh	Canada	Mỹ	Columbia	Vương quốc Anh	Na Uy
Giá trị trữ lượng xác minh (triệu USD)	184,0	182,0	137,6	62,4	295,0	67,3	14 (2P reserve)

Nguồn: Oil & Gas Financial Journal 7/2012

Hà Phong

CÔNG TY TNHH MTV THÔNG TIN ĐIỆN TỬ HÀNG HẢI VIỆT NAM

Số 02 Nguyễn Thượng Hiền, Hồng Bàng, Hải Phòng – Tel: 84.31.3746 464 – Fax: 84.31.3747 062
Email: contact@vishipel.com.vn – Website: www.vishipel.com.vn



Công ty TNHH MTV Thông tin Điện tử Hàng hải Việt Nam (VISHIPEL), Silver Partner của inmarsat, là nhà cung cấp dịch vụ vệ tinh hàng đầu Việt Nam, với các hoạt động chính:



Cung cấp dịch vụ, thiết bị viễn thông vệ tinh: Fleet Broadband (FBB), BGAN, Isatphone Pro, Fleetphone, Isatphone Link, VSAT...



Tư vấn, lắp đặt, sửa chữa thiết bị Inmarsat và nghi khí hàng hải;



Cơ quan thanh toán trung gian viễn thông quốc tế VT02;



Cơ quan quản lý, cấp số và hòa mạng mã nhận dạng tự động MMSI, mã Inmarsat.



THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa mềm. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo.
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt, chữ thường viết nghiêng, khoảng 100 - 200 từ.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định về kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả, năm xuất bản. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam
Số 173, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107
E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)

Dầu Khí 



Chúc mừng
VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
ĐƠN VỊ ANH HÙNG LAO ĐỘNG

