

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2012

ISSN-0866-854X

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

VỀ ĐÍCH TRƯỚC 18 NGÀY

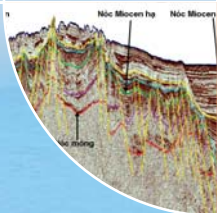
KẾ HOẠCH KHAI THÁC DẦU THÔ

ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC,

MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH VÀ ĐẶC TÍNH CHỨA CỦA TẬP TRẦM TÍCH
TUỔI MIOCEN SỚM KHU VỰC PHÍA TÂY PHẦN TRUNG TÂM BỂ CỬU LONG



HÀ NỘI, ngày 22 - 23/5/2013



HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

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

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



Tìm kiếm thăm dò dầu khí



Khoan khai thác và công trình dầu khí



Hoá chế biến dầu khí



An toàn môi trường dầu khí



Kinh tế quản lý dầu khí

Ban Tổ chức Hội nghị

Địa chỉ: 173 Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội * Điện thoại: (84-4) 37843061 * Fax: (84-4) 37844156

E-mail: vpi35@vpi.pvn.vn * Website: www.petrovietnam-conference.vn

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

Xuất bản hàng tháng
Số 12 - 2012

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đàng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

CN. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

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

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

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Cụm giàn công nghệ trung tâm số 2 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV



TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM

Việt Nam đẩy mạnh hợp tác dầu khí với BRUNEI VÀ MYANMAR

Tối ngày 27/11 - 1/12/2012, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam, tham gia đoàn tháp tùng Chủ tịch nước Trương Tấn Sang trong chuyến thăm chính thức cấp Nhà nước tới Vương quốc Brunei Darussalam và Cộng hòa Liên bang Myanmar. Trong thời gian này, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia nhiều hoạt động quan trọng và ký kết bản thảo thuận với các đối tác, góp phần thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei (PetrusuluBRUNEL) ký Bản thảo thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên. Ảnh: PVN

Ký bản thảo thuận hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

* Trong cuộc hội đàm giữa Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Quốc vương Brunei Darussalam Haji Hassanal Bolkiah, ngoài việc thảo luận các quan hệ đối tác, chúng tôi hai nước, Bình đoàn cấp cao hai nhà nước, chủ trương quan tâm và mong muốn thúc đẩy quan hệ hợp tác trong lĩnh vực dầu khí và đã chỉ đạo Tập đoàn dầu khí hai nước phối hợp các chủ đề thực hiện các đoàn thuận hợp tác đã ký cũng như kiểm tra các cơ sở hợp tác một trong thời gian tới. Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Quốc vương Brunei Darussalam, Tổng giám đốc Petrovietnam và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei (PetrusuluBRUNEL) đã ký Bản thảo thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên.

Bên cạnh đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tháp tùng Chủ tịch nước thăm Công ty Dầu khí Brunei Shell (Brunei Shell) - công ty liên doanh giữa Tập đoàn Shell và Công ty PetrusuluBRUNEL với tỷ lệ góp vốn 50/50, đảm nhận phần lớn các hoạt động khai thác, vận chuyển, kinh doanh dầu khí tại Brunei với sản lượng 160.000 thùng dầu ngày (tương đương 8 triệu tấn dầu/năm), chưa kể sản lượng khai thác dầu khí. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Bộ trưởng Ngoại giao Brunei đã chứng kiến lễ ký Bản thảo thuận hợp tác giữa Công ty Dầu khí Brunei Shell và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (PVN) để cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quốc của Việt Nam với sản lượng 240.000 tấn dầu thô trong năm 2013, tổng trị giá hợp đồng là 250 triệu USD.

bên trái - TS Đỗ Văn Hậu 3

TIÊU ĐIỂM



Petrovietnam:

VỀ ĐÍCH TRƯỚC 18 NGÀY kế hoạch khai thác dầu thô

Với khẩu hiệu "vượt tầm cao, giải pháp hay, vượt thách thức, về đích năm", đúng 12 giờ ngày 12/12/2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã về đích trước 18 ngày kế hoạch sản lượng khai thác dầu thô năm 2012 với 15,81 triệu tấn dầu. Dự kiến đến hết năm 2012, tổng sản lượng khai thác dầu thô sẽ đạt 16,4 - 16,5 triệu tấn.

KHĐ EAP về đích trước nhiều chỉ tiêu quan trọng

Năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nỗ lực triển khai, vượt qua thách thức, thực hiện thành công và vượt mức toàn diện các chỉ tiêu kế hoạch Chính phủ giao, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí. Công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước, tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và thu được nhiều kết quả quan trọng.

Tập đoàn đã ký 3 hợp đồng khai thác dầu khí mới (ở trong và ngoài nước), có 2 phát hiện dầu khí mới tại các cấu tạo Kinh Hòa (Tĩnh và Thổ Tĩnh), thềm Bồng thành công mới tại Cà Mau (Khai), về đích trước 3 tháng kế hoạch giá tăng từ 6 tháng cả năm với 35 triệu tấn quy dầu do Chính phủ giao. Tập đoàn đã phát triển và đưa 7 mỏ/ khu vực mới ở trong, ngoài nước vào khai thác: Sục (Tĩnh Tĩnh) (ngày 16/9), H4 - T8 (Gát Tĩnh) (ngày 6/7), Gát Tĩnh (ngày 25/8), Tây Khố (đầu - Liên bang Nga) (ngày 28/7), Junin 2 - Venesuela (ngày 27/9), Lan 100 (17/10).

bên trái - TS Đỗ Văn Hậu 3

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 10 ♦ Nghiên cứu sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong bơm ép tăng cường thu hồi dầu cho đối tượng cát kết tầng Miocen mở Bạch Hổ
- 24 ♦ Đặc điểm thạch học, môi trường trầm tích và đặc tính chứa của tập trầm tích tuổi Miocen sớm khu vực phía Tây phần trung tâm bể Cửu Long
- 32 ♦ Khả năng ứng dụng công nghệ địa chấn mới nhằm mở rộng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam
- 38 ♦ Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước
- 44 ♦ Nghiên cứu phương pháp khử sâu các hợp chất chứa lưu huỳnh trong dầu diesel bằng phương pháp chiết với chất lỏng ion kết hợp với quá trình oxy hóa
- 50 ♦ Việt Nam có là điểm đến của FDI carbon thấp?
- 55 ♦ Nghiên cứu chế tạo vật liệu xử lý nước thải công nghiệp trên cơ sở sét hữu cơ

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

TIN TỨC - SỰ KIỆN

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

- 63 ♦ Ứng dụng kỹ thuật soi thiết bị bằng bức xạ Gamma
- 66 ♦ Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng với Hà Lan
- 70 ♦ Lắp dựng panel chân đế giàn khai thác Thăng Long - Đồng Đô
- 71 ♦ OPEC sẽ cắt giảm sản lượng dầu trong năm 2013 để trợ giá
- 72 ♦ Khởi công xây dựng đường ống dẫn khí đốt "Dòng chảy phương Nam"
- 78 ♦ Thiết bị làm sạch và đánh bóng bề mặt bên trong gaslift mandrel đã qua sử dụng

Việt Nam đẩy mạnh hợp tác dầu khí với **BRUNEI VÀ MYANMAR**

Từ ngày 27/11 - 1/12/2012, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam, tham gia đoàn thắp tùng Chủ tịch nước Trương Tấn Sang trong chuyến thăm chính thức cấp Nhà nước tới Vương quốc Brunei Darussalam và Cộng hòa Liên bang Myanmar. Trong thời gian này, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia nhiều hoạt động quan trọng và ký kết biên bản thỏa thuận với các đối tác, góp phần thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei (PetroleumBRUNEI) ký Biên bản thỏa thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí. Ảnh: PVN

Ký biên bản thỏa thuận hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

* Trong cuộc hội đàm giữa Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Quốc vương Brunei Darussalam Haji Hassanal Bolkiah, ngoài việc thảo luận các quan hệ đối tác chung giữa hai nước, lãnh đạo cấp cao hai Nhà nước chú trọng quan tâm và mong muốn thúc đẩy quan hệ hợp tác trong lĩnh vực dầu khí và đã chỉ đạo Tập đoàn dầu khí hai nước phối hợp chặt chẽ để thực hiện các thỏa thuận hợp tác đã ký, cũng như tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới trong thời gian tới. Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Quốc vương Brunei Darussalam, Tổng giám đốc Petrovietnam và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei (PetroleumBRUNEI) đã ký Biên bản thỏa thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên.

Bên cạnh đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thắp tùng Chủ tịch nước thăm Công ty Dầu khí Brunei Shell (Brunei Shell) - công ty liên doanh giữa Tập đoàn Shell và Công ty PetroleumBRUNEI với tỷ lệ góp vốn 50/50, đảm nhận phần lớn các hoạt động khai thác, vận chuyển, kinh doanh dầu khí tại Brunei với sản lượng 160.000 thùng dầu/ngày (tương đương 8 triệu tấn dầu/năm), chưa kể sản lượng khai thác khí đốt. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Bộ trưởng Năng lượng Brunei đã chứng kiến lễ ký thỏa thuận cung cấp dầu giữa Công ty Dầu khí Brunei Shell và Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) để cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất của Việt Nam với sản lượng 240.000 tấn dầu thô trong năm 2013, tổng trị giá hợp đồng là 250 triệu USD.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Myanmar Thein Sein chứng kiến Tổng giám đốc Petrovietnam và Cục trưởng Cục Kế hoạch Năng lượng thuộc Bộ Năng lượng Myanmar ký Biên bản thỏa thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên. Ảnh: PVN

Cũng trong thời gian ở Brunei, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã có buổi làm việc với Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei nhằm đẩy mạnh việc hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên, cũng như thúc đẩy các dự án hợp tác và tìm kiếm các cơ hội mới trong thời gian tới. Đồng thời, đoàn công tác của Petrovietnam đã tích cực tham gia Diễn đàn doanh nghiệp Việt Nam - Brunei Darussalam do Phòng Thương mại và Công nghiệp hai nước đồng tổ chức.

* Trong chuyến thăm cấp Nhà nước tới Cộng hòa Liên bang Myanmar, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã có cuộc hội đàm với Tổng thống Myanmar Thein Sein, ngoài việc điểm lại 12 lĩnh vực hợp tác chính giữa hai nước thời gian qua, trong đó có lĩnh vực dầu khí được lãnh đạo cấp cao hai Nhà nước đặc biệt quan tâm và mong muốn tiếp tục phát triển mạnh mẽ hơn trong thời gian tới. Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Myanmar Thein Sein, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Cục trưởng Cục Kế hoạch Năng lượng thuộc Bộ Năng lượng Myanmar đã ký Biên bản thỏa thuận hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí. Theo đó, hai bên sẽ khuyến khích và tạo điều kiện thuận lợi cho nhau trong việc thúc đẩy các dự án hợp tác, cũng như tìm kiếm các cơ hội mới trong lĩnh vực dầu khí ở Myanmar và Việt Nam.

Tại Myanmar, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với Thứ trưởng Bộ Năng lượng Myanmar và lãnh đạo Công ty Dầu khí Quốc gia Myanmar



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với Thứ trưởng Bộ Năng lượng Myanmar. Ảnh: PVN

(MOGE) để đẩy mạnh việc hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa hai bên, đặc biệt trong đó có dự án dầu khí Lô M2 mà Petrovietnam đang tích cực triển khai tại Myanmar, cũng như tìm kiếm thêm các cơ hội mới trong thời gian tới. Ngoài ra, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia tích cực vào một số hoạt động tại Myanmar do Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam (VCCI) và Hiệp hội các Nhà đầu tư Việt Nam sang Myanmar (AVIM) tổ chức.

Thăm Văn phòng đại diện của PVEP tại Myanmar

Ngày 1/12, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã đến thăm và làm việc tại Văn phòng Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tại Cộng hòa Liên bang Myanmar. TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang thăm Văn phòng của PVEP tại Myanmar. Ảnh: PVEP

Ngày 1/12/2012, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã cán mốc sản lượng khai thác 3,31 triệu tấn dầu thô và condensate, chính thức hoàn thành chỉ tiêu được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao trong năm 2012. Dự kiến đến hết năm 2012, sản lượng khai thác dầu và condensate của PVEP đạt 3,57 triệu tấn, khai thác khí đạt 2,13 tỷ m³ và tổng sản lượng quy dầu đạt 5,7 triệu tấn, đạt 107% kế hoạch năm. Dự kiến, doanh thu của PVEP trong năm 2012 đạt khoảng 64,7 nghìn tỷ đồng, tương đương 145% kế hoạch; lợi nhuận trước thuế đạt 30,3 nghìn tỷ đồng (120% kế hoạch); nộp ngân sách Nhà nước 19,8 nghìn tỷ đồng (128% kế hoạch).

lãnh đạo PVEP đã báo cáo Chủ tịch nước Trương Tấn Sang về hoạt động thăm dò khai thác dầu khí nói chung của Petrovietnam/PVEP và tình hình triển khai dự án thăm dò Lô M2 tại Myanmar.

Chủ tịch nước đánh giá cao nỗ lực của Petrovietnam và PVEP trong việc mở rộng hoạt động đầu tư, thăm dò khai thác dầu khí ra nước ngoài nói chung và tại Myanmar nói riêng. “Thông qua các hoạt động dầu khí tại Myanmar, các đồng chí đã góp phần thiết thực đẩy mạnh quan hệ hữu nghị giữa nhân dân hai đất nước Việt Nam, Myanmar”, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh.

Chủ tịch nước đã biểu dương các kết quả sản xuất kinh doanh rất tích cực của PVEP trong năm 2012 đồng thời động viên, thăm hỏi, chia sẻ với các cán bộ công nhân

viên PVEP đã nỗ lực vượt lên những khó khăn của cuộc sống xa nhà, xa Tổ quốc, lao động, cống hiến tại các dự án ở 14 nước trên thế giới, trong đó có Myanmar, góp phần giúp PVEP và Ngành Dầu khí Việt Nam hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ chính trị được giao.

Là một trong 20 dự án dầu khí đầu tư ra nước ngoài của PVEP, hợp đồng dầu khí Lô M2 ngoài khơi Myanmar được ký kết vào tháng 10/2008 với hai nhà thầu tham gia dự án là PVEP - Nhà điều hành và Công ty Eden, một tập đoàn kinh tế lớn của Myanmar. PVEP cũng đang tích cực tìm kiếm các cơ hội đầu tư khác để phát triển các hoạt động lâu dài ở đất nước đang có những chuyển biến tích cực trong nền kinh tế.

Sự kiện Chủ tịch nước Trương Tấn Sang cùng phái đoàn tới thăm và làm việc tại Văn phòng PVEP tại Myanmar một lần nữa khẳng định sự quan tâm sâu sắc và ủng hộ to lớn của Đảng, Nhà nước đối với hoạt động của Petrovietnam/PVEP tại Myanmar, lĩnh vực hợp tác ưu tiên nhằm góp phần thắt chặt hơn nữa tình hữu nghị truyền thống bền vững giữa nhân dân hai nước Việt Nam - Myanmar, đồng thời góp phần thúc đẩy công cuộc phát triển kinh tế của mỗi nước.

Tiến Đạt - Thu Hương



Petrovietnam:

VỀ ĐÍCH TRƯỚC 18 NGÀY kế hoạch khai thác dầu thô

Với khẩu hiệu “quyết tâm cao, giải pháp hay, vượt thách thức, về đích sớm”, đúng 12 giờ ngày 12/12/2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã về đích trước 18 ngày kế hoạch sản lượng dầu khai thác năm 2012 với 15,81 triệu tấn dầu. Dự kiến đến hết năm 2012, tổng sản lượng khai thác dầu thô sẽ đạt 16,4 - 16,5 triệu tấn.

Khối E&P về đích trước nhiều chỉ tiêu quan trọng

Năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nỗ lực triển khai, vượt qua thách thức, thực hiện thành công và vượt mức toàn diện các chỉ tiêu kế hoạch Chính phủ giao, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí. Công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và thu được nhiều kết quả quan trọng.

Tập đoàn đã ký 3 hợp đồng dầu khí mới (ở trong và ngoài nước), có 2 phát hiện dầu khí mới (tại các cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Thỏ Trắng), thăm lượng thành công mỏ khí Cá Voi Xanh, về đích trước 3 tháng kế hoạch gia tăng trữ lượng cả năm với 35 triệu tấn quy dầu do Chính phủ giao. Tập đoàn đã phát triển và đưa 7 mỏ/khu vực mới ở trong, ngoài nước vào khai thác: Sư Tử Trắng (ngày 16/9), H4 - Tê Giác Trắng (ngày 6/7), Gấu Trắng (ngày 25/8), Tây Khosedaiu - Liên bang Nga (ngày 29/7), Junin 2 - Venezuela (ngày 27/9), Lan Đỏ (7/10),

Nagumanovskoye - Liên bang Nga (22/11). Tính đến 12 giờ, ngày 12/12/2012, Petrovietnam đã hoàn thành kế hoạch khai thác dầu thô trước 18 ngày với 15,81 triệu tấn. Ngày 18/12/2012, Tập đoàn đã về đích trước 12 ngày kế hoạch sản lượng khí khai thác với 9 tỷ m³ khí. Dự kiến hết năm 2012, tổng sản lượng khai thác dầu thô của Petrovietnam sẽ đạt khoảng 16,4 - 16,5 triệu tấn.

Để đạt được kết quả trên, Tập đoàn đã từng bước làm chủ công tác điều hành khai thác và xây dựng, phát triển mỏ, giữ được mức sản lượng theo kế hoạch, nâng dần sản lượng khai thác ở nước ngoài, đóng góp đáng kể vào đảm bảo an ninh năng lượng và tăng trưởng kinh tế của đất nước. Công tác phát triển mỏ ở trong nước được triển khai tích cực và có nhiều đổi mới từ khâu phê duyệt đến tổ chức triển khai, các mỏ được giám sát chặt chẽ, chế độ khai thác được điều chỉnh hợp lý, công tác khai thác diễn ra an toàn. Công tác đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài được triển khai tích cực, có trọng điểm, hoạt động khoan được quản lý và giám sát an toàn, hiệu quả.

Đặc biệt, Tập đoàn đã bắt đầu tự điều hành phát triển các mỏ có tính phức tạp ở vùng nước sâu; triển khai phát triển các mỏ nhỏ sử dụng cơ sở hạ tầng có sẵn của các mỏ lân cận; nghiên cứu áp dụng thử nghiệm các giải pháp tăng cường thu hồi dầu và có kết quả khả quan, hoàn thành Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”...

Tập trung mọi nguồn lực triển khai kế hoạch năm 2013

Trong năm 2013, công tác thăm dò, khai thác dầu khí cần tiếp tục đẩy mạnh trước yêu cầu của nhiệm vụ trong tình hình mới khi các khu vực thăm dò truyền thống dần bị co hẹp lại, các mỏ dầu khí khai thác chủ đạo đang ở giai đoạn cuối, các mỏ mới phát hiện có trữ lượng nhỏ. Bên cạnh đó, rủi ro địa chất trong tìm kiếm thăm dò ngày càng cao; tiến độ phát triển một số mỏ nhỏ, mỏ nằm ở khu vực nước sâu còn chậm; đầu tư cho tìm kiếm thăm dò dầu khí còn khiêm tốn, nguồn nhân lực kỹ thuật cao của khối E & P còn mỏng...

Thực hiện kế hoạch thăm dò khai thác 2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục triển khai hiệu quả công tác tìm



Cán bộ, kỹ sư Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nỗ lực đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác. Ảnh:VSP

PETROVIETNAM SẼ ĐÓNG GÓP THÊM CHO NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC GẦN 2 TỶ USD

Trong bối cảnh kinh tế thế giới và trong nước còn nhiều khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nỗ lực hoàn thành vượt mức nhiều chỉ tiêu quan trọng, đặc biệt sẽ đóng góp thêm 35.000 - 40.000 tỷ đồng (gần 2 tỷ USD) cho ngân sách Nhà nước so với kế hoạch được giao.

Tại Lễ kỷ niệm 21 năm Ngày thành lập Công đoàn Dầu khí Việt Nam (16/11/1991 - 16/11/2012), TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, Petrovietnam đã hoàn thành vượt mức kế hoạch gia tăng trữ lượng 35 triệu tấn quy dầu. Đây là cơ sở vững chắc để Tập đoàn tiếp tục ổn định khai thác dầu khí trong những năm tiếp theo. Khai thác dầu thô lần đầu tiên hoàn thành sớm kế hoạch vào ngày 12/12/2012.

Trong 11 tháng đầu năm, sản lượng đạm sản xuất vượt kế hoạch năm, đạt 1,29 triệu tấn, đặc biệt đã tiết kiệm 600 - 700 triệu USD trước đây đất nước dành để nhập khẩu đạm phục vụ sản xuất nông nghiệp, đảm bảo an ninh lương thực cho đất nước. Sản

xuất điện đã hoàn thành vượt mức kế hoạch cả năm (13,85 tỷ kWh). Tổng doanh thu toàn Tập đoàn 11 tháng đạt 702.000 tỷ đồng, đạt 106% so với kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 158.400 tỷ đồng, bằng 118% kế hoạch năm, dự kiến Tập đoàn sẽ đóng góp thêm 35.000 - 40.000 tỷ đồng cho ngân sách Nhà nước. Nói về kế hoạch 2013, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng, các chỉ tiêu kế hoạch đều tăng cao hơn so với năm 2012, nhiều công trình lớn được đẩy mạnh ở cả 5 lĩnh vực. Lãnh đạo Tập đoàn đề nghị CBCNV toàn Ngành tiếp tục đẩy mạnh phong trào thi đua, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến hợp lý hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.



Lắp đặt chân đế Đại Hùng 02. Ảnh: CTV

kiểm thăm dò và khoan đối với các hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực; giám sát điều hành chặt chẽ hoạt động khảo sát địa chấn, khoan thăm dò/thăm lường; tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô còn mở tại Việt Nam, các khu vực mới và ở nước ngoài. Để đảm bảo sản lượng khai thác, Tập đoàn tiếp tục triển khai tốt công tác quản lý mỏ, nghiên cứu khoa học, áp dụng công nghệ mới, nhằm gia tăng hệ số thu hồi, quản lý hiệu quả các mỏ đang khai thác hiện có. Đối với các mỏ chuẩn bị đưa vào khai thác, thực hiện tốt và đồng bộ các giải pháp với mục tiêu đưa các mỏ/công trình vào khai thác đúng tiến độ, đảm bảo gia tăng trữ lượng, đồng thời có phương án dự phòng để bù trừ lượng/sản lượng khai thác. Đồng thời, đẩy mạnh công tác điều tra tài nguyên dầu khí, nâng cao chất lượng công tác nghiên cứu khoa học công nghệ để các sản phẩm được ứng dụng trực tiếp cho công tác thăm dò khai thác dầu khí trong năm 2013 và những năm tiếp theo.

Theo TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: "Tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí trong tư duy, trong chủ trương, trong định hướng, trong chiến lược của Tập đoàn đều khẳng định đây là lĩnh vực cốt lõi, tiếp tục phát triển đi lên. Đã là cốt lõi, chúng ta tiếp tục đầu tư vốn, nguồn nhân lực đẩy lĩnh vực này trong giai đoạn tiếp theo phát triển. Chính sự phát triển của lĩnh vực này sẽ kéo theo sự phát triển của tất cả các lĩnh vực khác".

Đánh giá cao sự nỗ lực của CBCNV toàn Tập đoàn về những thành công đạt được trong năm 2012 (đặc biệt là khối E & P), Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: "Chúng ta bắt đầu phải nghĩ năm 2013 - năm có rất nhiều thử thách. Đề nghị các đồng chí tiếp tục thực hiện khẩu hiệu: Quyết tâm cao, giải pháp hay, vượt thách thức, về đích sớm".

Việt Hà

GIÀN KHOAN TAD CỦA PV DRILLING

được trao Giấy chứng nhận hoạt động ứng dụng công nghệ cao

Giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD) PV Drilling V là dự án thứ 2 trong nước được Bộ Khoa học và Công nghệ cấp Giấy chứng nhận hoạt động ứng dụng công nghệ cao. Theo ông Phạm Tiến Dũng - Tổng giám đốc PV Drilling, đây là nền tảng để PV Drilling có thể mạnh dạn đầu tư và ứng dụng sản phẩm công nghệ cao vào sản xuất kinh doanh.

Ngày 5/12/2012, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PV Drilling) đã tổ chức Lễ trao Giấy chứng nhận hoạt động ứng dụng công nghệ cao cho “Dự án ứng dụng công nghệ giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD) phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại vùng biển nước sâu Việt Nam”. Ông Chu Ngọc Anh - Thứ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ đã trao Giấy chứng nhận cho lãnh đạo Công ty TNHH MTV Khoan Dầu khí nước sâu PVD (PVD Deep Water), đơn vị thành viên của PV Drilling hiện đang trực tiếp quản lý và khai thác giàn khoan PV Drilling V.

Giàn khoan PV Drilling V là giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm thứ 9 trên thế giới và thuộc thế hệ giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm hiện đại nhất hiện nay với Model SSDT 3600 E HP, được ứng dụng nhiều tính năng vượt trội, công nghệ cao so với các giàn khoan tiếp trợ hiện hữu. Giàn được thiết kế để khoan các giếng khoan có độ sâu lên đến 30.000ft (9.100m) tại các vùng biển có độ sâu đến 4.000ft (1.200m) trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt. Giàn có thể khoan các giếng khoan có nhiệt độ cao/áp suất cao, cũng như trang bị cụm đối áp chống



Lễ trao Giấy chứng nhận hoạt động ứng dụng công nghệ cao cho “Dự án ứng dụng công nghệ giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD) phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại vùng biển nước sâu Việt Nam”. Ảnh: CTV

phun có áp suất làm việc lên đến 15.000psi (tương đương 1.020atm) là những thách thức lớn của công nghệ khoan dầu khí hiện nay. Đây là dự án thứ 2 trong nước được Bộ Khoa học và Công nghệ cấp Giấy chứng nhận hoạt động ứng dụng công nghệ cao.

Việc đầu tư và ứng dụng vận hành giàn khoan TAD để phục vụ hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, sửa chữa giếng khoan dầu khí,... là quá trình nghiên cứu, ứng dụng và phát triển khoa học công nghệ trong khoan biển nước sâu phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở vùng nước sâu xa bờ, theo đúng chiến lược của Petrovietnam tiến ra biển lớn.

Theo ông Phạm Tiến Dũng - Tổng giám đốc PV Drilling, đây là sự kiện quan trọng đối với PV Drilling, là cơ sở để PV Drilling có thể mạnh dạn tự tin triển khai, thực hiện đầu tư các dự án giàn khoan, các máy móc thiết bị công nghệ cao khác, ứng dụng sản phẩm công nghệ cao này vào thực tiễn kinh doanh, là nền tảng để Tổng công ty và các đơn vị thành viên tiếp tục phát triển bền vững.

Ngọc Anh



Nghiên cứu sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong bơm ép tăng cường thu hồi dầu cho đối tượng cát kết tầng Miocen mở Bạch Hổ

ThS. Trịnh Thanh Sơn, TS. Phan Văn Đoàn

ThS. Bùi Thị Hương, CN. Cù Thị Việt Nga, ThS. Phan Vũ Anh

Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bài báo trình bày một số kết quả nghiên cứu về việc sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trong bơm ép tăng cường thu hồi dầu. Một số đặc tính của các chất hoạt động bề mặt như: sức căng bề mặt, nồng độ tạo micell, tính chịu nhiệt, khả năng bị hấp phụ trong đá chứa đã được khảo sát. Kết quả thử nghiệm đẩy dầu trên mô hình mẫu lõi bằng tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu cho hệ số thu hồi dầu trung bình là 7,56%. Các kết quả nghiên cứu cho thấy, tiềm năng ứng dụng phương pháp bơm ép hệ chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu tầng Miocen mở Bạch Hổ rất khả quan.

1. Mở đầu

Hiện nay, trong bối cảnh sản lượng dầu khai thác đang sụt giảm thì việc áp dụng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu là rất cần thiết. Có nhiều phương pháp tăng cường thu hồi dầu như: phương pháp nhiệt, phương pháp đẩy hòa trộn và các phương pháp hóa học. Các phương pháp hóa học bao gồm: bơm ép polymer, chất hoạt động bề mặt (dung dịch micell/polymer, vi nhũ tương), bơm ép kiềm... Trong số này, phương pháp bơm ép các chất hoạt động bề mặt đang được sử dụng rộng rãi [3]. Cơ sở hóa lý của việc tăng thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt gồm:

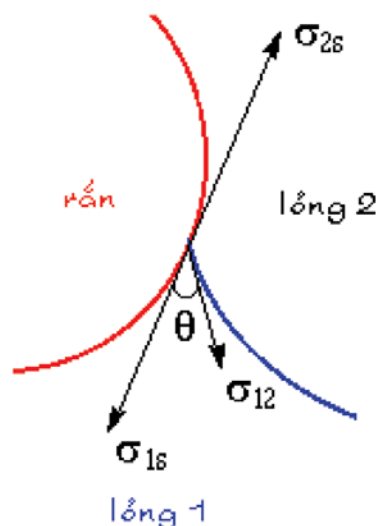
1.1. Cải thiện tính dính ướt của đá chứa

Lớp đá cát chứa dầu mỏ là một hệ thống rỗng xốp tạo bởi các mao mạch thông với nhau theo không gian ba chiều. Tỷ lệ thể tích rỗng so với thể tích toàn bộ khung được gọi là độ rỗng. Độ rỗng phụ thuộc vào cấu trúc địa chất của mỏ và thường nằm trong khoảng 10 - 30%. Lỗ rỗng chứa dầu và nước vỉa. Trong trường hợp chung, tính thấm ướt của nước (1 - lỏng 1) và dầu (2 - lỏng 2) đối với vỉa (s - rắn) phụ thuộc vào sức căng bề mặt phân cách σ giữa ba pha 1/s, 2/s (Hình 1).

$$\sigma_{1s} + \sigma_{12} \cos\theta = \sigma_{2s} \quad (1)$$

$$\text{Từ (1) suy ra: } \cos\theta = (\sigma_{2s} - \sigma_{1s})/\sigma_{12} \quad (2)$$

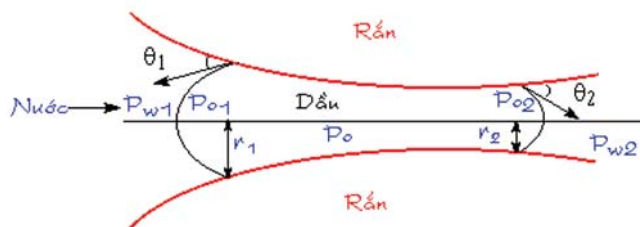
Ở phương trình này, giá trị của σ_{1s} và σ_{2s} không xác định được. Vì vậy, mối tương quan giữa sức căng bề mặt σ_{1s} và σ_{2s} được thông qua góc θ (góc thấm ướt) để đánh giá độ thấm ướt chất lỏng của bề mặt rắn. Khi $\theta < 90^\circ$, pha 1 (pha nước) thấm ướt bề mặt rắn hơn chất lỏng 2 (pha dầu). Khi $\theta > 90^\circ$, bề mặt pha rắn có độ thấm ướt trung bình. Theo giá trị góc θ và một số thông số khác chúng ta có thể chẩn đoán được chất lượng của nước, khả năng rửa và khả năng đẩy dầu của chúng [7].



Hình 1. Sự tiếp xúc ba pha rắn - lỏng 1 (nước) - lỏng 2 (dầu)

1.2. Cải thiện sức căng bề mặt giữa hai pha dầu - nước

Dầu bị giữ lại trong mao mạch là do lực mao dẫn (Hình 2).



Hình 2. Mô hình một giọt dầu ở trong mao mạch hình cổ chai

Muốn cho dầu chảy qua mao mạch, cần tạo một hiệu áp suất. Giả thiết phải đẩy một giọt dầu đi qua một mao mạch hình cổ chai theo chiều mũi tên (Hình 2). Viết phương trình Laplace cho phía đầu vào 1 và đầu ra 2 ta có:

$$P_{01} - P_{w1} = 2\sigma/r_1 \quad \text{và} \quad P_{02} - P_{w2} = 2\sigma/r_2 \quad (3)$$

Giọt dầu chỉ có thể chảy qua cổ chai nếu P_{02} nhỏ hơn P_{01} . Điều này có nghĩa là giọt dầu càng dễ chảy nếu σ càng bé. Việc sử dụng chất hoạt động bề mặt trong khai thác dầu chính là nhằm giảm sức căng σ của bề mặt phân cách dầu nước.

$$P_{w1} - P_{w2} > 2\sigma (1/r_2 - 1/r_1) \quad (4)$$

Hệ thức (4) là cơ sở khoa học của việc bơm chất lỏng đẩy dầu (displacing fluid), ví dụ: nước vào trong mỏ để thắng lực mao dẫn và đẩy dầu ra khỏi hệ thống mao mạch tới đáy giếng khai thác. Nếu trong chất lỏng đẩy dầu có thêm chất hoạt động bề mặt để giảm σ thì quá trình càng thuận lợi.

1.3. Gia tăng chỉ số mao dẫn để đẩy dầu

Khi dùng một chất lỏng đẩy dầu, độ nhớt của nó phải đủ lớn mới có thể đẩy dầu hiệu quả. Có thể nói, độ nhớt η và tốc độ v của chất lỏng đẩy biểu thị lực đẩy dầu ra, còn sức căng bề mặt σ lỏng biểu hiện lực cản giữ dầu lại trong mao mạch.

$$\text{Tỷ số:} \quad N_c = \frac{\eta v}{\sigma} \quad (5)$$

là một số không thứ nguyên được gọi là chỉ số mao dẫn (capillary number). Thực nghiệm cho thấy chỉ số N_c càng cao thì dầu bị giữ lại trong mao mạch càng ít.

Hình 3 trình bày mối quan hệ giữa chỉ số mao dẫn N_c và % dầu dư bão hòa (SOR). Để có được hệ số thu hồi dầu cao thì N_c phải đạt được giá trị lớn, cỡ $10^{-4} - 10^{-3}$ nếu dầu không thấm ướt bề mặt và N_c càng phải lớn hơn nữa nếu

dầu thấm ướt bề mặt. Muốn có N_c cao thì η phải lớn. Đó chính là lý do sử dụng dung dịch các chất cao phân tử làm tác nhân đẩy dầu (polymer flooding).

Vì khả năng tăng η và v chỉ có giới hạn do đó biện pháp chủ yếu để tăng N_c là làm giảm σ . Đây chính là lý do sử dụng chất hoạt động bề mặt. Nếu bơm nước xuống mỏ làm chất lỏng đẩy dầu thì $N_c \sim 10^{-6}$. Để làm đáng kể tỷ lệ dầu bị giữ lại, phải tăng N_c lên 3 - 4 cấp. Để đạt được mục tiêu này, người ta thường sử dụng kết hợp chất cao phân tử và chất hoạt động bề mặt. Với chất hoạt động bề mặt thích hợp, có thể giảm σ từ 20 - 30 dyn/cm xuống còn $10^{-3} - 10^{-4}$ dyn/cm (sức căng bề mặt siêu thấp) [9 - 11]. Như vậy, khi chỉ số mao dẫn tăng, % SOR sẽ giảm và có một chỉ số mao dẫn tới hạn cho tất cả các môi trường rỗng.

Có thể khái quát nguyên lý đẩy dầu trên dưới một dạng khác.

Nếu gọi hệ số thu hồi dầu là η , ta có hệ thức:

$$\eta = \eta_s \eta_d \eta_c$$

Trong đó, η_s : hệ số quét, η_d : hệ số đẩy, η_c : hệ số tiếp xúc.

Hệ số quét η_s sẽ tăng khi giảm độ linh động M (mobility ratio). M là tỷ số giữa độ linh động của chất lỏng đẩy và độ linh động của dầu.

Có thể làm tăng hệ số đẩy η_d bằng cách tăng đặc tính thấm ướt của lưu thể đẩy đối với bề mặt của các kênh rỗng và làm giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và pha nước.

Để giải quyết vấn đề trên, phụ thuộc vào tính chất hóa lý của vỉa, có thể sử dụng đơn lẻ hoặc phối hợp các phương pháp công nghệ khác nhau như bơm chất hoạt động bề mặt, bơm polymer, kiềm, bơm các chất hòa tan dầu, khí, bơm nhũ tương hydrocarbon...[4, 5]

2. Nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

- Chất hoạt động bề mặt: Emal 270 N (Sodium lauryl ether sulphate 70%, 3EO - Kao Corporation), AOS 1214 (Alpha Olephin Sulphonate), Petrostep SB (Cocamidopropyl Sulphobetain) - Stepan Company và Tergitol - NP9 - Dowchemical Company.

- Dung môi: Butanol, Ethylenglycol Mono Butyl Ether.

- Dầu thô chạy mô hình vỉa: dầu Bạch Hổ, tầng Miocen - giếng 815.

- Xác định CMC (nồng độ tới hạn tạo micell): nồng độ tới hạn tạo micell được xác định bằng phương pháp

đo sức căng bề mặt của dung dịch chất hoạt động bề mặt tại các nồng độ khác nhau, qua đó xác định điểm nhảy của sức căng bề mặt và tính toán CMC.

- Xác định sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt theo hai phương pháp: phương pháp vòng Do Nuy trên máy Radian seri 300 và phương pháp giọt treo trên máy DCA (dùng cho đo sức căng ở nhiệt độ cao).

- Xác định tính dính ướt của bề mặt đá theo phương pháp đo góc tiếp xúc trên hệ thống máy KRUS G10.

- Xác định trạng thái pha của dung dịch chất hoạt động bề mặt và dầu vỉa [2, 15].

- Xác định hệ số đẩy dầu: thực hiện trên mô hình vỉa.

Hệ số đẩy dầu tương đối được tính theo công thức:

$$n = (V_2 - V_1)/V_1 \times 100$$

Trong đó:

V_2 : thể tích dầu cộng dồn thu được sau khi đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt và sau đó đẩy bằng nước cho đến khi không xuất hiện dầu.

V_1 : thể tích dầu cộng dồn thu được khi đẩy dầu bằng nước (giai đoạn trước khi đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt).

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

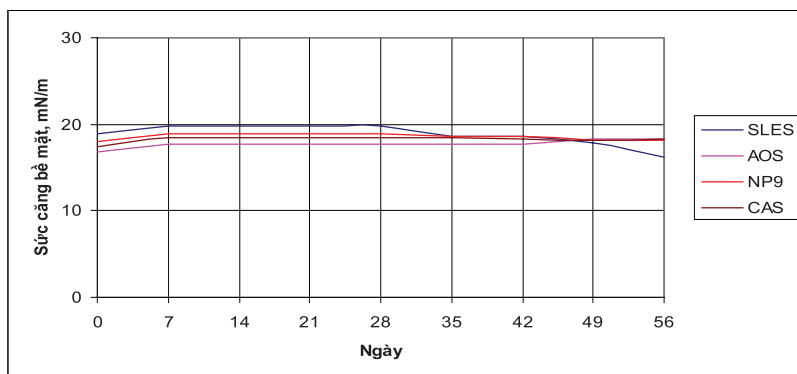
3.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ lên hoạt tính của các chất hoạt động bề mặt

Trong môi trường nhiệt độ cao, các chất hoạt động bề mặt thường bị mất hoạt tính do phân hủy nhiệt, bị kết tủa bởi các ion kim loại [16]. Do vậy, để có thể sử dụng các chất hoạt động bề mặt cho bơm ép cần thiết phải khảo sát độ bền nhiệt của chúng. Một trong các thông số khảo sát là sức căng bề mặt và nồng độ tới hạn tạo micell trong dung dịch và khả năng tạo nhũ với hydrocarbon. Các thí nghiệm được tiến hành ở 2 dải nhiệt độ 90°C và 130°C.

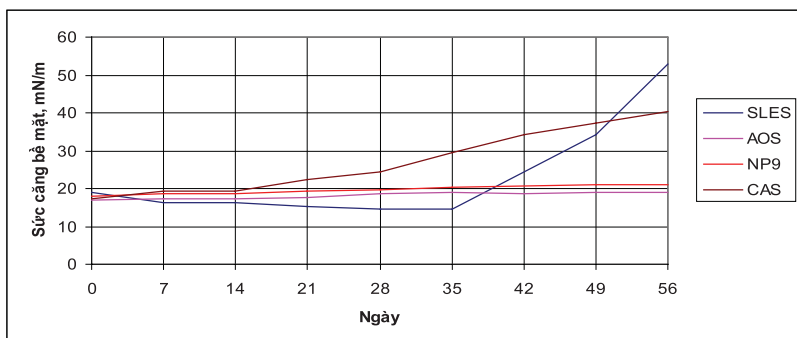
Kết quả thử nghiệm tại 90°C cho thấy sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt không thay đổi nhiều và thấp hơn sức căng bề mặt của nước biển sau 56 ngày thử nghiệm. Các chất AOS, NP9, CAS có sức căng bề mặt tăng nhẹ so với trước khi thử nghiệm dưới 10%. Riêng SLES, sức căng bề

mặt có xu hướng giảm về cuối, trái ngược với độ đục (tăng lên). Điều này có thể giải thích do việc thủy phân liên kết kỵ nước làm tính tan giảm đi nhưng lại hình thành vi nhũ tương (của phần tan ít trong nước - thân dầu và phần hoạt tính còn lại - thân nước). Hệ vi nhũ này có sức căng bề mặt thấp hơn dung dịch ban đầu [13].

Kết quả thí nghiệm cho thấy mức độ biến thiên sức căng bề mặt của dung dịch chất hoạt động bề mặt ở nhiệt độ 130°C rất khác với ở nhiệt độ 90°C. Ở nhiệt độ 130°C, sức căng bề mặt của dung dịch AOS và NP9 tăng lên trong quá trình thử nghiệm, điều đó chứng tỏ có sự suy giảm về hoạt tính cũng như cấu trúc của chúng, một phần của các chất này đã bị biến tính. Tuy nhiên, với thời gian như vậy chưa đủ để các chất này bị biến tính hoàn toàn. Đối với CAS, có thể nhận thấy ở 130°C sau 21 ngày thử nghiệm, sức căng bề mặt tăng nhẹ nhưng sau đó tăng rất mạnh ở các ngày tiếp theo. Sau 42 ngày thì hoạt tính đã giảm tới 50% so với nước biển. Nếu thời gian thử nghiệm kéo dài hơn, hoạt tính sẽ tiếp tục giảm. Nhóm tác giả nhận thấy, nhiệt độ cao (130°C) là yếu tố giới hạn đối với các chất hoạt động bề mặt dạng này, mặc dù các nghiên cứu thử nghiệm trước đây đã kết luận và thử nghiệm chất hoạt động bề mặt này trong việc tạo bọt bơm ép CO₂ ở nhiệt độ cao. Đối với SLES, chiều hướng



Hình 3. Sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt sau 7, 14, 21, 28, 35, 42, 49 và 56 ngày thử nghiệm ở 90°C



Hình 4. Biến thiên sức căng bề mặt của các dung dịch chất hoạt động bề mặt ở 130°C

biến đổi sức căng bề mặt diễn ra khác hẳn. Trong quá trình thử nhiệt, sau 35 ngày sức căng bề mặt của dung dịch giảm so với ban đầu. Như phần trên đã giải thích, ở khoảng thời gian ban đầu (35 ngày thử nhiệt) sự biến tính chất hoạt động bề mặt đã tạo ra hệ vi nhũ tương (gây đục dung dịch), làm giảm sức căng bề mặt của hệ, nhưng sau đó (từ ngày thứ 35 trở đi), quá trình biến đổi diễn ra làm thay đổi phần lớn cấu trúc và đặc tính của chất hoạt động bề mặt. Các kết quả đo cho thấy khả năng làm giảm sức căng bề mặt của dung dịch giảm rất nhanh sau 56 ngày thử nghiệm. Điều này cho thấy, ở nhiệt độ 130°C chất này chỉ có tác động giảm sức căng bề mặt tốt trong khoảng 35 ngày.

Do có sự suy giảm về sức căng bề mặt và để đánh giá rõ hơn về sự biến đổi tính chất của chất hoạt động bề mặt, các thí nghiệm xác định CMC cũng được tiến hành.

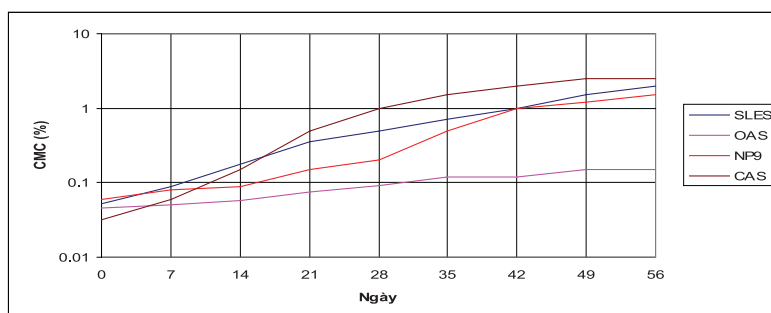
Đồ thị Hình 5 chỉ ra sự thay đổi rất lớn của CMC trong quá trình thử nhiệt. Có thể thấy CMC của SLES và CAS tăng lên rất nhanh chỉ sau 14 ngày thử nhiệt và tiếp tục tăng lên trong những ngày thử tiếp theo. Đến ngày thứ 56 thì CMC của hai chất này đã tăng khoảng 100 lần. Căn cứ vào đồ thị cũng có thể thấy NP9 có CMC cũng tăng nhưng với mức chậm hơn so với SLES và CAS. Chỉ có AOS là ít thay đổi hơn, CMC tăng hơn 10 lần trong quá trình thử nhiệt. Điều này cho thấy trong quá trình thử nhiệt, tất cả các chất hoạt động bề mặt đều suy giảm hoạt tính theo thời gian, cũng đồng nghĩa với việc hàm lượng của chúng còn lại trong dung dịch bị suy giảm. Đối với mỗi chất thì mức độ suy giảm cũng khác nhau do sự khác biệt về cấu trúc phân tử. Căn cứ vào đặc điểm này có thể lựa chọn chất hoạt động bề mặt và dự đoán khả năng đẩy dầu của chúng theo thời gian trong điều kiện vỉa. Những kết quả phân tích trên chỉ ra rằng các chất có sức căng bề mặt thấp cũng như có độ biến thiên CMC thấp có thể được sử dụng trong bơm ép tăng cường thu hồi dầu ở các vỉa có nhiệt độ cao.

Để thấy rõ hơn về ảnh hưởng của nhiệt độ theo thời gian tới tính chất hóa nhũ, các thí nghiệm về trạng thái pha dầu nước đã được tiến hành. Kết quả cho thấy, đối với SLES, trong 35 ngày thử nhiệt ở 130°C, khả năng hóa nhũ tăng dần, tương ứng với sự giảm sức căng bề mặt của dung dịch SLES,

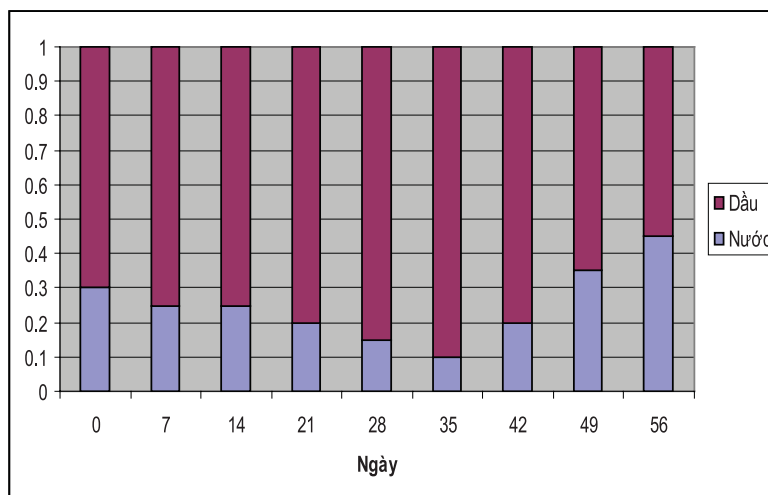
nhưng sau đó khả năng hóa nhũ giảm dần và ở những ngày cuối, khả năng hóa nhũ giảm mạnh, tỷ lệ pha dầu/nước xấp xỉ 1:1 (Hình 6).

Đối với AOS, khả năng hóa nhũ khá ổn định sau 35 ngày và tăng dần cho tới ngày thứ 56 (Hình 7) tương ứng với khả năng làm giảm sức căng bề mặt bị giảm (phân tích ở trên). Tuy nhiên, tỷ lệ dầu/nước biến thiên (7:3) không nhiều so với trước khi thử nhiệt (8.5:1.5) cho thấy đặc tính của AOS khá ổn định trong môi trường nhiệt độ cao.

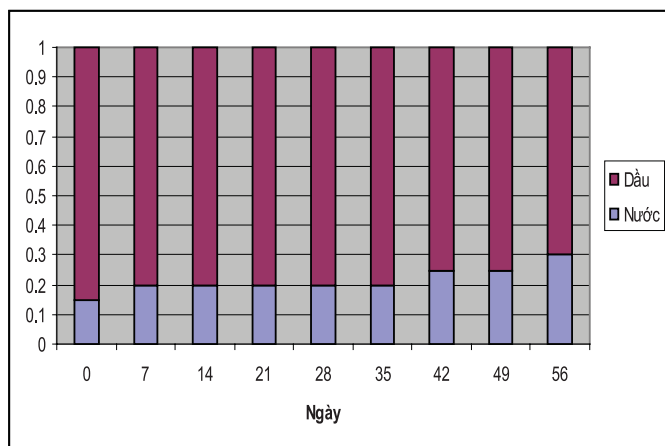
Các kết quả thí nghiệm với NP9 và CAS cũng cho những kết luận tương tự như đối với AOS. Nhưng có thể thấy rằng khả năng hóa nhũ của NP9 gần tương đồng với AOS sau 56 ngày thử nhiệt. Sự biến thiên tỷ lệ dầu/nước xấp xỉ với sự biến thiên tỷ lệ dầu/nước như trong trường hợp của AOS (8:2 trước thử nhiệt và 6,5 : 3,5 sau thử nhiệt). Đối với CAS, mặc dù có khả năng hóa nhũ dầu nước rất tốt ở nhiệt độ thường, nhưng ở nhiệt độ cao thì khả năng này bị giảm nhanh. Mức độ hóa nhũ giảm dần và tỷ lệ với sự suy giảm khả năng làm giảm sức căng bề mặt của chất này. Nhận thấy rằng, trong 4 chất thí nghiệm thì CAS là chất kém chịu nhiệt nhất.



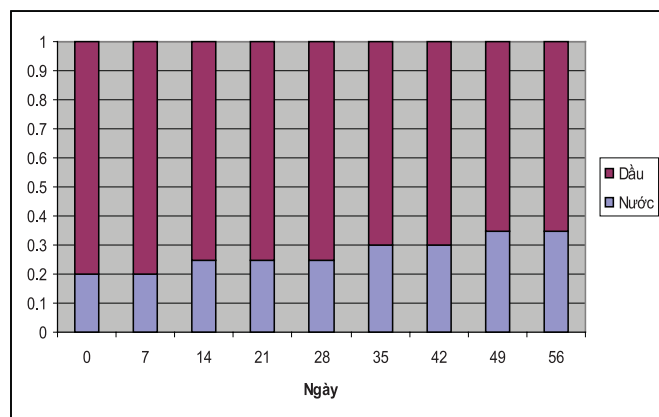
Hình 5. Biến thiên CMC của các chất hoạt động bề mặt trong quá trình thử nhiệt ở 130°C



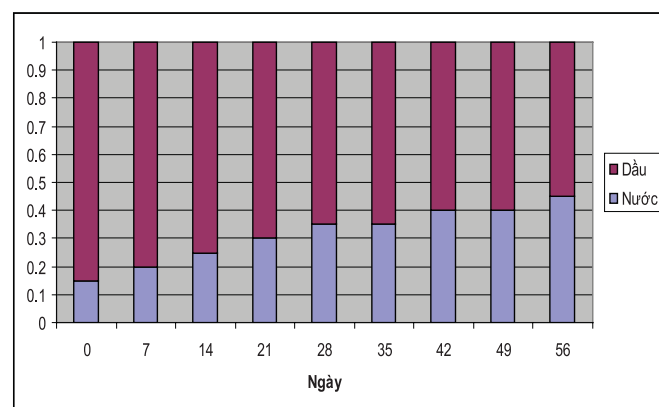
Hình 6. Khả năng hóa nhũ của SLES trong quá trình thử nhiệt ở 130°C



Hình 7. Khả năng hóa nhũ của AOS trong quá trình thử nhiệt ở 130°C



Hình 8. Khả năng hóa nhũ dầu của NP9 trong quá trình thử nhiệt ở 130°C



Hình 9. Khả năng hóa nhũ dầu của CAS trong quá trình thử nhiệt ở 130°C

Từ các kết quả thí nghiệm về khả năng hóa nhũ dầu/nước của các chất hoạt động bề mặt ở nhiệt độ cao có thể rút ra một số kết luận như sau:

- Trong quá trình thử nghiệm, ở nhiệt độ cao, hoạt tính của các chất hoạt động bề mặt bị giảm theo thời gian. Sự biến thiên tỷ lệ dầu nước trong mỗi trường hợp chính là sự biến thiên sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha

dầu - nước (IFT). Nhìn chung, sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha có xu hướng tăng dưới ảnh hưởng của nhiệt độ cao trong một thời gian dài.

- Khả năng chịu nhiệt ở 130°C của các chất có thể sắp xếp theo thứ tự giảm dần: AOS, NP9, SLES, CAS.

3.2. Ảnh hưởng của nồng độ muối và thành phần muối lên đặc tính của chất hoạt động bề mặt

Trong thực tế, tại các giàn khai thác ở Việt Nam, hầu hết đều sử dụng nước biển để bơm vào giếng bơm ép. Trong quá trình lưu chuyển trong vỉa, nước biển tương tác với nước vỉa làm thay đổi thành phần hóa học ban đầu. Thành phần của nước biển và nước vỉa có thể ảnh hưởng rất lớn tới hoạt tính của chất hoạt động bề mặt trong quá trình chuyển động và lưu giữ trong vỉa, vì vậy việc xem xét những ảnh hưởng của nước biển, nước vỉa tới đặc tính của chất hoạt động bề mặt là hết sức cần thiết. Các nghiên cứu cơ bản trên thế giới cho thấy, trong điều kiện vỉa các chất hoạt động bề mặt có thể bị ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố: phân hủy sinh học, phân hủy nhiệt, kết tủa bởi nồng độ muối cao [8] (đặc biệt là do sự có mặt của các ion kim loại hóa trị 2 như Ca và Mg). Khi bị kết tủa với ion kim loại, nồng độ chất hoạt động bề mặt trong dung dịch sẽ giảm đi, đồng thời hoạt tính bề mặt cũng giảm, do các đầu ưa nước trong phân tử bị phong tỏa bởi ion kim loại.

Trong phần này, các thí nghiệm được tiến hành để xác định ảnh hưởng của ion Ca lên đặc tính của các chất hoạt động bề mặt. Các chất hoạt động bề mặt được pha ở dạng 1% (trên CMC) trong dung dịch NaCl 3,5% với sự có mặt của ion Ca^{2+} ở các nồng độ khác nhau, dung dịch được ủ ở 130°C và quan sát hiện tượng kết tủa của các mẫu. Do nước biển và nước vỉa thường chứa ion Ca^{2+} và Mg^{2+} ở nồng độ 300 - 1.500ppm nên các dải nồng độ Ca^{2+} thử nghiệm cũng nằm trong khoảng này.

Kết quả trong Bảng 1 cho thấy ở nồng độ Ca 800ppm sau 56 ngày thử nhiệt, không xảy ra hiện tượng kết tủa SLES, dung dịch chỉ chuyển đục do phân hủy nhiệt và tạo thành dạng vi nhũ tương. Tuy nhiên, ở nồng độ 1.400ppm trở lên, SLES bị kết tủa bởi Ca chỉ sau 7 ngày thử nhiệt. Nhìn vào bảng có thể thấy rõ miền kết tủa của SLES theo thời gian và nồng độ của Ca trong dung dịch. Ở nồng độ 900ppm sau 49 ngày thử nhiệt bắt đầu xảy ra hiện tượng kết tủa. Ngưỡng chịu đựng tối đa của SLES là 1.300ppm sau 14 ngày thử nhiệt.

Bảng 1. Ảnh hưởng của nồng độ Ca theo thời gian ủ nhiệt SLES

Thời gian (ngày) C _{Ca} (ppm)	0	7	14	21	28	35	42	49	56
200	T	T	T	T	T	T	T	T	T
300	T	T	T	T	T	T	T	T	T
400	T	T	T	T	T	T	T	T	T
500	T	T	T	T	T	T	T	T	T
600	T	T	T	T	T	T	T	T	T
700	T	T	T	T	T	T	T	T	T
800	T	T	T	T	T	T	T	T	T
900	T	T	T	T	T	T	T	KT	KT
1000	T	T	T	T	T	T	KT	KT	KT
1100	T	T	T	T	T	T	KT	KT	KT
1200	T	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT
1300	T	T	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1400	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1500	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT

Ghi chú: T: trong; KT: kết tủa

Bảng 2. Ảnh hưởng của nồng độ Ca theo thời gian ủ nhiệt AOS

Thời gian (ngày) C _{Ca} (ppm)	0	7	14	21	28	35	42	49	56
200	T	T	T	T	T	T	T	T	T
300	T	T	T	T	T	T	T	T	T
400	T	T	T	T	T	T	T	T	T
500	T	T	T	T	T	T	T	T	T
600	T	T	T	T	T	T	T	T	T
700	T	T	T	T	T	T	T	T	T
800	T	T	T	T	T	T	T	T	T
900	T	T	T	T	T	T	KT	KT	KT
1000	T	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT
1100	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT	KT
1200	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT	KT
1300	T	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1400	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1500	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT

Ghi chú: T: trong; KT: kết tủa

Ngưỡng chịu Ca của AOS kém hơn so với SLES, sau 35 ngày thử nhiệt, ở nồng độ Ca 900ppm dung dịch đã bắt đầu kết tủa. Ngưỡng chịu Ca của AOS là 1.300ppm, sau 7 ngày thử nhiệt (Bảng 2).

Kết quả trong Bảng 3 cho thấy NP9 không bị kết tủa bởi ion Ca trong khoảng 200 - 1.500ppm sau 56 ngày thử nhiệt. Môi trường chỉ bị mờ đục do quá trình solvat hóa bị hạn chế. Do chất hoạt động bề mặt không sinh ion nên phân tử không xảy ra hoặc khó xảy tương tác

với các ion kim loại trong môi trường. Đây cũng là đặc tính phổ biến của các chất hoạt động bề mặt không sinh ion.

So với các chất trên, CAS dễ bị kết tủa bởi ion Ca hơn trong quá trình thử nhiệt. Ở nồng độ Ca 600ppm, dung dịch bị kết tủa sau 42 ngày thử nhiệt. Ở nồng độ 1.100ppm, dung dịch bị kết tủa sau 7 ngày thử nghiệm. Ngưỡng chịu nhiệt của CAS là 1.000ppm trong thời gian 7 ngày.

Bảng 3. Ảnh hưởng của nồng độ Ca theo thời gian ủ nhiệt NP9

Thời gian (ngày) C _{Ca} (ppm)	0	7	14	21	28	35	42	49	56
200	T	T	T	T	T	T	T	T	T
300	T	T	T	T	T	T	T	T	T
400	T	T	T	T	T	T	T	T	T
500	T	T	T	T	T	T	T	T	T
600	T	T	T	T	T	T	T	T	T
700	T	T	T	T	T	T	T	T	T
800	T	T	T	T	T	T	T	T	T
900	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1000	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1100	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1200	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1300	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1400	T	T	T	T	T	T	T	T	T
1500	T	T	T	T	T	T	T	T	T

Ghi chú: T: trong

Bảng 4. Ảnh hưởng của nồng độ Ca theo thời gian ủ nhiệt CAS.

Thời gian (ngày) C _{Ca} (ppm)	0	7	14	21	28	35	42	49	56
200	T	T	T	T	T	T	T	T	T
300	T	T	T	T	T	T	T	T	T
400	T	T	T	T	T	T	T	T	T
500	T	T	T	T	T	T	T	T	T
600	T	T	T	T	T	T	T	KT	KT
700	T	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT
800	T	T	T	T	KT	KT	KT	KT	KT
900	T	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1000	T	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1100	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1200	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1300	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1400	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT
1500	T	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT

Ghi chú: T: trong; KT: kết tủa

Có thể thấy, trong môi trường có nồng độ ion Ca cao thì việc sử dụng CAS sẽ bị hạn chế. Trong những trường hợp này có thể sử dụng NP9 kết hợp cùng với các chất khác để hạn chế sự ảnh hưởng của các ion kim loại hóa trị 2.

Từ các kết quả trên có thể kết luận ion kim loại hóa trị hai (Ca, Mg) có khả năng gây kết tủa các chất hoạt động bề mặt anion và lưỡng tính, ảnh hưởng này khác nhau tùy thuộc vào dạng chất hoạt động bề mặt, đối với chất hoạt động bề mặt không sinh ion, Ca (ở nồng độ 200 - 1.500ppm) không gây ảnh hưởng, kết tủa chất hoạt động

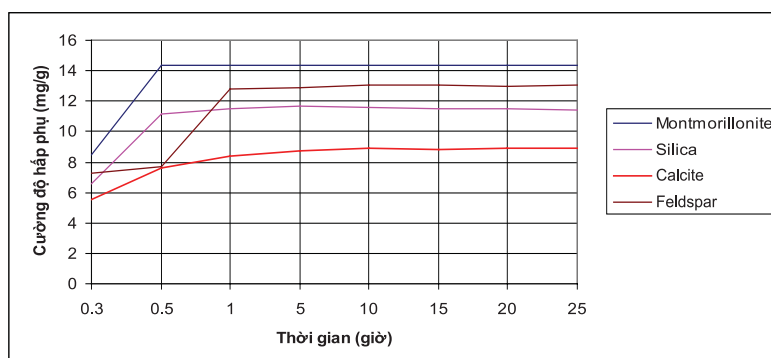
bề mặt. Vì vậy, khi sử dụng các chất này trong bơm ép thì cần thiết phải tính toán xác định nồng độ Ca trong môi trường để tính toán khả năng chất hoạt động bề mặt bị kết tủa từ đó bổ sung thêm các phụ gia cần thiết để hạn chế tối đa ảnh hưởng này. Trong thực tế, ít khi sử dụng một hợp chất hoạt động bề mặt riêng lẻ cho quá trình bơm ép. Người ta thường sử dụng kết hợp 2 hay 3 loại cùng với nhau để có được hiệu ứng cộng hưởng về tính năng hoạt động bề mặt hoặc để hạn chế bớt các yếu tố ảnh hưởng từ bên ngoài [16, 19, 20].

3.3. Ảnh hưởng của đá chứa tới khả năng hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt

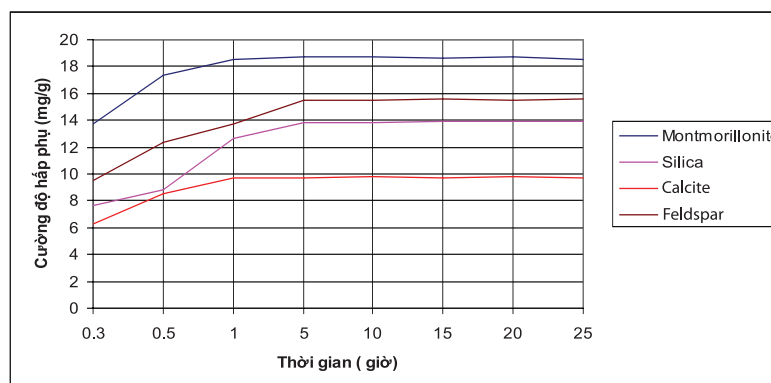
Tương tác giữa các chất hoạt động bề mặt và môi trường lỗ rỗng cát kết xảy ra theo ít nhất hai cơ chế. Theo cơ chế thứ nhất, sự hấp phụ gây ra bởi các tương tác trực tiếp giữa các chất hoạt động bề mặt với bề mặt lỗ rỗng như tương tác tĩnh điện hoặc là các tương tác vật lý khác như liên kết hydro, lực Van der Waals. Cơ chế thứ hai là các chất hoạt động bề mặt bị bẫy lại trong các lỗ rỗng do kết tủa và nằm lại trong đó. Trong trường hợp thứ nhất, sau khi hấp phụ sẽ có quá trình giải hấp phụ khi tiếp tục bơm ép nước, nhưng trong trường hợp thứ hai thì quá trình giải hấp phụ sẽ khó xảy ra hoặc xảy ra rất chậm. Vì trong vỉa cát kết thường có các thành phần chính là sét, silica, feldspar, và calcite nên thí nghiệm hấp phụ được thử nghiệm trên các chất này.

Theo kết quả trên đồ thị, SLES bị hấp phụ trên các loại khoáng rất khác nhau. Cường độ hấp phụ cao nhất xảy ra đối với montmorillonite 14,37mg/g và feldspar 13,1mg/g. Cường độ hấp phụ trên silica và calcite nhỏ hơn, tương ứng với 11,5mg/g và 8,9mg/g. Kết quả này có thể giải thích do diện tích bề mặt của silica và calcite nhỏ hơn so với hai loại khoáng đầu nên độ hấp phụ xảy ra kém hơn. Đường động học cũng cho thấy hấp phụ cân bằng xảy ra đối với các loại khoáng khác nhau cũng tại các thời điểm khác nhau. Nhưng nhìn chung, cân bằng hấp phụ xảy ra sau một giờ tiếp xúc giữa SLES và các loại khoáng.

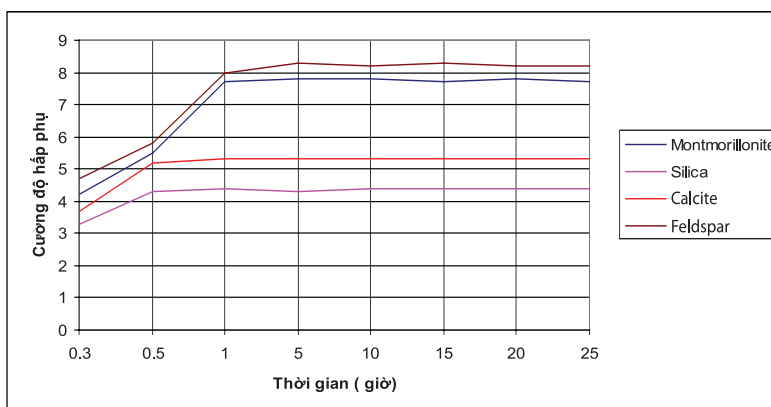
So với SLES cường độ hấp phụ của các loại khoáng đối với AOS lớn hơn so với SLES. Cường độ hấp phụ cao nhất trong trường hợp khoáng là montmorillonite (đạt 18,7mg/g) tiếp sau là feldspar, silica và cuối cùng là calcite. Trên đồ thị Hình 11, hấp phụ cân bằng đối với AOS xảy ra chậm hơn so với SLES (sau 5 giờ tiếp xúc). Nguyên nhân có sự khác nhau về độ hấp phụ SLES và AOS có thể là do chiều dài mạch carbon khác nhau (AOS có chiều dài mạch carbon là 14C - 18C, còn SLES có chiều dài mạch 12C) và sự có mặt của



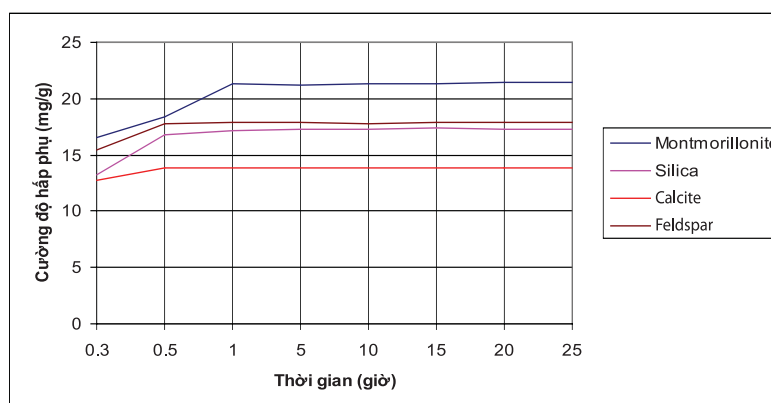
Hình 10. Động học hấp phụ của SLES trên các loại khoáng khác nhau



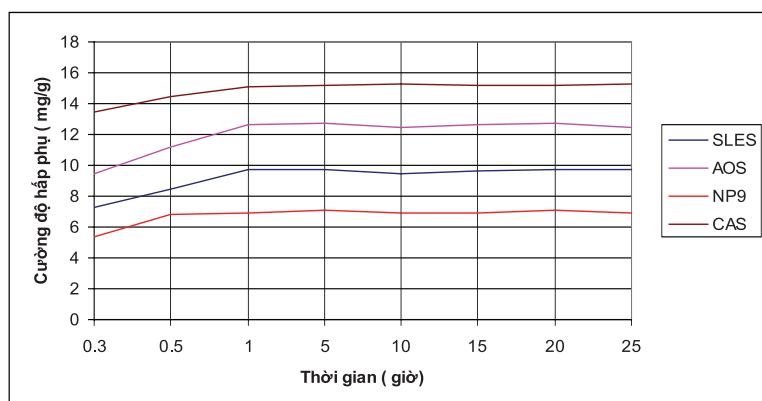
Hình 11. Động học hấp phụ của AOS trên các loại khoáng khác nhau



Hình 12. Động học hấp phụ của NP9 trên các loại khoáng khác nhau



Hình 13. Động học hấp phụ của CAS trên các loại khoáng khác nhau



Hình 14. Động học hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt trên mẫu cát kết mỏ Bạch Hổ

các nhóm ưa nước khác nhau trong phân tử của cả hai chất. Xét về mặt cấu trúc phân tử, AOS có cấu trúc phân tử gọn hơn so với SLES (SLES ngoài nhóm sulfate ra còn có 2 - 3 nhóm ethylene oxid) do đó dễ bị hấp phụ và hấp phụ nhiều hơn SLES trên cùng một đối tượng khoáng.

Khác với hai chất trên, cường độ hấp phụ đối với NP9 thấp hơn hẳn. Sự hấp phụ trên feldspar lớn hơn (8,3mg/g) so với trên các khoáng còn lại (7,7mg/g; 4,3mg/g; 5,2mg/g tương ứng với montmorillonite, silica và calcite). Thời gian đạt hấp phụ cân bằng tương tự so với các chất trên, sau 1 giờ tiếp xúc (Hình 12).

Nguyên nhân của việc hấp phụ ít hơn trên các khoáng là do phân tử NP9 không sinh ion. Đầu ưa nước của chúng không tích điện nên không xảy ra tương tác với bề mặt của khoáng, do đó chúng bị hấp phụ ít hơn rất nhiều, mặc dù phần kỵ nước có mạch C ngắn hơn. Đây là ưu điểm của NP9, sử dụng chúng cho bơm ép thu hồi dầu do ít bị hấp phụ bởi các khoáng.

Kết quả trên Hình 13 cho thấy mức độ hấp phụ của CAS trên các loại khoáng cao hơn các chất còn lại khá nhiều. Hấp phụ cực đại xảy ra trên montmorillonite (đạt 21,3mg/g), thấp nhất trên calcite (đạt 13,9mg/g). Nguyên nhân chính là các loại khoáng trên đều tích điện âm, trong khi đó CAS là chất hoạt động bề mặt lưỡng tính, trong phân tử tồn tại hai nhóm tích điện dương và điện âm. Sự hấp phụ xảy ra do tương tác giữa phần mang điện âm của khoáng và phần mang điện dương của CAS.

Từ các thí nghiệm trên rút ra nhận xét, các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu đều bị hấp phụ trên các khoáng có mặt trong thành phần cát kết. Mức độ hấp phụ khác nhau đối với mỗi chất hoạt động bề mặt và khác nhau đối với từng loại khoáng. Mức độ hấp phụ của khoáng montmorillonite và feldspar đối với chất hoạt động bề mặt

lớn hơn so với hai loại khoáng silica và calcite. Trong số các chất hoạt động bề mặt thì mức độ bị hấp phụ có thể sắp xếp theo thứ tự tăng dần như sau: NP9, SLES, AOS, CAS.

Song song với các thí nghiệm hấp phụ chất hoạt động bề mặt trên từng loại khoáng riêng lẻ, thí nghiệm hấp phụ các chất này trên mẫu đá cát kết cũng được tiến hành. Kết quả trong Hình 14 cho thấy trên mẫu cát kết mỏ Bạch Hổ, CAS bị hấp phụ nhiều nhất (cường độ hấp phụ đạt 15,3mg/g) sau đó đến AOS (cường độ hấp phụ đạt 12,7mg/g), thấp nhất là NP9 (7,1mg/g). Hấp phụ cân bằng xảy ra sau

một giờ tiếp xúc với mẫu cát kết và mức độ hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt trên cát kết nhỏ hơn so với trên từng loại khoáng riêng biệt. Với mức độ hấp phụ như trên, chưa tính đến khả năng bị kết tủa trong vỉa thì lượng chất hoạt động bề mặt bơm vào với nồng độ (đã tính hệ số pha loãng) phải lớn hơn CMC rất nhiều lần mới có tác dụng đẩy dầu ra khỏi lỗ rỗng. Thực tế trong vỉa, ngoài thành phần khoáng ra còn có dầu, khí hòa tan, nước vỉa với các thành phần ion kim loại nên quá trình hấp phụ và giải hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt xảy ra rất phức tạp. Quá trình tạo nhũ của dung dịch chất hoạt động bề mặt với dầu thô trong vỉa sẽ tạo ra hệ mới và động học hấp phụ hay giải hấp phụ (đẩy dầu ra khỏi vỉa) vẫn còn đang được nghiên cứu.

3.4. Xây dựng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt

Trên cơ sở xác định ảnh hưởng của các yếu tố nhiệt độ, khoáng, các phương án thực nghiệm cũng đã được tiến hành để xây dựng tổ hợp chất hoạt động bề mặt có tính năng phù hợp nhất cho các thí nghiệm đẩy dầu. Có nhiều cách để lựa chọn tổ hợp các chất hoạt động bề mặt như quy hoạch thực nghiệm, xây dựng các biểu đồ trạng thái và xác định các thông số đi kèm, đặc biệt là đo sức căng bề mặt của toàn hệ qua đó chọn ra một tổ hợp có đặc tính tối ưu. Thực tế cho thấy việc phối trộn các chất hoạt động bề mặt ở các nồng độ khác nhau sau đó xác định lại đặc tính của cả hệ trong điều kiện nhiệt độ cao là công việc tốn rất nhiều thời gian và số thí nghiệm lặp có thể tới hàng trăm thí nghiệm. Do đó, để tài chọn hướng xác định trạng thái pha (hóa nhũ, chuyển khối dầu nước) để đánh giá tính năng của các hệ chất hoạt động bề mặt thông qua đó rút ra các kết quả so sánh tương đối giữa các hệ. Cách bố trí thí nghiệm này giảm được rất nhiều thời gian đo đạc và trong cùng một khoảng thời gian có thể xác định được đặc tính của rất nhiều mẫu khác nhau.

Bảng 5. Khả năng tạo nhũ của các tổ hợp theo các tỷ lệ phối trộn khác nhau

Tỷ lệ phối trộn	1:9	2:8	3:7	4:6	5:5	6:4	7:3	8:2	9:1
	Tỷ lệ O/W								
CAS: AOS	0,82	0,86	0,93	0,86	0,66	0,64	0,64	0,64	0,66
CAS: NP9	0,64	0,76	0,66	0,64	0,66	0,64	0,64	0,64	0,6
SLES: CAS	0,6	0,62	0,64	0,66	0,66	0,66	0,64	0,64	0,75
NP9: SLES	0,66	0,86	0,78	0,85	0,66	0,78	0,68	0,66	0,66
SLES: AOS	0,9	0,92	0,85	0,85	0,82	0,78	0,66	0,66	0,66
AOS: NP9	0,68	0,68	0,68	0,72	0,74	0,94	0,92	0,86	0,87

Trong các thí nghiệm này, các chất hoạt động bề mặt được phối trộn với nhau từng cặp với nồng độ tổng cộng 2%, phụ gia bằng 0,3% so với chất hoạt động bề mặt và cosurfactant bằng 20% khối lượng so với chất hoạt động bề mặt. Dung dịch này được trộn lẫn với dầu thô (có pha loãng 30% dầu hỏa) và ổn nhiệt ở 130°C trong 56 ngày. Quan sát mức độ hóa nhũ và chuyển pha của các mẫu từ đó rút ra kết luận. Tỷ lệ phối trộn được chọn là tỷ lệ ở đó quá trình chuyển pha, hóa nhũ xảy ra lớn nhất (tỷ lệ dầu/nước lớn nhất).

Kết quả thử nghiệm trạng thái pha dầu nước của hỗn hợp CAS và AOS ở các tỷ lệ khác nhau (Bảng 5) cho thấy ở tỷ lệ CAS: AOS = 3:7, sau 56 ngày thử nhiệt quá trình chuyển pha dầu nước xảy ra lớn nhất, tỷ lệ của pha dầu, nhũ so với toàn hệ là 0,93 (tỷ lệ ban đầu là 0,5). Điều này chứng tỏ ở tỷ lệ phối trộn trên, với sự có mặt của cosurfactant, sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha giảm xuống thấp nhất. Ngay cả ở các tỷ lệ khác thì quá trình chuyển pha cũng xảy ra tương đối lớn, thể hiện ở các mẫu có ranh giới dầu nước mờ nhạt (phần vi nhũ tương). Sự chuyển pha dầu nước giảm dần khi nồng độ AOS giảm dần, nồng độ CAS tăng dần. Điều này cho thấy tác dụng trội của AOS trong tổ hợp và một lần nữa chứng tỏ mức độ bền nhiệt của AOS trong quá trình thử nhiệt.

Việc kết hợp giữa CAS và NP9 theo các tỷ lệ khác nhau không dẫn tới sự khác biệt nhiều về trạng thái pha, mặc dù có xảy ra quá trình chuyển khối dầu vào nước. Tỷ lệ xảy ra chuyển pha lớn nhất là CAS:NP9 = 2:8, với tỷ lệ pha dầu, nhũ so với toàn bộ tổ hợp là 0,76. Tỷ lệ này cho thấy sức căng bề mặt liên diện giữa dầu và nước giảm ít hơn so với tổ hợp trên. Khi nồng độ NP9 giảm đi và nồng độ CAS tăng lên (hai tỷ lệ cuối) thì việc chuyển pha đạt tới giới hạn (phần dung dịch ở dưới trong và không còn tạo thành các pha trung gian như ở các tỷ lệ khác). Có thể thấy khi phối CAS và NP9 thì vai trò chủ yếu trong việc tạo sức căng bề mặt liên diện thấp là do NP9.

Trong trường hợp phối trộn giữa SLES và CAS, kết quả cũng cho thấy sự chuyển pha tăng tương ứng theo chiều tăng nồng độ của SLES và giảm nồng độ của CAS. Tỷ lệ tối ưu nhất là SLES:CAS = 9:1. Tỷ lệ tạo nhũ dầu nước tương ứng là 0,75.

Khi phối trộn NP9 với SLES, kết quả chuyển pha xảy ra tốt hơn so với trường hợp của CAS + NP9 cũng như của CAS với SLES. Nhìn vào số liệu thấy rằng tỷ lệ tối ưu của hai chất này là 2:8 với tỷ lệ nhũ dầu trên toàn bộ hệ là 0,86. Tuy nhiên, ảnh chụp mẫu trong trường hợp này cho thấy có sự biến thiên các thành phần pha khi tỷ lệ thay đổi từ 2:8 tới 6:4, có thể do sự tương tác giữa các thành phần của hệ chất hoạt động bề mặt, các thành phần của dầu thô và cosurfactant ở nhiệt độ cao.

Kết quả thử nghiệm trong bảng cho thấy tổ hợp SLES + AOS cho khả năng hóa nhũ dầu nước rất tốt, tỷ lệ tối ưu giữa hai thành phần này là 2:8, tỷ lệ hóa nhũ là 0,92. Khi giảm dần nồng độ của SLES thì tỷ lệ hóa nhũ cũng giảm dần. Có thể thấy sức căng bề mặt liên diện dầu nước của tổ hợp này tạo ra hạ xuống thấp hơn các tổ hợp khác khi tỷ lệ phối trộn nằm trong khoảng 1:9 - 5:5. Cũng có thể thấy đây là hai chất hoạt động bề mặt anion, thông thường các chất loại này có khả năng làm giảm sức căng bề mặt xuống thấp hơn các chất hoạt động bề mặt không ion.

Kết quả phối trộn giữa NP9 và AOS cho thấy hiện tượng chuyển pha khác hẳn với trường hợp kết hợp AOS với SLES. Khi tỷ lệ AOS:NP9 tăng dần thì tỷ lệ tạo nhũ cũng tăng. Tỷ lệ này đạt mức cao nhất là 0,94 với tỷ lệ AOS là 6:4, sau đó giảm dần khi tiếp tục tăng nồng độ AOS. Quan sát thấy hiện tượng chuyển pha rất rõ ràng trong dãy thí nghiệm (màu sắc của pha nước chuyển sang màu vàng do các thành phần trong dầu thô chuyển vào dưới tác động của các chất hoạt động bề mặt và cosurfactant).

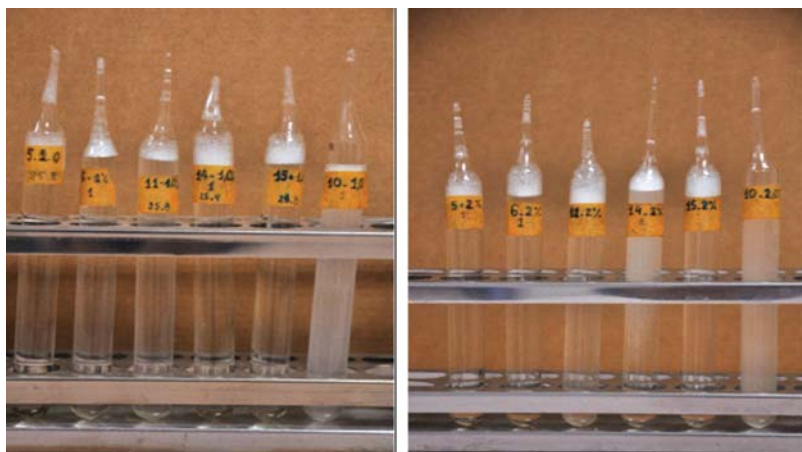
Như vậy, qua việc tiến hành các thí nghiệm chuyển pha có thể chọn ra các tỷ lệ tổ hợp các chất hoạt động bề mặt có khả năng tạo nhũ, chuyển pha lớn nhất.

Các tổ hợp này bao gồm:

1. AOS + NP9: với tỷ lệ 6:4
2. SLES + AOS: với tỷ lệ 2:8
3. NP9 + SLES: với tỷ lệ 2:8
4. SLES + CAS: với tỷ lệ 9:1
5. CAS + NP9: với tỷ lệ 2:8
6. CAS + AOS: với tỷ lệ 3:7.

Trong số 6 tổ hợp này, để chọn ra các tổ hợp tối ưu nhất, các thí nghiệm thử nhiệt lại được tiến hành lại để khảo sát độ bền nhiệt của các tổ hợp một lần nữa.

Kết quả thử nghiệm nhiệt cho thấy, ở nồng độ tổ hợp 1%, sau 56 ngày tổ hợp CAS + AOS bị đục (khả năng tạo bọt giảm hẳn), các tổ hợp khác vẫn trong và vẫn có khả năng tạo bọt (hoạt tính bề mặt của tổ hợp vẫn được duy trì). Nhưng ở nồng độ 2% có thêm tổ hợp CAS + NP9 bị đục. Điều này chứng tỏ nguyên nhân gây đục chủ yếu là do CAS. Vì vậy, hai tổ hợp này sẽ không được đưa vào thử nghiệm ở phần sau.



Hình 15. Kết quả thử nghiệm nhiệt ở 130°C của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt ở nồng độ 1% (ảnh trái) và 2% (ảnh phải). (Theo thứ tự từ trái sang phải: AOS + NP9; SLES + AOS; NP9 + SLES; CAS + NP9; SLES + CAS; CAS + AOS)

Với 4 tổ hợp còn lại, tiếp tục xác định khả năng làm giảm sức căng bề mặt với dầu thô trong điều kiện nhiệt độ 120°C và áp suất cao (do điều kiện thiết bị đo chỉ thực hiện được trong điều kiện 120°C).

Với hai tổ hợp: NP9 + SLES và SLES + CAS kết quả đo hình dạng giọt không như mong muốn. Ở nhiệt độ cao và áp suất cao, hai tổ hợp đã xảy ra hiện tượng mờ đục, camera không thu nhận được hình ảnh của giọt dầu mặc dù chúng vẫn có khả năng tạo nhũ với dầu thô (duy trì được khả năng giảm sức căng bề mặt dầu nước) và vẫn giữ được độ trong ở các thí nghiệm thử nhiệt trong ampul. Hiện tượng trên xảy ra có thể do tương tác giữa các thành phần trong tổ hợp: chất hoạt động bề mặt, cosurfactant và phụ gia tăng tính chịu nhiệt, thành phần khoáng trong nước biển. Các mối tương tác này xảy ra rất phức tạp trong điều kiện vỉa. Phạm vi của đề tài cũng như thời gian và thiết bị chưa cho phép làm rõ các mối tương tác này. Như vậy có thể thấy phương pháp đo hình dạng giọt không áp dụng được cho tổ hợp dạng này.

Từ các kết quả đo sức căng bề mặt liên diện dầu nước của các tổ hợp, nhóm tác giả đi đến kết luận chọn tổ hợp AOS + NP9 cùng các phụ gia trong thí nghiệm tiếp theo để xác định khả năng làm thay đổi góc dính ướt giữa bề mặt đá chứa và dầu.

Kết quả đo góc dính ướt của đá chứa (cát kết) với giọt dầu trong môi trường tổ hợp AOS + NP9 là 43,51°. Như phần tổng quan đã trình bày: khi góc thấm ướt nhỏ hơn 90° thì bề mặt chất rắn (đá chứa) sẽ nghiêng về phía thấm nước, khi góc thấm ướt lớn hơn 90° thì bề mặt chất rắn sẽ nghiêng về phía thấm dầu. Kết quả đo cho thấy tổ hợp chất hoạt động bề mặt đã làm thay đổi tính dính ướt của bề mặt đá chứa, làm bề mặt có tính thấm nước trội hơn. Có nghĩa là đã có sự tương tác của chất hoạt động bề mặt với bề mặt đá thông qua các tương tác phân cực, làm tăng sự hòa tan

Bảng 6. Kết quả đo sức căng bề mặt của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt tại điều kiện vỉa

TT	Số hiệu mẫu	Nhiệt độ	Thông số đo	Đơn vị	Giá trị
1	Nước biển	120°C	Sức căng bề mặt	mN/m	39,56
2	AOS + NP9	120°C	Sức căng bề mặt	mN/m	10,24
3	SLES + AOS	120°C	Sức căng bề mặt	mN/m	16,12
4	NP9 + SLES	90°C	Sức căng bề mặt	mN/m	Không đo được
5	SLES + CAS	90°C	Sức căng bề mặt	mN/m	Không đo được

các hợp phần trong dầu vào trong dung dịch chất hoạt động bề mặt. Điều này chứng tỏ hệ tổ hợp chất hoạt động bề mặt được lựa chọn có thể sử dụng trong tăng cường thu hồi dầu theo cơ chế thay đổi đặc tính dính ướt của đá chứa.

3.5. Thử nghiệm đẩy dầu bằng tổ hợp chất hoạt động bề mặt trên mô hình vỉa

Từ những cơ sở lý thuyết và thực tiễn trên, đề tài thiết kế thành phần của tổ hợp chất hoạt động bề mặt cho thử nghiệm như sau:

- + AOS: 36%
- + NP9: 24%
- + Cosurfactant: 12%
- + Phụ gia: 1,8%
- + Nước: 26,2%.

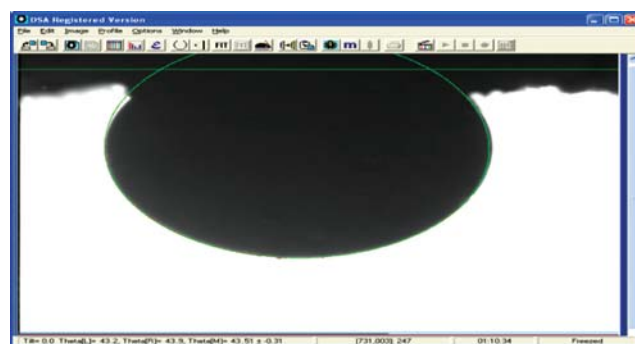
Tổ hợp này có các tính chất sau:

- + Độ nhớt: 60cst (40°C)
- + Sức căng bề mặt (đo ở dung dịch 0,1%): 15,26mN/m (so với không khí).

Thử nghiệm đẩy dầu được tiến hành trên 6 mô hình mẫu lõi cát kết Miocen với các thông số khác nhau được trình bày trong Bảng 7. Mẫu thử nghiệm có các thông số nằm trong khoảng giá trị trung bình trên. Mẫu có độ thấm nhỏ nhất là 85mD, mẫu có độ thấm lớn nhất là 657mD. Các độ thấm lớn hơn không được lựa chọn vì với các mẫu có độ thấm lớn, các chất hoạt động bề mặt sẽ đi rất nhanh qua mẫu, sức căng bề mặt nhỏ, do đó làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy, dẫn đến hiện tượng "rửa dầu". Trong thực tế, việc sử dụng chất hoạt động bề mặt cho các đối tượng có độ thấm lớn hoặc nhiều nút nghẽn thường dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm là do nguyên nhân này.

Kết quả đẩy dầu được trình bày trong các Hình 17 - 22.

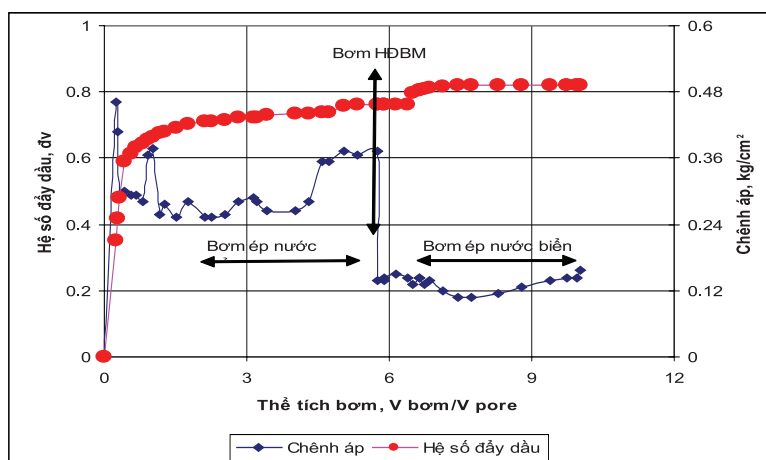
Các kết quả thử nghiệm cho thấy hệ số đẩy dầu trên các mô hình đều tăng khi sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế) và cùng một nồng độ chất hoạt động bề mặt, các kết quả thu



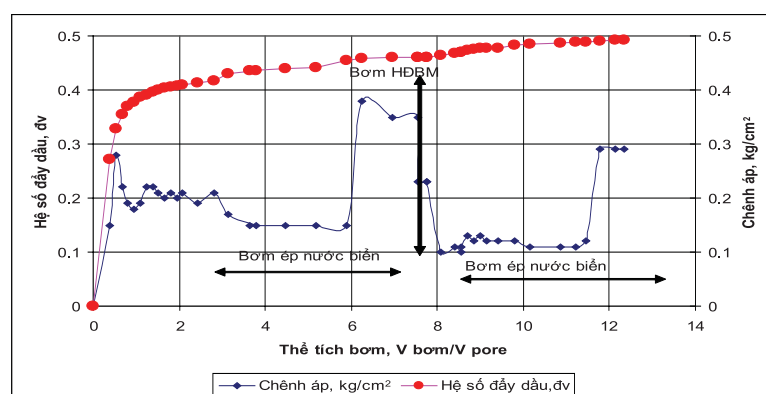
Hình 16. Kết quả đo góc dính ướt của dầu và đá chứa trong dung dịch tổ hợp AOS + NP9 tại điều kiện vỉa

Bảng 7. Thông số mô hình thử nghiệm

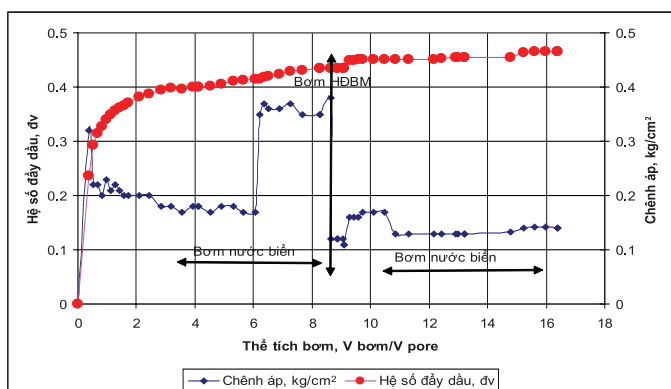
TT	Chiều dài (mm)	Đường kính (mm)	Độ rỗng %	Thể tích lỗ rỗng (cm ³)	Độ thấm khí (mD)
Mô hình 1	218,9	50	20,8	83,26	253
Mô hình 2	207,3	50	19,53	69,18	293
Mô hình 3	175	49,9	19,1	63,53	429
Mô hình 4	211,4	50,4	17,91	67,88	657
Mô hình 5	170,4	49,9	17,86	58,66	85
Mô hình 6	172,5	50,1	16,36	53,76	131



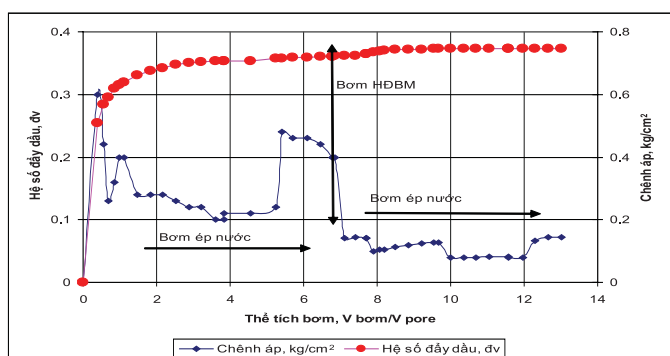
Hình 17. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 1



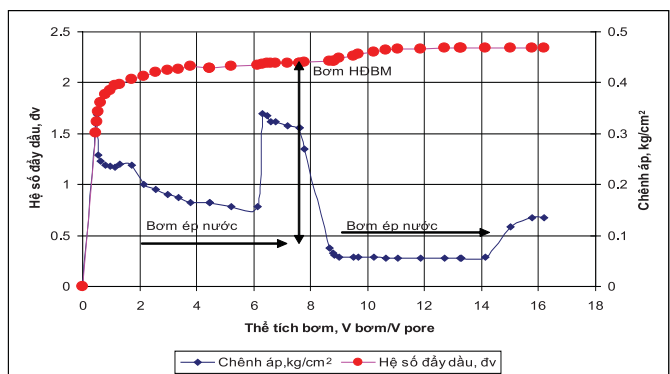
Hình 18. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 2



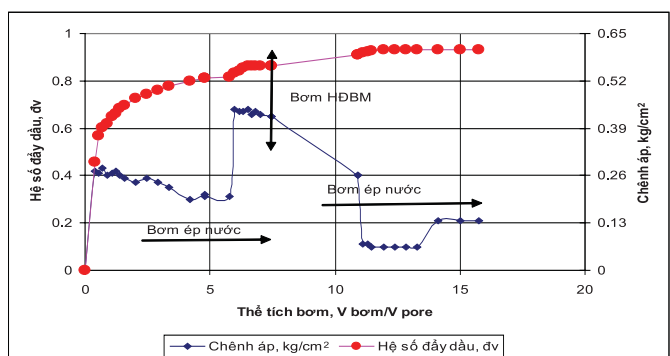
Hình 19. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 3



Hình 20. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 4



Hình 21. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 5



Hình 22. Động thái đẩy dầu trước và sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - mô hình 6

được là khác nhau đối với mỗi mô hình. Đồ thị chênh áp và kết quả phục hồi độ thấm cho thấy sau khi bơm hệ chất hoạt động bề mặt, độ thấm của các mẫu trong mô hình đều tăng lên (chênh áp giảm). Điều này chứng tỏ rằng chất hoạt động bề mặt đã làm thay đổi tính dính ướt của đá chứa, giảm độ nhớt của dầu và giúp tăng hiệu quả đẩy dầu ra ngoài. Nhìn chung, lượng dầu tăng thu hồi khác nhau giữa các mô hình và nằm trong khoảng 6 - 8%. Cá biệt cho mô hình 4 là 3,8%. Sự khác biệt này có thể do sự khác biệt giữa các đặc trưng về cấu trúc, thành phần, độ thấm, độ rỗng của mẫu lõi trong mô hình. Kết quả này cũng khá tương đồng với một số kết quả trong các nghiên cứu trước đây về đẩy dầu trên mô hình vỉa [17 - 20].

Căn cứ vào động thái đẩy dầu trong các mô hình (Hình 17 - 22), sau khi bơm ép chất hoạt động bề mặt, thể tích nước bơm vào để tiếp tục đẩy dầu cho tới điểm cân bằng (không đẩy dầu ra được nữa) nằm trong khoảng 1,5 - 3 Vpore. Thời điểm xuất hiện dầu sau khi bơm chất hoạt động bề mặt và đẩy tiếp bằng nước nằm trong khoảng 0,1 - 0,5 Vpore. Điều này cho thấy, trên mô hình, lượng dầu thu hồi thêm xuất hiện rất sớm và thời gian thu hồi khá ngắn. Như vậy có thể thấy ngay hiệu quả của việc đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt. Có thể giải thích hiện tượng này bằng cơ chế đẩy dầu sớm do việc tăng hệ số quét của hệ chất hoạt động bề mặt. Do có độ nhớt cao (60cst), hệ chất hoạt động bề mặt này như một thể gel, có độ nhớt cao hơn của nước biển nên có thể làm gia tăng thể tích quét ở vùng tiếp xúc. Sau khi bị pha loãng bằng nước biển, chất hoạt động bề mặt tiếp tục thực hiện chức năng đẩy dầu tại những vùng xa hơn theo cơ chế giảm sức căng bề mặt dầu - đá, giảm độ nhớt của dầu. Cơ chế quét (tăng h_s) do gel nói trên kết hợp với các cơ chế đẩy (tăng h_d) của chất hoạt động bề mặt dẫn đến kết quả đẩy dầu dư bão hòa cuối cùng trong mẫu lõi giúp tăng thu hồi dầu. Hiện tượng này sẽ không xảy ra trong trường hợp bơm chất hoạt động bề mặt với nồng độ thấp. Nguyên nhân là với nồng độ thấp, hệ chất hoạt động bề mặt có độ nhớt thấp (do đặc tính làm giảm sức căng bề mặt), sẽ di chuyển rất nhanh qua các lỗ rỗng và chỉ có tác dụng đẩy dầu chứ không làm tăng hệ số quét. Tuy nhiên, trong thực tế, thời gian xuất hiện dầu tăng thu hồi có thể lâu hơn nhiều; thời gian quan sát và theo dõi có thể kéo dài phụ thuộc vào hướng vận động của dầu nước, mức độ liên thông giữa các giếng bơm ép với giếng khai thác. Hơn nữa trong thực tế, khi bơm ép chất hoạt động bề mặt tại một giếng bơm ép, người ta thường theo dõi sản lượng dầu thu hồi ở một hay nhiều giếng khai thác khác nhau.

Bảng 8. Kết quả xác định hệ số đẩy dầu trên các mô hình

Thông số	MH1	MH2	MH3	MH4	MH5	MH6
Độ thấm ban đầu của mẫu, mD	21,34	50,88	57,03	65,78	15,46	15,68
Độ thấm nước trước khi bơm hoạt động bề mặt, mD	9,21	13	13,86	26,54	2,6	6,41
Độ thấm nước sau khi bơm hoạt động bề mặt, mD	12,69	20,21	17,53	44,09	6,74	21,16
Hệ số phục hồi độ thấm sau khi bơm hoạt động bề mặt	1,38	1,55	1,26	1,66	2,59	3,3
Hệ số thu hồi dầu tương đối	7,43	8,53	7,19	3,8	6,66	8,01

4. Kết luận

Kết quả trình bày ở trên cho thấy, các chất hoạt động bề mặt có khả năng làm giảm sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu nước, làm thay đổi tính dính ướt của đá chứa từ thấm dầu sang thấm nước. Trong điều kiện nhiệt độ và nồng độ khoáng cao, hoạt tính của các chất hoạt động bề mặt bị suy giảm theo thời gian. Thử nghiệm cho thấy, có hiện tượng hấp phụ chất hoạt động bề mặt trong đá chứa. Sự kết hợp chất hoạt động bề mặt anion và nonion tạo thành tổ hợp có khả năng chịu nhiệt và muối tốt hơn. Tổ hợp này dùng bơm ép đẩy dầu cho hệ số thu hồi dầu trung bình 7,56%, tuy nhiên trong thực tế con số này có thể thay đổi vì mô hình thử nghiệm không hoàn toàn giống với điều kiện thực tế ngoài mỏ. Theo tính toán, chỉ riêng trữ lượng dầu còn lại tại Miocen - Bạch Hổ vào khoảng hơn 30 triệu tấn, nếu áp dụng phương pháp này trên quy mô toàn mỏ thì hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu dự kiến sẽ đạt khoảng 1 - 2%, tương đương với hơn nửa triệu tấn dầu (giá trị khoảng 300 triệu USD) thu hồi tăng cường.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, tiềm năng ứng dụng phương pháp bơm ép hệ chất hoạt động bề mặt cho tăng thu hồi dầu tại các đối tượng Miocen, mỏ Bạch Hổ hoặc cho các đối tượng tương đồng khác.

Tài liệu tham khảo

1. E.Acosta, et al. *The role of hydrophylic linkers. Surfactants and Detergents*. 2002; 5: p.151 - 157.
2. D.B. Levitt. *SPE - 100116*. 2006.
3. George J. Hirasaki, Claren A. Miler. *Surfactant based enhanced oil recovery and foam mobility control*. Technical report. USA. 2004.
4. J.George, Hirasaki. *SPE - 115386*. 2006.
5. J.George, Hirasaki. *Recent advances in surfactant EOR- SPE 115386*. 2008.
6. Jean - Louis Salager. *Surfactants type and use*.
7. Jungermann, E, Ed. *Cationic surfactant*. 1970.
8. Laurier L, Schramm. *Surfactants. Fundamentals*

and applications in the petroleum industry. 2000.

9. Milton J.Rosen. *Industrial utilization of Surfactant. Principle and practice*.
10. K.L.Mittal, Micellization. *Solubilization and microemulsions*. Plenum; New York. 1977.
11. P.Mukerjee. *Critical micelle concentrations of aqueous surfactant system*. Washington. 1971.
12. P.D.Berger, C.H.Lee. *Ultra- low concentration surfactants for sandston and limestone floods*. SPE 75186. 2002.
13. M.J.Pitts. *Use of surfactants for Improve petroleum recovery. NSF Workshop*. 2001.
14. D.A.Sabaniti, et al. *Linker molecules in surfactant mixtures*. Col and Int. Sci. 2003.
15. Schramm, L.L.Emulions. *Fundamentals and application in the petroleum industry*. Washington DC. 1992.
16. J.J.Tabber, Martin, F.D. *EOR screening criteria revisited - SPE reservoir engineering*. 1996.
17. K.Taugbol, T.Van Ly. *Chemical flooding of oil reservoirs*. Colloids and science A.1995; 103: p. 83.
18. Nguyễn Phương Tùng. *Báo cáo Hợp đồng "Nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn các hỗn hợp chất hoạt tính bề mặt và phương pháp bơm ép chúng vào vỉa nhằm nâng cao hệ số đẩy dầu cho thân dầu móng Đông Nam Rồng"*. 2007.
19. Phan Văn Đoàn, Trịnh Thanh Sơn và nnk. *Báo cáo Hợp đồng "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các vỉa lục nguyên bằng những phương pháp hóa lý tổng hợp"*. 2010.
20. Phan Văn Đoàn, Trịnh Thanh Sơn và nnk. *Báo cáo Hợp đồng "Thử nghiệm công nghệ công nghệ phức hợp vi sinh hóa lý tăng thu hồi dầu vỉa Miocen hạ Bạch Hổ"*. 2007.
21. Tạ Đình Vinh, Phan Văn Đoàn và nnk. *Báo cáo đề tài Tổng công ty Dầu khí Việt Nam "Nghiên cứu sử dụng phương pháp phức hợp vi sinh hóa lý cho tăng cường thu hồi dầu tầng Miocen mỏ Bạch Hổ"*. 2001.

Đặc điểm thạch học, môi trường trầm tích và đặc tính chứa của tập trầm tích tuổi Miocen sớm khu vực phía Tây phần trung tâm bể Cửu Long

ThS. Bùi Thị Ngọc Phương
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Tại khu vực phía Tây phần trung tâm của bể Cửu Long, tập trầm tích hệ tầng Bạch Hổ tuổi Miocen sớm có nóc bị phủ bất chỉnh hợp bởi tập sét (shale) Bạch Hổ và đáy phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích hệ tầng Trà Tân. Tập trầm tích hệ tầng Bạch Hổ tuổi Miocen sớm được chia thành hai Phụ hệ tầng là Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - BI.1 và Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên - BI.2.

Dựa trên kết quả phân tích lát mỏng thạch học, nhiễu xạ tia X (XRD) và kính hiển vi điện tử quét (SEM) của một số mẫu thuộc tập trầm tích tuổi Miocen sớm tại khu vực phía Tây phần trung tâm bể Cửu Long, bài báo trình bày thành phần khoáng vật tạo đá, kiến trúc của đá, phân loại tên đá và từ đó đánh giá mức độ thay đổi chất lượng chứa do các quá trình biến đổi sau trầm tích của đá tuổi Miocen sớm tại khu vực nghiên cứu.

Theo kết quả nghiên cứu thạch học, cát kết tập trầm tích tuổi Miocen sớm tại đây chủ yếu là cát kết hạt mịn đến hạt trung bình và được phân loại chủ yếu là feldspathic greywacke, lithic arkose và arkose. Cát kết có độ chọn lọc trung bình đến trung bình tốt và được lắng đọng trong điều kiện của môi trường đồng bằng sông, hồ và kết thúc là môi trường đồng bằng ven biển nông. Đá cát kết trong tập trầm tích này có độ rỗng rất tốt với phần lớn là lỗ rỗng giữa các hạt và một phần được nâng cao bởi lỗ rỗng trong hạt do sự hòa tan các hạt vụn không bền vững. Tuy nhiên, sự liên thông giữa các lỗ rỗng đôi chỗ bị giảm do sự xuất hiện của vật chất đồng trầm tích và khoáng vật thứ sinh.

I. Phương pháp nghiên cứu

Phương pháp nghiên cứu thạch học - trầm tích gồm 3 chỉ tiêu là nghiên cứu lát mỏng thạch học, kính hiển vi điện tử quét (SEM) và nhiễu xạ tia X (XRD).

1. Phương pháp nghiên cứu lát mỏng thạch học

Nhằm giúp xác định thành phần khoáng vật tạo đá, kiến trúc đá, phân loại tên đá, quá trình biến đổi sau trầm tích và quá trình biến đổi nhiệt dịch. Môi trường trầm tích và chất lượng chứa của đá cũng được xác định.

Việc xác định thành phần phần trăm của các khoáng vật tạo đá, các khoáng vật thứ sinh và lỗ rỗng được dựa vào phương pháp đếm điểm của Van der Plas, 1965; Solomon & Green, 1966 với mỗi lát mỏng được đếm 300 điểm hay 500 điểm. Phân loại sét - bột - cát kết dựa vào phân loại của Folk, Andrews và Lewis (1970). Phân loại tên đá đối với mẫu cát kết được dựa vào phân loại của R.L.Folk (1974) cho cả cát kết với hàm lượng sét đồng trầm tích (matrix)

nhiều hơn 15% và cát kết với hàm lượng sét đồng trầm tích (matrix) ít hơn 15%.

2. Phương pháp nghiên cứu kính hiển vi điện tử

Bằng hình ảnh ba chiều ở độ phóng đại lớn giúp xác định cấu trúc tinh thể của từng khoáng vật đặc biệt là khoáng vật sét, khoáng vật thứ sinh, mối quan hệ của các khoáng vật và sự ảnh hưởng của chúng đối với hệ thống lỗ rỗng cũng như sự phân bố lỗ rỗng trong đá. Ngoài ra, việc nghiên cứu kính hiển vi điện tử giúp xác định trình tự thành tạo của các khoáng vật trong quá trình tạo đá.

3. Phương pháp nghiên cứu nhiễu xạ tia X

Gồm hai phần là phân tích toàn bộ đá và phân tích sét. Phân tích toàn bộ đá giúp xác định định tính và bán định lượng của từng khoáng vật tạo đá. Phân tích sét giúp xác định định tính và bán định lượng của từng khoáng vật sét riêng biệt. Ngoài ra, kết quả phân tích XRD giúp xác định mức độ biến đổi của đá sau trầm tích.

II. Kết quả nghiên cứu

1. Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - Tập trầm tích BI.1

1.1. Đặc điểm thạch học

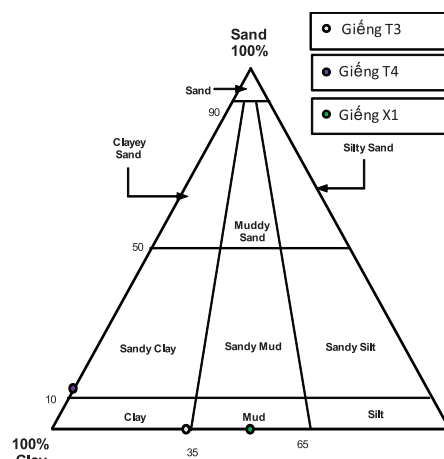
Tất cả các giếng khoan thăm dò và khai thác thuộc khu vực nghiên cứu đều xuyên qua tập trầm tích BI.1. Kết quả phân tích lát mỏng thạch học cho thấy các lát mỏng được phân tích của tập trầm tích BI.1 phần lớn là cát kết với sét kết, bột kết và đá tuff xuất hiện không thường xuyên. Theo tài liệu log, tập trầm tích BI.1 có hai phụ tập trầm tích với thành phần thạch học khác nhau. Phụ tập BI.1 dưới (BH5.1) là tập cát dày với những lớp mỏng sét kết và bột kết xen kẽ, trong khi đó phụ tập BI.1 trên (BI.1) là một tập sét dày màu nâu hơi đỏ với những lớp mỏng cát kết và bột kết xen kẽ.

Kết quả phân tích lát mỏng thạch học cho thấy sét kết và bột kết (Hình 1) có thành phần chủ yếu là khoáng vật sét với một lượng rất nhỏ hạt vụn cỡ bột đôi khi cỡ cát hạt mịn như thạch anh, feldspar và mica, nằm rải rác trên nền sét đồng trầm tích, đôi chỗ thấy pyrite trộn lẫn trong nền sét đồng trầm tích. Sét kết hay bột kết xuất hiện rất ít, chỉ rải rác ở một số giếng khoan T3, giếng khoan T4 và giếng khoan T1. Kết quả phân tích Ronghen cho thấy khoáng vật sét chủ yếu là smectite, kaolinite, chlorite và illite với số lượng gần tương đương nhau; hỗn hợp lớp illite-smectite chiếm một lượng rất nhỏ.

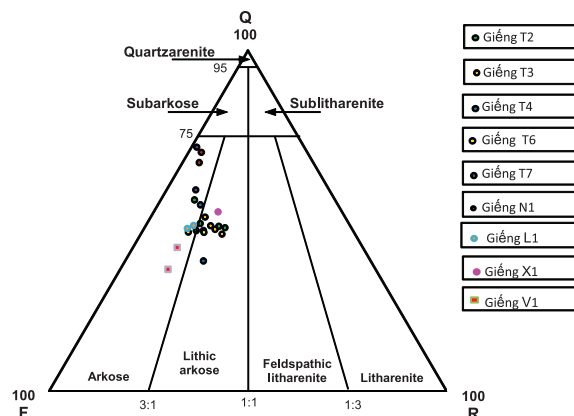
Đá cát kết chủ yếu là cát kết dạng feldspathic greywacke, lithic arkose và arkose (Hình 2 và 3). Cát kết ở đây chủ yếu là cát kết hạt mịn đến hạt trung bình với cấu trúc từ mịn đến thô dần lên (coarsening upward). Độ chọn lọc trung bình đến trung bình tốt. Hạt vụn có hình dạng hạt đa phần là góc cạnh đến bán góc cạnh và bán tròn cạnh với tiếp xúc giữa các hạt có kiểu trôi nổi, điểm cho đến đường thẳng. Hình 4 cho thấy thành phần khoáng vật tạo đá chủ yếu là thạch anh và một lượng nhỏ feldspar và mảnh đá. Thành phần mảnh đá chủ yếu là mảnh volcanic và một lượng ít hơn là mảnh granite; những mảnh đá khác như schist, quartzite và chert xuất hiện với tỷ lệ nhỏ hơn. Sét đồng trầm tích ở tập trầm tích này xuất hiện rất phổ biến, trong khi đó sét thứ sinh chiếm một lượng nhỏ.

Kết quả phân tích XRD cho thấy khoáng vật ở đây chủ yếu là sét kaolinite, chlorite, illite, smectite và một ít hỗn hợp sét illite-smectite; kết quả này chỉ ra rằng tập trầm tích BI.1 được thành tạo trong giai đoạn tạo đá sớm (eodiagenesis), trong đó sự thoái hóa của các khoáng vật sét cũng như hòa tan các khoáng vật không bền vững xảy ra rất yếu. Calcite thứ sinh xuất hiện không thường xuyên,

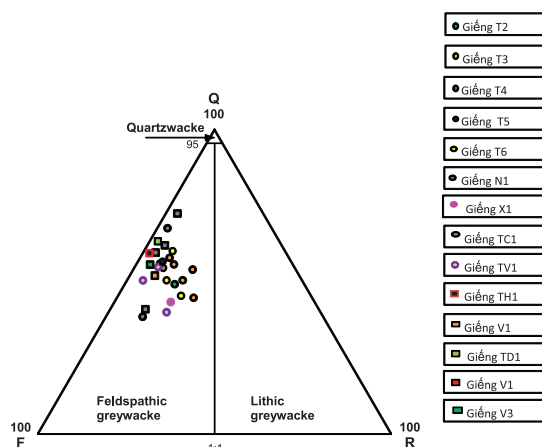
nhưng đôi khi xuất hiện với một lượng rất cao (dạng khả poikilotopic) như tại độ sâu 1.960m của giếng khoan V1; tại độ sâu 2.720,5m của giếng khoan T3; tại độ sâu 2.914m của giếng khoan T6 và tại vài độ sâu của giếng khoan N1. Ngoài ra, những khoáng vật thứ sinh khác (như siderite,



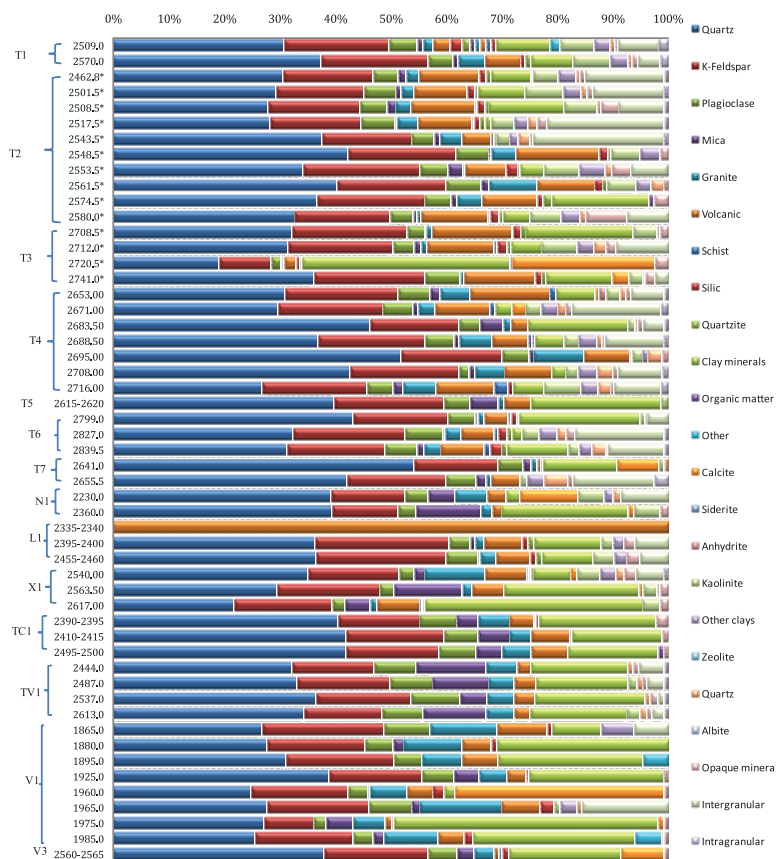
Hình 1. Phân loại sét - bột - cát theo Folk, Andrew và Lewis (1970). Tập trầm tích BI.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - Miocen sớm



Hình 2. Phân loại cát kết với matrix < 15%, R.L. Folk (1974). Tập trầm tích BI.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - Miocen sớm



Hình 3. Phân loại cát kết với matrix > 15%, R.L. Folk (1974). Tập trầm tích BI.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - Miocen sớm



Hình 4. Thành phần thạch học Tập trầm tích BL.1- Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới

pyrite và quartz) cũng xuất hiện rải rác với một lượng nhỏ.

Đá trầm tích núi lửa (tuff) chỉ xuất hiện duy nhất tại khoảng độ sâu 2.335 - 2.340m ở giếng khoan L1, thành phần chủ yếu là mảnh vụn đá tro bụi núi lửa với kích thước hạt từ kích cỡ cát hạt thô đến kích cỡ cội. Đây có thể là một lớp cuội kết hoặc lớp phun trào nằm xen kẽ trong tập trầm tích này.

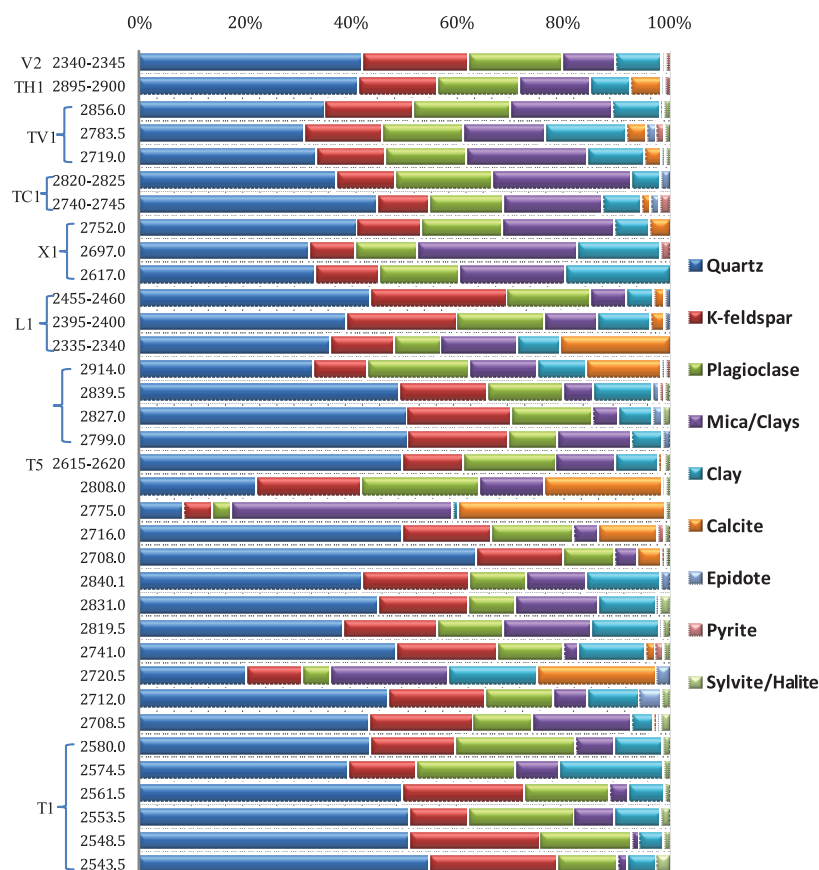
Từ những kết quả trên cho thấy tập trầm tích BL.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ có nguồn gốc từ khối tầng lục địa như đá magma xâm nhập và đá magma phun trào. Từ đặc điểm kiến trúc thô dẫn lên của tập trầm tích cho thấy trầm tích của tập BL.1 được trầm tích trong môi trường đồng bằng sông - hồ với năng lượng dòng chảy thay đổi từ thấp đến cao do ảnh hưởng của mực nước thủy triều.

1.2. Những biến đổi sau trầm tích ảnh hưởng lên chất lượng rỗng - thấm của đá

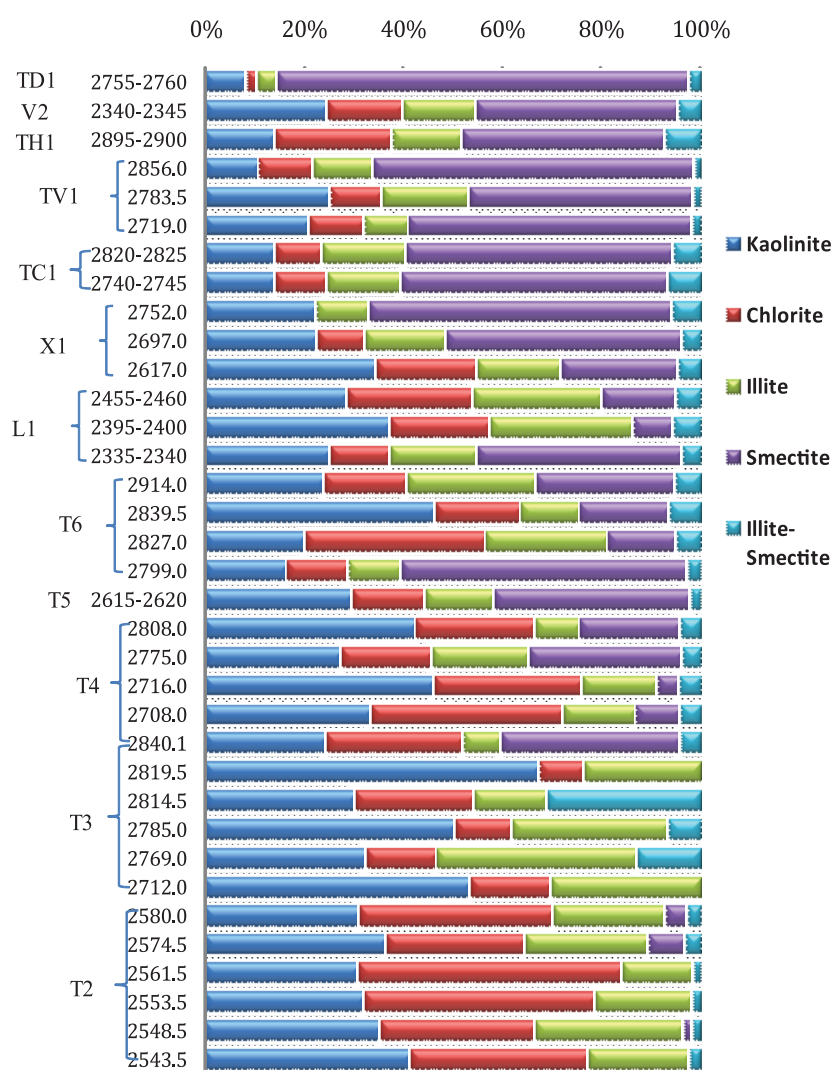
Nhìn chung cát kết trầm tích này bị biến đổi ở mức độ nhẹ với hàm lượng các khoáng vật thứ sinh thấp (<10%) gồm: kaolinite,

quartz, pyrite, siderite, albite và một số khoáng vật sét khác (Hình 4). Đôi chỗ, calcite xuất hiện với tỷ lệ rất lớn ở dạng khảm (poikilotopic). Hình 6 cho thấy khoáng vật sét chủ yếu là kaolinite với tỷ lệ ít hơn illite, chlorite. Hỗn hợp lớp illite-smectite xuất hiện một lượng ít hơn nhiều. Smectite xuất hiện tại một số giếng với tỷ lệ tương đối lớn. Điều này cho thấy đá ở trong giai đoạn thành tạo sớm.

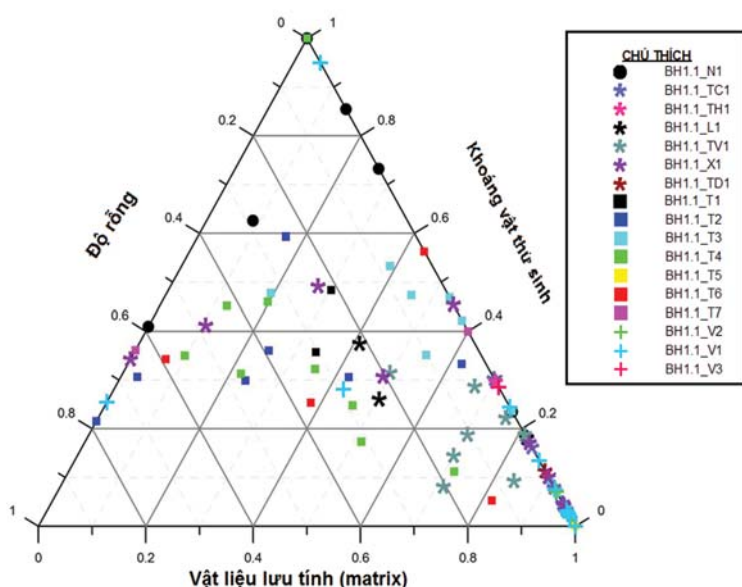
Chất lượng chứa của cát kết trong tập trầm tích BL.1 phân bố không đồng đều và phần lớn bị ảnh hưởng mạnh bởi sét đồng trầm tích và khoáng vật thứ sinh. Hình 7 cho thấy vật chất đồng trầm tích xuất hiện phổ biến trong tập trầm tích này, tuy nhiên khoáng vật thứ sinh chiếm một lượng nhỏ hơn, điều này đã làm giảm một phần rỗng - thấm của đá. Sự xuất hiện cục bộ của calcite dạng khảm (poikilotopic, ảnh 1) cũng làm ảnh hưởng mạnh đến sự liên thông của các hòng lỗ rỗng và làm giảm đáng kể chất lượng chứa của đá. Ngoài ra, những khoáng vật thứ sinh khác như siderite, pyrite và quartz với tỷ lệ nhỏ cũng ảnh hưởng ít nhiều đến độ rỗng và độ thấm của đá.



Hình 5. Kết quả phân tích toàn bộ đá Tập trầm tích BL.1- Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới



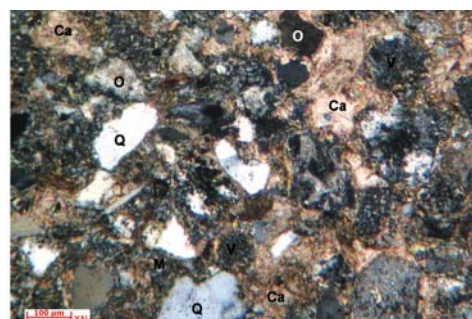
Hình 6. Thành phần khoáng vật sét Tập trầm tích BI.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới



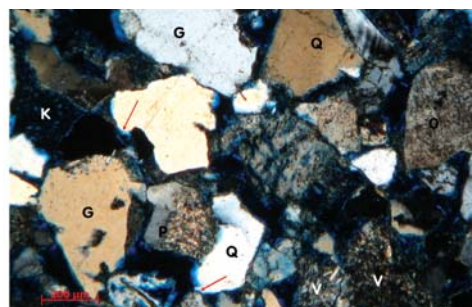
Hình 7. Mối tương quan giữa vật chất đồng trầm tích và khoáng vật thứ sinh đối với lỗ rỗng Tập trầm tích BI.1 - Phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới - Miocen sớm

Nhìn chung, chất lượng độ rỗng của tập trầm tích BI.1 phân bố không đồng đều. Tại một số giếng khoan thuộc cấu tạo T có độ rỗng rất tốt như tại độ sâu 2.543,5m của giếng khoan T2 với 23,4%; tại độ sâu 2.827m và độ sâu 2839,5m của giếng khoan T6 với rỗng từ 10 - 15,8%; tại độ sâu 2655,5m của giếng khoan T7 với 14,4% rỗng; tại độ sâu 2485m của giếng khoan N1 với 20,2% rỗng. Đôi khi độ rỗng rất tốt (đạt 22%) tại độ sâu 2.475m của giếng khoan T1.

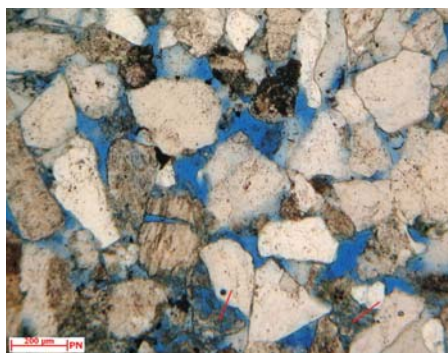
Kết quả phân tích SEM cho thấy lỗ rỗng ở đây chủ yếu là rỗng giữa các hạt có kích thước lỗ rỗng từ 30 - 100μm với phần nhỏ là vi rỗng trong sét (kích thước khoảng 1 - 2μm) và rỗng thứ sinh do sự hòa tan các khoáng vật feldspar. Ảnh lát mỏng thạch học (Ảnh 1, 2 và 3) cho thấy chất lượng chứa của cát kết tập trầm tích này rất tốt, tuy nhiên đôi chỗ độ rỗng bị ảnh hưởng bởi vật chất đồng trầm tích với lượng tương đối cao phần lớn là illite, smectite và một lượng nhỏ hơn là kaolinite, chlorite và hỗn hợp sét illite-smectite.



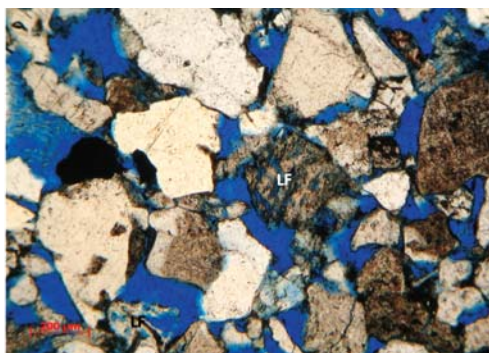
Ảnh 1. Độ sâu 2.914m - Giếng khoan T6: Đôi chỗ trong lỗ khoan, lỗ rỗng bị giảm do calcite poikilotopic và vật chất đồng trầm tích



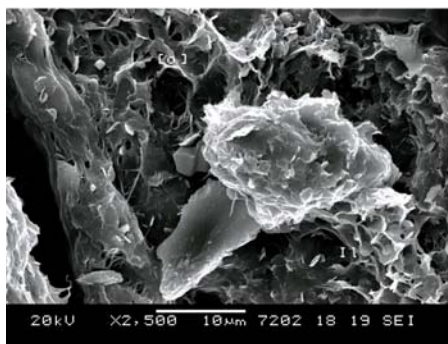
Ảnh 2. Độ sâu 2.475m - Giếng khoan X1: Cát kết arkose sạch, chọn lọc tốt bị nén ép ở mức độ yếu với hầu hết là tiếp xúc hạt dạng điểm. Đá bị xi măng hóa ở mức độ thấp với kaolinite, pyrite, thạch anh thứ sinh và một ít calcite



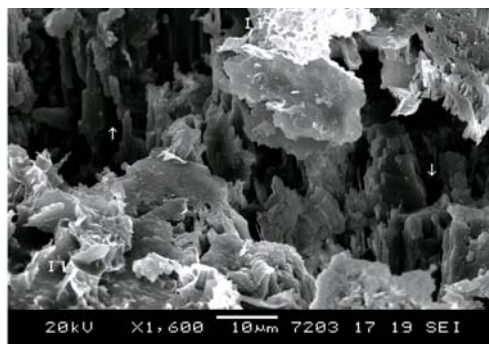
Ảnh 3. Độ sâu 2.827m - Giếng khoan T6: Cát rất sạch với độ lỗ rỗng tốt bao gồm rỗng nguyên sinh giữa các hạt và một phần được nâng cao bởi sự hòa tan khoáng vật feldspar (mũi tên đỏ).



Ảnh 4. Độ sâu 2.475m - Giếng khoan X1: Độ rỗng cực kỳ tốt với phần lớn là rỗng nguyên sinh giữa các hạt và một phần là rỗng thứ sinh trong hạt feldspar bị hòa tan (LF). Sự liên kết giữa các lỗ rỗng đã phần nào bị giảm do sự xuất hiện của một số khoáng vật thứ sinh như thạch anh và kaolinite



Ảnh 5. Độ sâu 2.827m - Giếng khoan T6: Hỗn hợp sét illite-smectite lấp đầy lỗ rỗng. Hỗn hợp sét này có tính trương nở, làm giảm đáng kể độ thấm của đá



Ảnh 6. Độ sâu 2.827m - Giếng khoan T6: Hạt feldspar bị hòa tan tạo rỗng thứ sinh, làm tăng độ rỗng toàn phần của mẫu

2. Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên - Tập trầm tích BI.2

2.1. Đặc điểm thạch học

Tập trầm tích BI.2 thuộc Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên đều bắt gặp ở hầu hết các giếng khoan tại khu vực phía Tây phần trung tâm bể Cửu Long. Trên cột địa tầng tổng hợp của khu vực nghiên cứu, tập trầm tích BI.2 là một tập sét màu xanh lục xám chen kẽ với những lớp cát kết và bột kết mỏng.

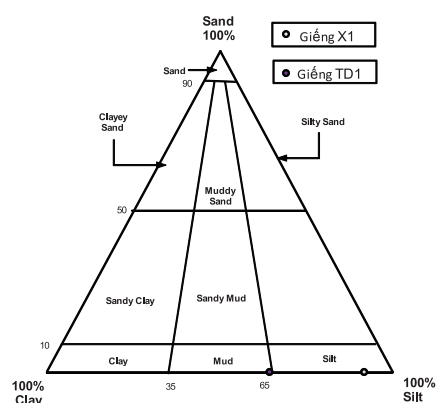
Kết quả phân tích lát mỏng thạch học thấy rằng bột kết (Hình 8) có thành phần chủ yếu là thạch anh với một lượng nhỏ feldspar và mảnh đá. Hạt vụn có hình dạng hạt phần lớn là bán góc cạnh đến bán tròn cạnh và được chọn lọc rất tốt. Đá bị nén ép ở mức độ yếu đến trung bình và đặc trưng bởi tiếp xúc giữa các hạt là điểm - đường. Đá bị xi măng hóa ở mức độ trung bình với lượng nhỏ các khoáng vật thứ sinh như kaolinite, thạch anh, calcite và pyrite. Khoáng vật sét chủ yếu là illite, chlorite, kaolinite và smectite với số lượng gần tương đương nhau; hỗn hợp

lớp illite-smectite chiếm một lượng rất nhỏ (thường khoảng 4,0%).

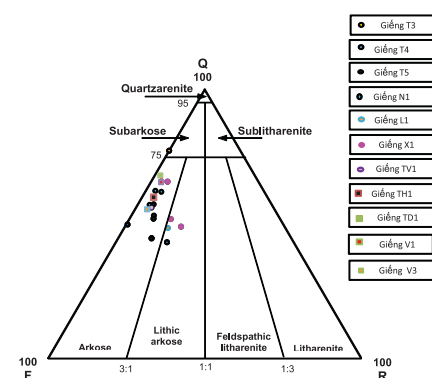
Đá cát kết ở Phụ hệ tầng trầm tích này được phân loại chủ yếu là arkose, lithic arkose và số ít được phân loại là feldspathic greywacke (Hình 9 và 10). Cát kết ở đây chủ yếu là cát kết hạt mịn đến hạt trung bình với độ chọn lọc phần lớn là trung bình đôi khi kém; hình dạng hạt đa phần là bán góc cạnh và bán tròn cạnh. Thành phần chủ yếu là thạch anh và một lượng nhỏ feldspar. Thành phần mảnh đá chiếm một lượng nhỏ chủ yếu là granite và volcanic; những mảnh đá khác như schist, quartzite thì xuất hiện với tỷ lệ nhỏ hơn. Kết quả phân tích XRD cho thấy, khoáng sét bao gồm kaolinite, chlorite, illite, smectite và hỗn hợp sét illite-smectite xuất hiện ít thường xuyên

hơn. Khoáng vật sét thứ sinh và một số khoáng vật thứ sinh khác như thạch anh và pyrite chiếm lượng trung bình cao. Ngoài ra, calcite dạng khảm (poikilotopic) xuất hiện cục bộ trong một số giếng khoan như ở tại độ sâu 2.272m (giếng khoan T3), 2.265mm (giếng khoan T1) và 2.140m (giếng khoan X1). Anhydrite xuất hiện rải rác tại vài giếng khoan V1, giếng khoan X1 và giếng khoan T5.

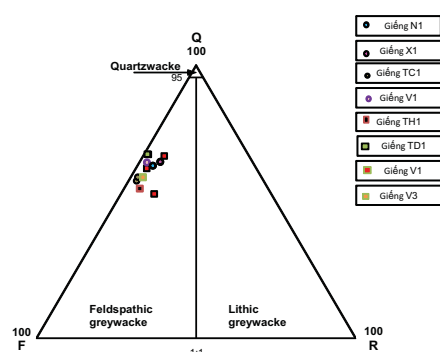
Kết quả nghiên cứu thạch học cho thấy đá trầm tích của tập trầm tích BI.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên có nguồn gốc từ khối tầng lục địa như đá magma xâm nhập và đá magma phun trào. Từ kết quả phân tích lát mỏng thạch học và XRD có thể cho rằng tập trầm tích BI.2 được thành tạo trong giai đoạn thành tạo đá sớm (eodiagenesis) trong đó sự thay đổi của các khoáng vật sét và sự hòa tan các khoáng vật không bền vững xảy ra rất yếu. Cát kết trong tập trầm tích BI.2 là cát sạch với độ hạt đa phần mịn và độ trưởng thành về mặt kiến trúc tương đối cao. Từ đặc điểm kiến trúc của đá cho thấy trầm tích của tập trầm tích BI.2 được trầm tích trong môi trường năng lượng



Hình 8. Phân loại sét - bột - cát theo Folk, Andrew and Lewis (1970). Tập trầm tích B1.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên - Miocen sớm



Hình 9. Phân loại cát kết với hàm lượng matrix < 15%, R.L. Folk (1974). Tập trầm tích B1.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên - Miocen sớm



Hình 10. Phân loại cát kết với lượng matrix > 15%, R.L. Folk (1974). Tập trầm tích B1.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên - Miocen sớm

thấp đến trung bình và được lắng đọng trong môi trường hồ và môi trường đồng bằng ven biển.

2.2. Những biến đổi sau trầm tích ảnh hưởng lên chất lượng rỗng - thấm của đá

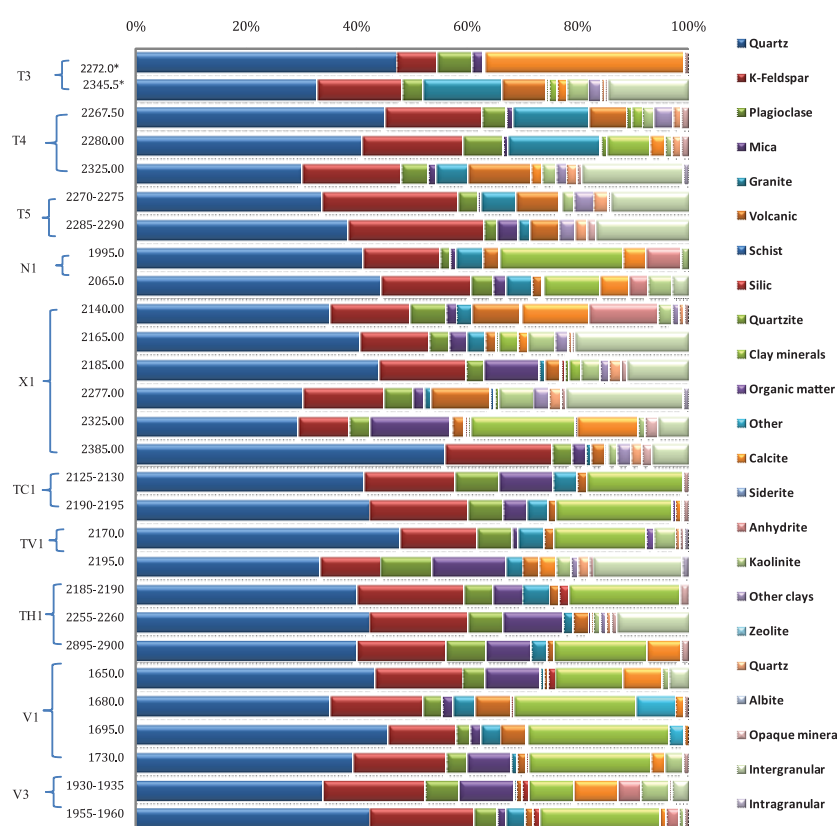
Cát kết của tập trầm tích này tương đối sạch và bị xi măng hóa ở mức độ thấp với lượng khoáng vật thứ sinh

(<10%) như thạch anh, khoáng vật carbonate như calcite và dolomite (Hình 11). Tuy nhiên, calcite dạng khảm (poikilotopic) xuất hiện cục bộ trong một số giếng khoan với hàm lượng rất lớn. Hình 13 minh họa khoáng vật sét xuất hiện một cách đồng đều như kaolinite, chlorite, illite, smectite trong đó hỗn hợp sét illite-smectite xuất hiện ít hơn.

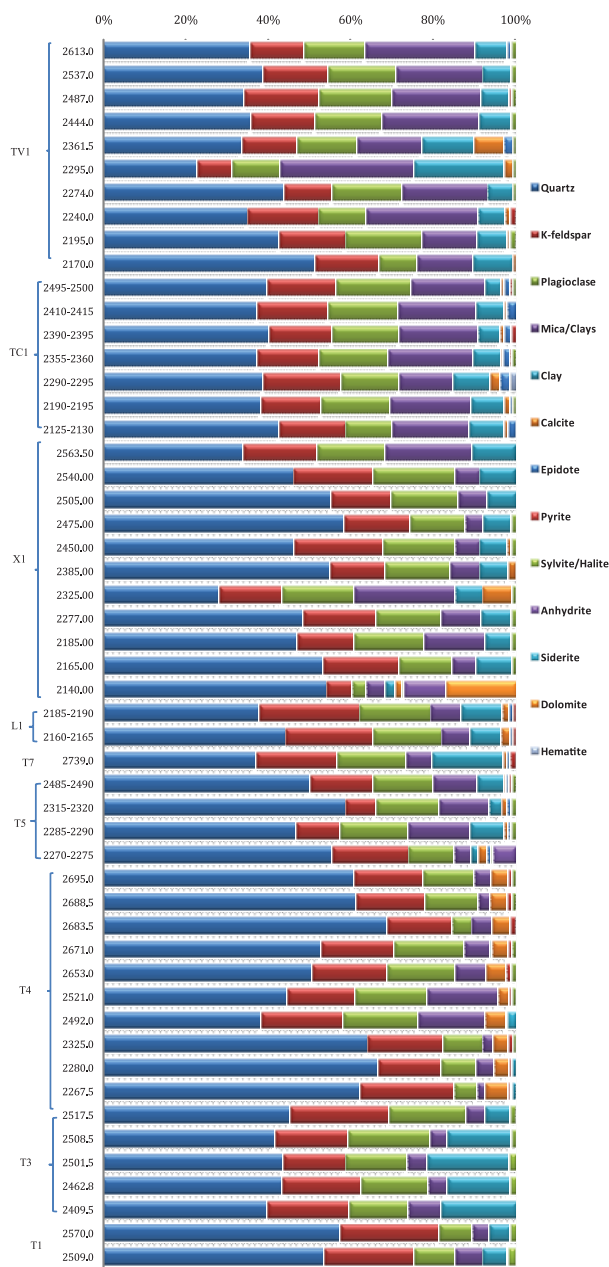
Hình 14 minh họa mối quan hệ giữa thành phần sét nền - khoáng vật thứ sinh và độ rỗng. Độ rỗng của tập trầm tích này được đánh giá là khá tốt với kích thước lỗ rỗng từ 20 - 70μm. Độ rỗng phân bố không đồng đều trong tập trầm tích này, phần lớn xuất hiện ở các giếng khoan T3 (chiếm khoảng 14,2%), giếng khoan T4 (khoảng 18,2%), giếng khoan T5 (13,6 - 16,2%), giếng khoan TV1 (khoảng 5 - 16,0%), giếng khoan X1 (khoảng

5 - 20,0%), và giếng khoan N1 (độ rỗng chiếm từ 25,8 - 28,8%). Tuy nhiên, độ rỗng tại một số giếng khoan như giếng khoan V1, giếng khoan TD1 và giếng khoan TC1 cực kỳ kém hoặc có thể bỏ qua.

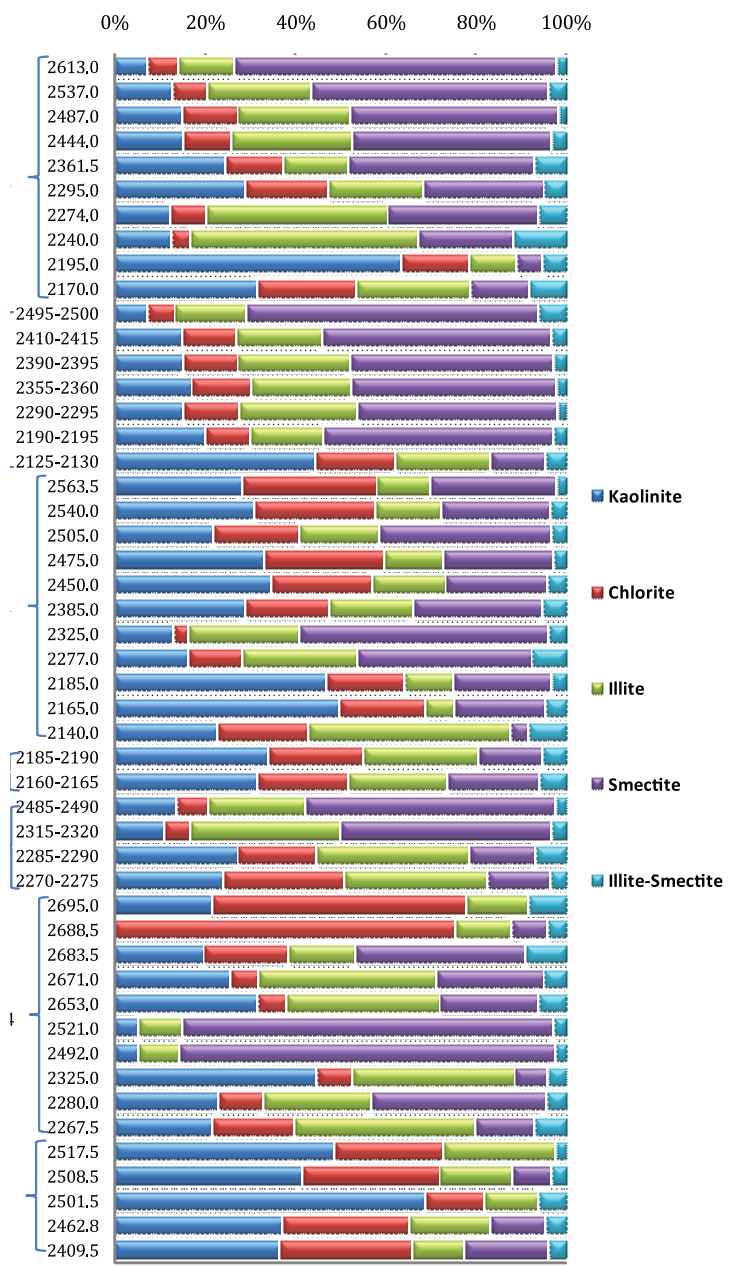
Nguyên nhân chính làm phá hủy độ thấm của tập trầm tích này là sự xuất hiện của khoáng vật sét đồng trầm tích như kaolinite, chlorite, illite, smectite và một phần là các khoáng vật thứ sinh thạch anh, khoáng vật carbonate (cả calcite và dolomite) và khoáng vật sét như kaolinite, chlorite, illite. Tập hợp các khoáng vật thứ sinh trám những lỗ rỗng giữa các hạt tạo ra vi rỗng và làm giảm sự liên thông giữa các hòng lỗ rỗng cũng như độ thấm của đá (xem ảnh lát mỏng và SEM). Ngoài ra, xi măng calcite xuất hiện cục bộ với tỷ lệ rất lớn cũng ảnh hưởng đến độ thấm cũng như chất lượng chứa của tập trầm tích này.



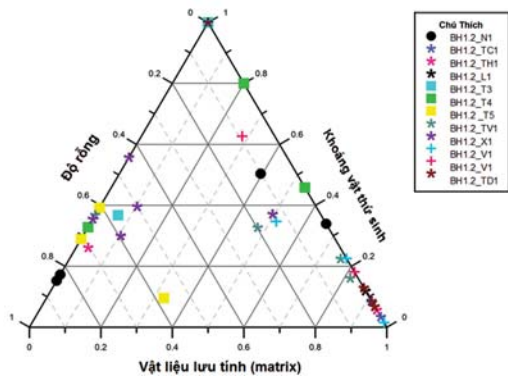
Hình 11. Thành phần thạch học Tập trầm tích B1.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên



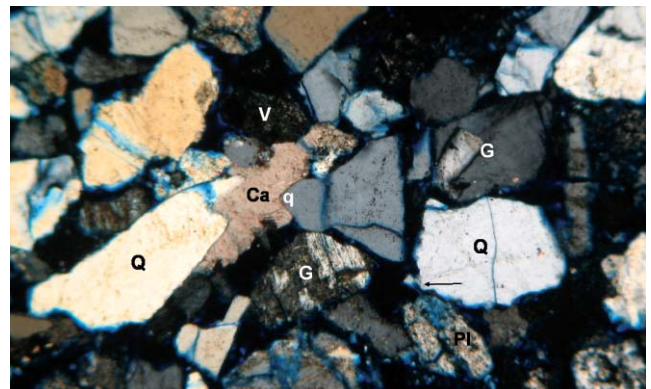
Hình 12. Kết quả phân tích toàn bộ đá Tập trầm tích BI.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên



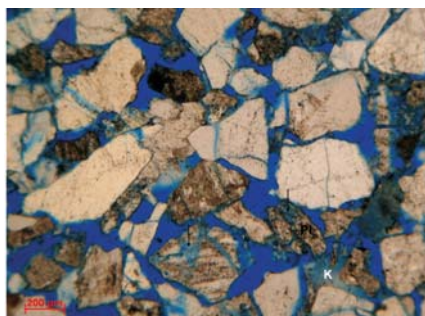
Hình 13. Thành phần khoáng vật sét Tập trầm tích BI.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên



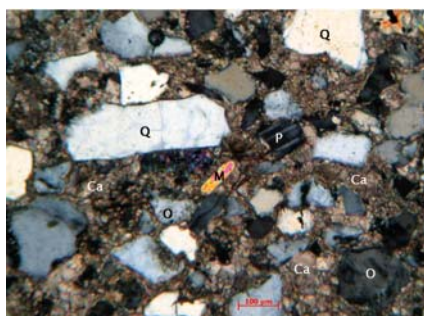
Hình 14. Mối tương quan giữa vật chất đồng trầm tích và khoáng vật thứ sinh đối với lỗ rỗng Tập trầm tích BI.2 - Phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới - Miocen sớm



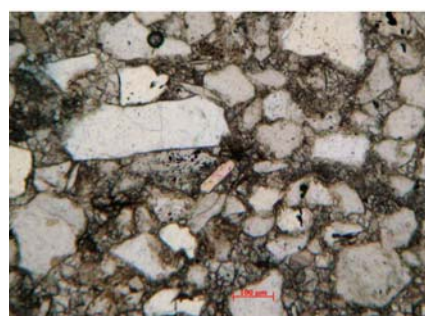
Ảnh 7. Độ sâu 2.325m - Giếng khoan T4: Calcite thứ sinh và quartz thứ sinh lấp lỗ rỗng



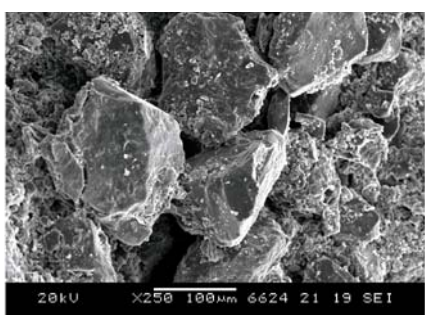
Ảnh 8. Độ sâu 2.325m - Giếng khoan T4: Độ rỗng cực tốt nhưng hệ thống liên kết giữa các lỗ rỗng đã bị giảm một phần do thạch anh, calcite và kaolinite



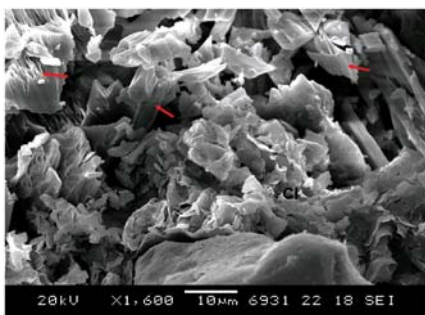
Ảnh 9. Độ sâu 2.272m - Giếng khoan T3: Đôi chỗ xi măng calcite dạng khảm lấp hết lỗ rỗng



Ảnh 10. Độ sâu 2.272m - Giếng khoan T3: Đá chặt xít và không có rỗng do calcite dạng khảm



Ảnh 11. Độ sâu 2.185 - 2.190m - Giếng khoan TH1: Cát kết hạt mịn, chọn lọc trung bình Độ rỗng tương đối tốt với phần lớn là rỗng giữa các hạt. Tuy nhiên hệ thống liên thông giữa các lỗ rỗng đã bị giảm do các khoáng vật sét thứ sinh và thạch anh thứ sinh.



Ảnh 12. Độ sâu 2.160 - 2.165m - Giếng khoan L1: Độ rỗng một phần được tốt hơn do sự hòa tan những hạt vụn không bền vững như hạt feldspar tạo lỗ rỗng thứ sinh (arrow). Hạt feldspar đã một phần bị thay thế bởi các khoáng vật sét (Cl) như illite-smectite và smectite-chlorite.

IV. Kết luận

Nhìn chung khả năng chứa của đá tuổi Miocen sớm tại khu vực phía Tây phần trung tâm bể Cửu Long có độ rỗng tương đối tốt, thường tập trung tại hầu hết các giếng khoan ở cánh phía

Đông và một số giếng khoan ở cánh phía Tây. Tuy nhiên, sự xuất hiện của vật chất đồng trầm tích, khoáng vật thứ sinh và một phần do sự nén ép đã làm giảm cục bộ độ rỗng và độ thấm của tập trầm tích này.

- Trầm tích tập Bl.1 phần lớn là cát kết xen kẽ với sét kết, bột kết và đá trầm tích núi lửa (tuff). Đá cát kết dạng feldspathic greywacke, lithic arkose, arkose với kích thước hạt mịn đến hạt trung bình. Hạt vụn có hình dạng hạt đa phần là bán góc cạnh đến bán tròn cạnh với độ chọn lọc trung bình đến trung bình tốt cùng với tiếp xúc hạt kiểu trôi nổi, điểm và đường thẳng. Trầm tích của tập Bl.1 được lắng đọng bởi dòng chảy năng lượng từ thấp đến cao với ảnh hưởng của thủy triều và được trầm tích trong môi trường đồng bằng sông. Chất lượng chứa của tập cát kết trong phụ tập trầm tích Bl.1 phân bố không đồng đều và phần lớn bị ảnh hưởng mạnh bởi vật chất đồng trầm tích và khoáng vật thứ sinh. Vài nơi trong cấu tạo T có độ rỗng rất tốt như tại độ sâu 2.543,5m giếng khoan T2 với 23,4%; tại độ sâu 2.827m và độ sâu 2.839,5m giếng khoan T6 với rỗng từ 10 - 15,8%; tại độ sâu 2.655,5m giếng khoan T7 với 14,4% rỗng; ở cánh phía Tây giếng khoan N1 tại độ sâu 2.485m với 20,2% độ rỗng.

- Trầm tích tập Bl.2 một tập

sét màu xanh lục xám xen kẽ với những lớp cát kết và bột kết mỏng. Đá cát kết hạt mịn đến hạt trung được phân loại chủ yếu là arkose, lithic arkose và ít là feldspathic greywacke. Độ chọn lọc phần lớn là trung bình, hình dạng hạt đa phần là bán góc cạnh và bán tròn cạnh. Cát kết trong tập trầm tích Bl.2 là cát sạch có độ trưởng thành về mặt kiến trúc tương đối cao. Trầm tích của tập trầm tích Bl.2 được trầm tích trong môi trường năng lượng thấp đến trung bình và được lắng đọng trong môi trường hồ và đồng bằng ven biển. Độ rỗng của tập trầm tích Bl.2 được đánh giá là khá tốt, nhưng phân bố không đều trong khu vực nghiên cứu. Phần lớn độ rỗng xuất hiện tại các giếng khoan trong cấu tạo T và tập trung nhiều tại các giếng khoan T3 (đạt 14,2%), giếng khoan T4 (18,2%), giếng khoan T5 (13,6 - 16,2%), giếng khoan TV1 (5 - 16%), giếng khoan X1 (5 - 20%) và giếng khoan N1 (25,8 - 28,8%). Tuy nhiên, độ rỗng của một số giếng ở phía Tây của khu vực nghiên cứu thì rất kém.

Tài liệu tham khảo

1. Kết quả và số liệu phân tích thạch học, SEM và XRD tại bể Cửu Long.
2. Techniques in sedimentology. Maurice Tucker. March 1988.
3. Sandstone depositional environment. APPG Memoir 31. 1983.

Khả năng ứng dụng công nghệ địa chấn mới nhằm mở rộng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam

TSKH. Trương Minh
Hội Dầu khí Việt Nam

Sản lượng khai thác hiện nay của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đạt khoảng 15 triệu tấn dầu và 9 tỷ m³ khí/năm[12]. Tuy nhiên, công tác khai thác mới tập trung chủ yếu ở các cấu tạo vòm và các dãy nâng, mà đối tượng khai thác chính là móng granite nứt nẻ trước Đệ tam (như bể Cửu Long, Nam Côn Sơn). Các nghiên cứu cho thấy dầu khí được tích tụ trong trầm tích Đệ tam không lớn và rải rác trên diện rộng, song tích tụ lớn trong móng trước Đệ tam và khá tập trung. Trong khi công tác thăm dò địa vật lý với công nghệ thông thường mới thấy được hình thái cấu trúc tầng trầm tích mà chưa nghiên cứu chi tiết cấu trúc địa chất và mô hình chứa của tầng móng; còn khoan tìm kiếm không thể rải khắp trên toàn diện tích triển vọng bởi chi phí rất lớn. Trên cơ sở phân tích các yếu tố địa chất - địa vật lý có ảnh hưởng đến quá trình tìm kiếm thăm dò, tác giả đề xuất một số giải pháp công nghệ phù hợp nhằm mở rộng công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trên lãnh thổ Việt Nam.

1. Đặc điểm địa chất - địa vật lý các bể trầm tích Việt Nam

Kết quả nghiên cứu cho thấy, đặc trưng của các bể trầm tích Việt Nam là cấu tạo bởi 2 tầng cấu trúc trước Đệ tam và Đệ tam, được tạo thành trong các chế độ kiến tạo khác nhau nên có đặc điểm địa chất - địa vật lý khác nhau [2]. Tầng cấu trúc trước Đệ tam là móng của trầm tích Đệ tam được tạo thành bởi nhiều pha khác nhau trong thời kỳ trước tạo rift, bị uốn nếp và phân dị mạnh bởi hệ thống đứt gãy theo các hướng khác nhau, có thành phần thạch học không đồng nhất và có tuổi khác nhau ở các bể trầm tích [8]. Đặc trưng của móng trước Đệ tam là trường sóng địa chấn yếu hoặc không có phản xạ, hỗn độn không phân dị hoặc phân dị kém [2]. Điều đó phản ánh thực thể cấu trúc khối tầng, không phân lớp của đá móng, các đứt gãy tạo nên các mặt trượt gần như thẳng đứng (ở bể Cửu Long); còn ở những trũng sâu không phát hiện được tầng móng (trung tâm bể Sông Hồng).

Tầng kiến trúc Đệ tam là tầng trầm tích Paleogen - Neogen - Q, phủ trực tiếp lên tầng móng trước Đệ tam, hình thành và phát triển cùng với quá trình tạo thành bồn trũng Đệ tam. Đặc điểm chung là trầm tích Eocen và Oligocen lấp đầy các địa hình âm, bị phân cắt bởi các đứt gãy, bao gồm các trầm tích lục nguyên chứa than tương lục địa ở phần dưới lát cắt, ở phần trên là các tập cát/sét

phân lớp tốt, đôi chỗ có tập carbonate tương biển. Trầm tích Miocen bao gồm các đá lục nguyên, carbonate hình thành trong thời kỳ lún chìm mở rộng bồn trũng. Tầng này có các phản xạ mạnh, song song, biên độ lớn, tần số cao thường liên quan đến các tập than. Các phản xạ có độ liên tục giảm mang đặc trưng trầm tích đồng bằng ven biển xen các tập than, còn các phản xạ không liên tục và trắng, thường liên quan đến tập đá vôi dolomite. Tầng Pliocen có các phản xạ song song nằm ngang hoặc gần song song, tần số cao, biên độ trung bình đến lớn, độ liên tục tốt liên quan đến các trầm tích sét, bột của vùng biển nông đến biển sâu.

2. Đặc điểm phân bố các bẫy dầu khí

Do môi trường thành tạo, hoạt động kiến tạo, quá trình biến đổi thứ sinh mà ở các tầng kiến trúc đã hình thành các bẫy chứa khác nhau. Ở bề mặt và trong móng trước Đệ tam chủ yếu phát triển các dạng bẫy chứa trong đá móng nứt nẻ/phong hóa ở các khối nâng. Các bẫy phi cấu tạo được phát hiện trên tài liệu địa chấn bằng phương pháp địa chấn địa tầng.

Trong trầm tích Eocen - Oligocen, các dạng bẫy phi cấu tạo liên quan với các cấu tạo kế thừa các khối nhô móng, đứt gãy, vót nhọn địa tầng, thạch học (các thấu

Bảng 1. Bẫy phi cấu tạo ở bể Sông Hồng

TT	Tên bẫy	Vị trí	Chiều sâu nóc, đáy (m)	Kích thước (km x km)
1	Vót nhọn	91-0076	4.300, 4.500	5 x 3
2	Đá vôi Miocen hạ	91-0056	2.500, 2.600	10 x 5
3	Vót nhọn Miocen hạ	91-5160	2.500, 2.600	7 x 3
4	Đá vôi Miocen hạ	89-0670	4.500, 4.600	9 x 5
5	Đá vôi Miocen trung	89-0620	1.700, 1.900	6 x 5
6	Mũi nhô Huế móng phong hóa	89-525	2.400, 2.650	10 x 4
7	Địa tầng Miocen hạ	89-526	1.800, 2.000	8 x 3
8	Đá vôi thềm Đà Nẵng (Miocen hạ)	89-200	2.300, 2.550	7 x 4
9	Quạt (Oligocen)	BP-1300	4.500, 4.700	8 x 5
10	Đá vôi Miocen hạ	89-0680	3.200, 3.400	14 x 4
11	Vót nhọn Miocen hạ	89-0140 89-0170	3.400, 3.600	6 x 4
12	Móng phong hóa	89-0850 89-0170	3.950, 4.100	7 x 5

vót nhọn địa tầng và thạch học được phân bố rộng rãi trong các bể, song tập trung nhiều ở bể Cửu Long. Các bẫy thạch học thường đẳng thước, các bẫy vót nhọn địa tầng thường có dạng kéo dài tới 25 - 30km, rộng 3 - 4km, các bẫy hỗn hợp thường đẳng thước, chiều dày đạt 100 - 200m.

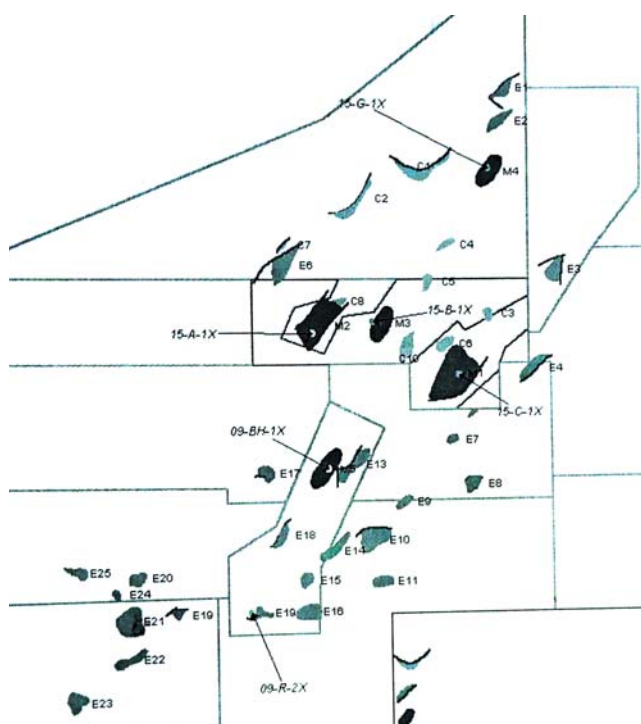
Ở bể Sông Hồng phát hiện các bẫy trong móng phong hóa ở khu vực mũi nhô Huế ở chiều sâu 2.400 - 2.650m và 3.950 - 4.100m, các bẫy dạng quạt trong tầng Oligocen ở chiều sâu lớn 4.500 - 4.700m, nhiều bẫy thạch học được phát hiện trong đá vôi Miocen hạ, các bẫy vót nhọn địa tầng được phát hiện trong Oligocen và Miocen hạ và trung với các chiều sâu từ 2.500 - 2.600m đến 3.400 - 3.600m. Các bẫy này có

kích thước khác nhau từ 5 x 3km² đến 14 x 4km² (Bảng 1).

Ở bể Phú Khánh dự báo có một loạt nhóm bẫy trong móng nứt nẻ/phong hóa với kích thước lớn từ 10 x 22km² đến 22 x 55km², các nhóm bẫy địa tầng dạng quạt trong Eocen - Oligocen với kích thước khá lớn từ 12 x 42km² đến 42 x 87km².

Ở bể Cửu Long, công tác nghiên cứu khá chi tiết và đã phát hiện hàng loạt các bẫy dạng khác nhau. Các bẫy trong móng granite phong hóa nứt nẻ tập trung ở dải nâng Côn Sơn với kích thước từ 15 x 2km² đến 16 x 4km², ở các chiều sâu từ 3.200 - 4.600m. Trong trầm tích Eocen - Oligocen, phát hiện các bẫy vót nhọn địa tầng, thạch học và dạng hỗn hợp với kích thước từ 4 x 3km² đến 12 x 12km². Các bẫy vót nhọn địa tầng, thạch học hỗn hợp trong trầm tích Miocen có kích thước từ 3 x 3km² đến 4 x 35km² (Hình 1, Bảng 2 - 5).

Ở bể Nam Côn Sơn phát hiện các bẫy trong móng nứt nẻ/phong hóa, bẫy thạch học trong đá carbonate và bẫy địa tầng với kích thước từ 6 x 2km² đến 20 x 8km² (Bảng 6). Ở bể Mã Lai - Thổ Chu phát hiện các bẫy dạng kể áp móng, kể áp đứt gãy, vót nhọn địa tầng và kênh rạch với kích thước nhỏ từ 4 x 4km² đến 16 x 6km² (Bảng 7).


Hình 1. Bản đồ phân bố bẫy phi cấu tạo ở bể Cửu Long

kính cát, trầm tích vỡ vụn) và các dạng hỗn hợp. Trong trầm tích Oligocen - Miocen phát hiện chủ yếu là các bẫy

Bảng 2. Các bẫy phi cấu tạo trong tập E bể Cửu Long

TT	Tên bẫy	Loại	Vị trí	Chiều sâu nóc (m)	Kích thước (km ²)	Chiều dày (m)
1	E1	Hỗn hợp	Bắc 15G	3.000 - 3.200	3 x 10	200
2	E2	Thạch học	Rìa Đông Bắc	3.000	4 x 3	600
3	E3	Thạch học	Rìa Đông Nam	2.600 - 3.200	5 x 5	400 - 600
4	E4	Hỗn hợp	Rìa Đông Nam	2.200 - 3.000	5 x 11	200 - 800
5	E5	Thạch học	Trung tâm bồn trũng	3.200 - 5.000	12 x 12	100 - 600
6	E6	Thạch học	Rìa Nam	1.800 - 2.400	5 x 17	100 - 500
7	E7	Hỗn hợp	Rìa Nam	3.200 - 4.400	5 x 6	1.000 - 1.400
8	E8	Vót nhọn địa tầng	Rìa Nam	2.500 - 2.700	4 x 8	100
9	E9	Thạch học	Đông Nam Bạch Hổ	4.000 - 5.400	9 x 10	300 - 400
10	E10	Thạch học	Rìa Nam	3.000 - 4.600	8 x 10	200
11	E11	Hỗn hợp	Rìa Nam	2.000 - 3.000	10 x 10	100 - 2.000
12	E12	Vót nhọn địa tầng	Rìa Nam	1.400 - 2.000	3 x 28	100
13	E13	Hỗn hợp	Tây Bắc Bạch Hổ	3.200 - 4.200	2 x 12	200
14	E14	Thạch học	Tây Nam Bạch Hổ	3.400 - 4.200	5 x 13	100 - 300
15	E15	Hỗn hợp	Nam Rồng	3.200 - 3.600	4 x 6	300 - 600
16	E16	Thạch học	Rìa Tây Nam	2.300 - 2.800	8 x 9	200 - 400
17	E17	Hỗn hợp	Tây Bắc Bạch Hổ	4.800 - 5.000	6 x 6	
18	E18	Thạch học	Khu vực Rồng	2.500 - 3.200	7 x 32	800 - 1.200
19	E19	Thạch học	Rìa Tây Nam Rồng	2.800 - 3.200	4 x 18	400 - 1.000
20	E20	Thạch học	Đông Nam Tam Đảo	4.000 - 4.300	5 x 5	100 - 1.100
21	E21	Thạch học	Rìa Tây Nam	3.000 - 3.800	8 x 11	200 - 600
22	E22	Thạch học	Rìa Tây Nam	3.000 - 3.800	7 x 12	100 - 400
23	E23	Vót nhọn địa tầng	Rìa Tây Nam	1.400 - 2.000	6 x 35	400 - 1.400
24	E24	Hỗn hợp	Nam Tam Đảo	4.100 - 4.200	3 x 3	100
25	E25	Hỗn hợp	Tây Nam Tam Đảo	3.200 - 3.400	3 x 6	200
26	E26	Hỗn hợp	Phía Tây	1.800 - 2.000	3 x 4	

Bảng 3. Các bẫy phi cấu tạo trong tập D bể Cửu Long

TT	Tên bẫy	Loại	Vị trí	Chiều sâu nóc (m)	Kích thước (km ²)	Chiều dày (m)
1	D1	Hỗn hợp	Rìa Đông Bắc	2.800	3 x 3	400 - 600
2	D2	Thạch học	Rìa Đông Bắc	2.800	4 x 9	400
3	D3	Địa tầng	Rìa Đông Bắc	2.800 - 3.200	4 x 6	200 - 600
4	D4	Thạch học	Rìa Đông Bắc	2.800 - 3.200	3 x 8	100 - 200
5	D5	Địa tầng	Rìa Đông Bắc	2.200 - 2.800	6 x 8	200 - 400
6	D6	Hỗn hợp	Rìa Đông Bắc	1.400 - 1.700	2 x 10	200 - 600
7	D7	Thạch học	Đông Bắc 15A	3.400 - 4.400	5 x 8	200 - 1.000
8	D8	Thạch học	Đông Bắc 15A	2.000 - 2.800	5 x 5	200 - 600
9	D9	Vót nhọn địa tầng	Tây Nam 15A	2.200 - 2.400	2 x 8	100
10	D10	Vót nhọn địa tầng	Tây Nam 15A	2.200 - 2.400	2 x 8	100
11	D11	Thạch học	Nam Tam Đảo	3.200 - 3.700	6 x 8	100 - 1.000
12	D12	Vót nhọn địa tầng	Rìa Tây Nam	1.600 - 2.000	4 x 35	100 - 200

Trong toàn thể lục địa sơ bộ đã phát hiện khoảng 110 bẫy phi cấu tạo các loại có triển vọng dầu khí (Hình 2).

3. Một số giải pháp công nghệ để mở rộng tìm kiếm thăm dò dầu khí

3.1. Một số tồn tại trong công tác tìm kiếm thăm dò

Công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở lục địa Việt Nam vẫn còn một số tồn tại chưa được giải quyết là:

- Móng nứt nẻ là môi trường không có phân lớp ngang, không tạo nên các mặt phản xạ ngang. Sóng địa

chấn truyền vào móng bị phản xạ hoặc tán xạ tại các điểm bất đồng nhất, tạo nên trường sóng yếu và không có quy luật. Do đó, mặc dù đã sử dụng các công nghệ thăm dò địa chấn phản xạ hiện đại 2D, 3D với các phần mềm xử lý mạnh, ta vẫn chưa có đủ thông tin để xác định mô hình địa chất tầng móng rõ ràng và tin cậy. Điều đó đã gây khó khăn cho công tác thăm dò và khai thác dầu khí trong đối tượng này.

- Tầng trầm tích Đệ tam là môi trường phân lớp rất tốt, tạo ra bức tranh sóng mạnh mẽ, rõ ràng. Trên cơ sở đó ta đã nghiên cứu được bình đồ cấu tạo, phát hiện hàng

Bảng 4. Các bẫy phi cấu tạo trong tập C bể Cửu Long

TT	Tên bẫy	Loại	Vị trí	Chiều sâu nóc (m)	Kích th ước (km ²)	Chiều dày (m)
1	C1	Vót nhọn địa tầng	Ria Đông Bắc	1.400 - 1.600	2 x 12	50
2	C2	Vót nhọn địa tầng	Ria Đông Bắc	1.500 - 1.600	2 x 12	50
3	C3	Địa tầng	Ria Đông Bắc	2.200 - 2.300	3 x 4	500
4	C4	Địa tầng	Tây Nam 15G	2.500 - 2.700	6 x 10	400
5	C5	Thạch học	BH 15B	3.000 - 3.100	2 x 3	
6	C6	Địa tầng	Bắc 15C	3.100 - 3.200	4 x 7	400 - 500
7	C7	Vót nhọn địa tầng	Ria Tây Bắc	1.800	10 x 10	
8	C8	Địa tầng	Đông Bắc 15A	2.500	2 x 4	200
9	C9	Thạch học	Đông Nam 15B	3.300	2 x 4	200
10	C10	Thạch học	Đông Nam 15B	3.300 - 3.400	3 x 4	400
11	C11	Vót nhọn địa tầng	Ria Đông Nam	1.600 - 2.000	5 x 40	100 - 300
12	C12	Thạch học	Nam Bạch Hổ	2.200 - 3.000	9 x 10	100 - 300
13	C13	Thạch học	Tây Bạch Hổ	3.900 - 4.000	6 x 7	200 - 400
14	C14	Thạch học	Tây Nam Bạch Hổ	3.000 - 3.800	9 x 9	100 - 900
15	C15	Thạch học	Ria Tây Bắc	3.400 - 3.800	7 x 15	100 - 600
16	C16	Vót nhọn địa tầng	Ria Tây Nam	1.700 - 2.500	9 x 35	100 - 500

Bảng 5. Các bẫy phi cấu tạo trong móng nứt nẻ và phong hóa bể Cửu Long

TT	Tên bẫy	Loại	Vị trí	Chiều sâu nóc (m)	Kích thước (km ²)	Chiều dày (m)
1	M1	Địa tầng	Khu vực 15C	3.200 - 3.600	8 x 2	100 - 250
2	M2	Địa tầng	Khu vực 15A	3.200 - 4.600	15 x 2	100 - 400

Bảng 6. Các bẫy phi cấu tạo ở bể Nam Côn Sơn

TT	Tên bẫy	Chiều sâu nóc, đáy (m)	Kích thước (km ²)	Chiều dày
1	03-01	6.400 - 6.600	10 x 4	200
2	04-2-01	2.000 - 2.400	6 x 3	400
3	04-2-01	2.700 - 2.800	6 x 2	100
4	01-2-03	7.600 - 8.000	12 x 4	400
5	04-3-01	3.600 - 3.800	12 x 8	200
6	05-3-01	7.000 - 7.400	16 x 6	400
7	06-01	3.600 - 4.000	7 x 8	400
8	06-02		8 x 8	
9	06-03	4.300 - 4.400	8 x 4	100
10	10-01	1.500 - 1.600	20 x 8	100
11	11-1-01	5.600 - 6.000	6 x 6	400
12	11-1- 02	2.400 - 3.200	8 x 10	800
13	11-1-03	1.400 - 1.800	14 x 8	400
14	11-2-01	3.200 - 3.400		200
15	12-D-01	2.600 - 2.800	10 x 4	200

loạt cấu tạo và bẫy chứa dầu khí đang được thăm dò và khai thác. Tuy nhiên, đến nay tiềm năng dầu khí của trầm tích Đệ tam được đánh giá là hạn chế, tầng chứa mỏng. Điều đó có thể giải thích là công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác mới tập trung chủ yếu ở các cấu tạo vòm như: Bạch Hổ, Rồng, Ruby, Rạng Đông, Ba Vì, Tam Đảo, Gấu Đen... trên các đới nâng của bể. Như đã trình bày ở trên, trong trầm tích lục nguyên Đệ tam tồn tại một

hệ thống bẫy dầu khí dạng phi cấu tạo rất phong phú và chúng được phân bố rộng khắp trong các bể trầm tích [3]. Đến nay, đối tượng này mới được phát hiện dưới dạng hình thái, chưa được nghiên cứu chi tiết để dự báo sự tồn tại dầu khí.

3.2. Các giải pháp công nghệ

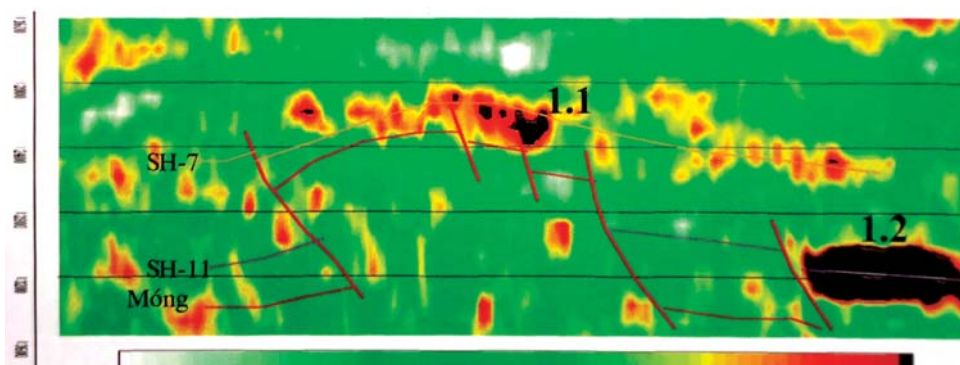
Như đã phân tích, ở các bể trầm tích Việt Nam có hai đối tượng cho tìm kiếm thăm dò chính, mỗi đối tượng có những

đặc điểm địa chất, địa vật lý riêng nên phải có phương pháp và công nghệ nghiên cứu phù hợp. Trên cơ sở đó, tác giả giới thiệu một số phương pháp thăm dò địa chấn có thể áp dụng cho từng đối tượng để nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác ở khu vực này.

- Sử dụng phương pháp Tomography địa chấn để nghiên cứu móng nứt nẻ: Tên gọi Tomography xuất phát từ một kỹ thuật y học dùng khảo sát cơ thể con người bằng quang tuyến X [6]. Phương pháp Tomography địa chấn mô phỏng kỹ thuật trên và được xây dựng trên nguyên lý truyền sóng địa chấn trong lòng đất. Quan sát sóng truyền trong môi trường giữa các giếng khoan hoặc giữa giếng khoan và mặt đất, có thể sử dụng các sóng xuyên, sóng phản xạ và sóng tán xạ. Thời gian truyền sóng T là hàm

Bảng 7. Bẫy phi cấu tạo ở bể Mã Lai - Thổ Chu

TT	Loại bẫy	Ký hiệu	Vị trí (Tuyến)	Chiều sâu nóc - đáy (m)	Kích thước (km ²)
1	Vót nhọn địa tầng	45-1 Miocen hạ	VF 90-153	2.050 - 2.100	4 x 4
2	Vót nhọn địa tầng	46-1 Oligocen	VF 90-123 VF 90-125	2.000	6 x 3
3	Kể áp đứt gãy	46-2 Oligocen	VF 90-139	1.800	8 x 2
4	Kênh rạch	46-3 Miocen hạ	VF 90-141	4.000 - 4.600	12 x 6
5	Vót nhọn địa tầng	46-4 Oligocen	VF 90-153	1.600	8 x 3
6	Kể áp đứt gãy	50-1	VF 90-57	2.200 - 2.300	6 x 4
7	Kể áp đứt gãy	51-2	VF 90-81	2.750 - 2.800	11 x 4
8	Kể áp đứt gãy	51-1	VF 90-77 VF 90-75	2.100 - 2.300	10 x 5
9	Địa tầng	51-3	VF 90-99	2.100 - 2.300	16 x 6
10	Kể áp đứt gãy	53-1	VF 90-20	1.450 - 1.600	6 x 4
11	Vót nhọn địa tầng	54-2	VF 90-11	1.750 - 1.900	16 x 2
12	Kể áp móng nâng cao		VF 90-11	1.800 - 2.000 1.600 - 1.800	14 x 5 12 x 5

**Hình 3.** Mặt cắt Decrement hấp thụ tuyến A cắt qua mỏ Bạch Hổ bể Cửu Long

biến thiên của vận tốc địa phương $V(x, y, z)$ bằng thuật toán mô hình hoá 3 chiều (3D) ta xác định được vận tốc địa phương và cấu trúc địa chất trong không gian giữa các giếng khoan. Tomography địa chấn thường dùng để nghiên cứu môi trường đá nứt nẻ. Ưu thế nổi bật của phương pháp này là tránh được các sóng nhiễu; hấp thụ năng lượng sóng của các lớp phủ bên trên và quan sát được sóng trong môi trường không phân lớp hoặc bị phân cắt bởi các đứt gãy theo chiều thẳng đứng. Với các đặc điểm đó, phương pháp Tomography địa chấn rất thích hợp để nghiên cứu mô hình địa chất, xác định móng nứt nẻ hoặc đá vôi nứt nẻ ở các bể trầm tích.

- Đối với đối tượng tầng chứa không đồng nhất và không phân lớp như đá móng granite nứt nẻ (như mỏ Bạch Hổ) có thể sử dụng phương pháp địa chấn cho môi trường đàn hồi phi tuyến [7]. Trong công nghệ này dùng 2 nguồn sóng: một nguồn có tần số cao, gọi là sóng mang (carrier wave) phát từ lòng giếng, truyền xuyên qua khu vực nứt nẻ và được thu trong giếng thứ hai; nguồn thứ hai có tần số thấp, gọi là sóng điều biến (modulation

wave) phát từ mặt đất/mặt biển, sử dụng một nguồn di động (movable) như với nguồn rung trên đất liền. Nguồn tần số thấp được đặt tại những vị trí đã xác định trước nhằm điều biến các nứt nẻ hở dưới sâu thông qua hiện tượng các chu kỳ ép nén - giãn nở của sóng điều biến. Để xác định vị trí và phương kể nứt người ta dùng kỹ thuật đo độ phi tuyến của đá nứt nẻ qua phân tích biên độ sóng và các hài (harmonics) của sóng mang tần số cao trong quá trình chu kỳ nén ép và giãn nở của sóng điều biến tần số thấp.

Kỹ thuật xác định độ rỗng của đá chứa dựa trên việc đo tần số tổng và hiệu được tạo ra do tương tác của 2 tín hiệu sóng địa chấn khi chúng truyền đi đồng thời trong đá chứa bất đồng nhất. Một trong hai

tín hiệu này là dao động quét (vibratory sweep) thường dùng trong ghi sóng địa chấn; tần số được quét trên băng địa chấn từ thấp đến cao hoặc từ cao đến thấp trên một chu kỳ kéo dài khoảng nhiều giây. Tín hiệu thứ hai là một tín hiệu sinusoidal tần số đơn (monofrequency) có cùng chu kỳ như dao động quét. Cả hai tín hiệu được tạo ra và truyền đi bằng cách dùng những nguồn rung chuẩn từ một cơ cấu (thiết bị) nguồn đơn hoạt động như một nguồn đơn đặt trên mặt đất.

- Sử dụng AVD dự báo dầu khí trong các bẫy phi cấu tạo trong trầm tích Đệ tam: Phương pháp AVD (Absorption & Velocity Dispersion) dựa trên hiệu ứng hấp thụ năng lượng và phân tán vận tốc sóng địa chấn trong môi trường chứa chất lưu. Dị thường gia số hấp thụ và biến thiên thuận của tốc độ sóng địa chấn theo tần số là các chỉ thị rất cơ bản để dự báo sự tồn tại dầu khí trong tầng chứa [4]. Phương pháp này đã được thử nghiệm ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn và có kết quả rất tốt, phản ánh dấu hiệu tầng chứa dầu khí trong trầm tích Neogen (Hình 3).

- Phương pháp AVO (Amplitude Variation with Offset) dựa trên cơ sở nguyên lý thay đổi hệ số phản xạ R và khúc xạ T khi tăng góc tới của sóng hoặc tăng khoảng cách thu - nổ địa chấn [7]. Các hệ số phản xạ Rpp, Rps, Tpp, Tps cho sóng dọc PP và sóng trao đổi PS được xác định bởi mật độ và quan hệ vận tốc sóng dọc P và sóng ngang S trong mỗi môi trường. Các thông số này lại phụ thuộc vào các tính chất vật lý của môi trường như là loại nham thạch và chất lưu trong nó. Thực nghiệm trên môi trường bão hoà khí, cho thấy hệ số phản xạ R và tỷ số Poisson s (thể hiện qua tỷ số vận tốc sóng dọc và sóng ngang V_p/V_s), bị suy giảm mạnh khi qua ranh giới khí/nước. Đến nay, AVO được sử dụng rộng rãi trên thế giới để phát hiện trực tiếp các vỉa khí.

Các phương pháp AVD và AVO là các công nghệ xử lý số liệu địa chấn, có thể được sử dụng độc lập để dự báo dầu khí hoặc khí, đồng thời có thể sử dụng phối hợp chúng để phân biệt vỉa dầu và vỉa khí riêng biệt [3].

- Phương pháp định vị địa chấn sườn (Side-View Seismic Locator-SVSL) và địa chấn của các tâm phát (Seismic Location of emission centers-SLEC) [8]. Đây là công nghệ sử dụng các sóng sườn và sóng tán xạ từ các điểm bất đồng nhất trong môi trường đá nứt nẻ.

3.3. Đề xuất hướng mở rộng tìm kiếm thăm dò

- Có các giếng khoan xuyên móng là điều kiện cần thiết để thiết kế để án áp dụng Tomography địa chấn nhằm làm chính xác hóa cấu trúc địa chất móng trước Đệ tam. Một hệ thống nguồn và máy thu sóng địa chấn đặt trong lòng giếng, trong tầng móng đảm bảo khảo sát một cách chi tiết sự phân bố các đới nứt nẻ phong hoá, hệ thống đứt gãy và các thân dầu trong nó. Kết quả khảo sát sẽ cung cấp số liệu để làm chính xác mô hình địa chất ở các vùng mỏ dầu khí đang thăm dò khai thác.

- Đến nay trên 400.000km địa chấn 2D và trên 34.000km² 3D đã được khảo sát [12] có thể sử dụng cho kế hoạch tái xử lý bằng phần mềm AVD và AVO. Công tác xử lý có thể tiến hành trên các bể phi cấu tạo để dự báo trực tiếp dấu hiệu dầu khí. Kết quả xử lý và minh giải cho phép lựa chọn các bể có triển vọng nhất để mở rộng khu vực tìm kiếm thăm dò mới cho các bể trầm tích Việt Nam.

Tóm lại, các bể trầm tích của Việt Nam có cấu trúc địa chất rất phức tạp, tiềm năng dầu khí chưa được xác định chính xác, đòi hỏi phải tiếp tục nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới tiên tiến nhằm khai thác tối đa thông tin địa chất hiện có phục vụ công tác mở rộng khu vực tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí của đất nước.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Ngọc Cảnh. *Về định hướng công tác nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2002; 6: p.5.
2. Trương Minh, Nguyễn Quý Hùng. *Đặc điểm phân bố và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Kainozoi thềm lục địa Việt Nam*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học Ngành Dầu khí 20 năm xây dựng và tương lai phát triển, 1997: p. 79 - 91.
3. Trương Minh. *Một số vấn đề về tìm kiếm thăm dò dầu khí mở rộng ở bể Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2002; 4: p. 2 - 8
4. Trương Minh và nnk. *Tính chất hấp thụ và phân tán tốc độ sóng địa chấn, các ứng dụng của chúng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học công nghệ "Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21". 2000: p.100 - 111.
5. Phạm Hồng Quế. *Đá móng bể Cửu Long: Thành phần phân bố và biến đổi - Mối liên quan đến khả năng chứa dầu khí*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học công nghệ "Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21", 2000: p. 248 - 257.
6. J.Kari. *Ellefsen-Sesimic tomography*. SEG. 2001.
7. John P. Castagna and Milo M. Backus. *Offset - Dependent - Reflectivity. Theory and practice of AVO analysis*. Investigations in Geophysics, SEG. Tulsa USA, 1997; 8: p. 3 - 36.
8. Phan Trung Điền và nnk. *Sự phân bố và đánh giá triển vọng dầu khí của các thành tạo địa chất trước Kainozoi thềm lục địa Việt Nam*. Báo cáo Đề tài KT 01.17. Chương trình DK-TN KT.01. 1995.
9. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng các bể trầm tích Đệ tam thềm lục địa Việt Nam*. Báo cáo đề tài Ngành Dầu khí. 2001.
10. Trần Ngọc Toàn. *Sử dụng sóng địa chấn nghiên cứu môi trường đàn hồi phi tuyến*. Địa cầu. 18/5/2012: p.15 - 19.
11. Chinking Igor, Rizanov Eugene, Dodonova anastasiya. *Side-View seismic Locato (SVSL) and seismic location of emission center (SLEC)*. Hội thảo Chi hội Địa vật lý Dầu khí. Hà Nội. 10/2012.
12. Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi Việt Nam và sự cổ phun trào dầu khí*. Hội thảo "Phối hợp ứng phó sự cố tràn dầu trong hoạt động khai thác dầu khí vùng biển ngoài khơi Việt Nam". Hà Nội, 13/11/2012.

Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước

ThS. Phan Gia Tiểu Cẩm
ThS. Lê Dương Hải và các cộng sự
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

ETBE (Ethyl Terbutyl Ether) là một trong các chất phụ gia được sử dụng cho nhiên liệu xăng nhằm giảm ô nhiễm môi trường và biến đổi khí hậu đang được quan tâm ở nhiều nước trên thế giới, đặc biệt tại châu Âu và Nhật Bản. Bài báo này giới thiệu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước dựa trên các tiêu chí về nguyên liệu, thị trường sản phẩm, công nghệ, hiệu quả kinh tế - xã hội của dự án. Kết quả nghiên cứu cho thấy, việc tiến hành đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE có thể được xem xét như một phương án tham khảo trong việc tiêu thụ ethanol của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam).

1. Mở đầu

Từ lâu, ETBE được biết đến như là một phụ gia cải thiện tính chất xăng, đặc biệt là khả năng tăng trị số octane. ETBE được xếp vào nhóm phụ gia gốc oxygenate cùng với các hợp chất gốc alcohol và ester khác như methanol, ethanol, butanol, MTBE, TAME. Ngoài tác dụng giảm hàm lượng CO₂ và các chất hữu cơ dễ bay hơi (VOCs) thải ra môi trường, ETBE còn khắc phục được nhược điểm của MTBE như khả năng gây ô nhiễm nguồn nước ngầm và nhược điểm của ethanol như tính hút ẩm mạnh, tách pha khi có nước xâm nhập, áp suất hơi bão hòa cao khi pha trộn với xăng... Trên thế giới, ETBE đang được sử dụng tương đối phổ biến, đặc biệt tại các nước châu Âu và Nhật Bản do chính sách khuyến khích sử dụng nhiên liệu sinh học (quy trình sản xuất ETBE sử dụng nguồn nguyên liệu ethanol sinh học). Hiện nay, ETBE chưa được sản xuất tại Việt Nam. Việc sản xuất và sử dụng ETBE sẽ giúp đa dạng hóa nguồn tiêu thụ nhiên liệu sinh học, góp phần thúc đẩy chương trình nhiên liệu sinh học của Quốc gia, đồng thời phần nào giảm sự phụ thuộc vào nguồn reformat/xăng có trị số octane cao hiện đang phải nhập khẩu. Mục đích chính của nghiên cứu này nhằm tư vấn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước.

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở tổng hợp kinh nghiệm, xu hướng sử dụng ETBE trên thế giới, kết hợp với nghiên cứu thị trường nguyên liệu, sản phẩm, công nghệ sản xuất từ các nhà bản quyền công nghệ uy tín và sơ bộ về hiệu quả kinh tế - xã hội. Từ đó, kết luận về khả

năng đầu tư Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước.

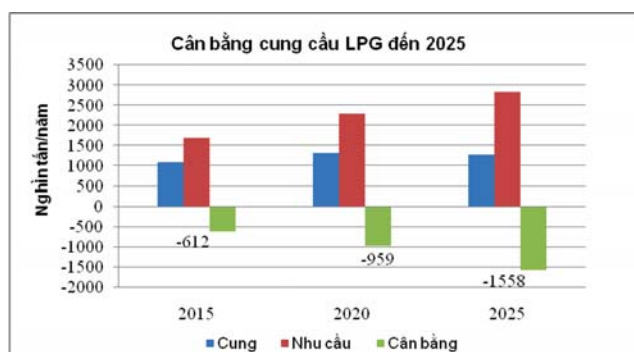
2. Thị trường nguyên liệu cho sản xuất ETBE

2.1. C4 hỗn hợp từ Nhà máy Lọc dầu

Nguồn cung C4 hỗn hợp của Nhà máy Lọc dầu (NMLD) Dung Quất thu được từ phân xưởng RFCC, có hàm lượng iso-butane trong khoảng 15 - 20% mol. Với khả năng cung cấp 268.000 - 413.000 tấn C4 hỗn hợp/năm, nguồn C4 hỗn hợp từ NMLD Dung Quất đảm bảo cung cấp đủ iso-butane cho một nhà máy ETBE có công suất 80.000 - 150.000 tấn/năm.

2.2. LPG

Theo dự báo, Việt Nam sẽ thiếu hụt khoảng 612.000 tấn LPG vào năm 2015 và tăng lên 1,56 triệu tấn vào năm 2025.



Nguồn: PFC, Petrovietnam, 2010

Hình 1. Cân bằng cung cầu LPG đến 2025

2.3. Nguyên liệu ethanol

Từ năm 2014 trở đi, cán cân cân bằng cung cầu sẽ nghiêng về phía cung và lượng ethanol cung vượt cầu của thị trường Việt Nam ước khoảng 53.000 tấn vào năm 2015, 232.000 tấn vào 2020 và giảm còn 192.000 tấn vào năm 2025.

Các kịch bản về nguồn nguyên liệu trong nước

Với tiêu chí đảm bảo về nguồn nguyên liệu C4 hỗn hợp từ NMLD Dung Quất và nguồn ethanol từ các nhà máy Petrovietnam đầu tư, các kịch bản quy mô công suất của Nhà máy sản xuất ETBE sau đây có thể được xem xét:

+ Kịch bản cơ sở: quy mô công suất 80.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng C4 hỗn hợp tối thiểu sản xuất tại NMLD Dung Quất từ 220.000 - 268.000 tấn/năm;

Bảng 1. Cân bằng cung cầu ethanol giai đoạn 2010 - 2025

Đơn vị: tấn/năm

Năm	2010	2015	2020	2025
Cung	100.000	338.000	576.000	576.000
Nhu cầu	214.000	285.000	345.000	384.000
Cân bằng	-114.000	53.000	232.000	192.000

Nguồn: Đề án phát triển nhiên liệu sinh học, Petrovietnam, 4/2010

Bảng 2. Nguồn cung xăng đến 2025

Đơn vị: tấn

Năm	2010	2015	2020	2025
Nhà máy Lọc dầu Cát Lái	210	210	210	210
Nhà máy Chế biến condensate	270	270	270	270
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	2.572	2.572	2.896 (*)	2.896 (*)
Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn	NA	2.358	2.358	2.358
Nhà máy Lọc dầu Long Sơn	NA	NA	1.691	1.691
Tổng	3.052	5.410	7.425	7.425

Nguồn: Chiến lược tăng tốc Petrovietnam, 2010

Bảng 3. Nhu cầu ETBE của Việt Nam giai đoạn 2010 - 2025

Đơn vị: tấn/năm

Năm	2010	2015	2020	2025
Nguồn cung xăng	3.052.000	5.410.000	7.425.000	7.425.000
Nhu cầu ETBE (15% thể tích)	537.000	951.000	1.305.000	1.305.000
Nhu cầu ETBE (5,5% thể tích E5)	186.000	330.000	453.000	453.000

Nguồn: PVPro, 2010

Bảng 4. Giá nguyên liệu và giá sản phẩm giai đoạn 2015 - 2035

Đơn vị: USD/tấn

Giá	2015	2020	2025	2030	2035
LPG	738	807	873	1.084	1.292
Ethanol	1.010	1.146	1.167	1.375	1.620
ETBE cao - phương án 1	1.132	1.231	1.277	1.487	1.711
ETBE thấp - phương án 2	1.046	1.187	1.208	1.423	1.677

Nguồn: EIA, Nexants, PVPro, 2010

(*) NMLD Dung Quất mở rộng từ năm 2016, số liệu cập nhật tháng 12/2010

+ Kịch bản tham khảo 1: quy mô công suất 130.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng C4 hỗn hợp trung bình sản xuất tại NMLD Dung Quất từ 363.000 - 372.000 tấn/năm;

+ Kịch bản tham khảo 2: quy mô công suất 185.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng ethanol tối đa từ Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học miền Trung (79.000 tấn/năm).

3. Thị trường tiêu thụ sản phẩm ETBE

3.1. Thị trường tiêu thụ ETBE trên thế giới

Nhìn chung, cung cầu ETBE trên thế giới hiện nay tương đối cân bằng và ổn định. Trong tương lai, với những ưu điểm của ETBE so với MTBE, ethanol và các mục tiêu tăng dần sử dụng nhiên liệu sinh học nhằm bảo vệ môi trường, giảm biến đổi khí hậu trên toàn thế giới sẽ đẩy nhu cầu ETBE lên cao.

Là thị trường tiêu thụ ETBE tiềm năng của khu vực châu Á, nhu cầu ETBE năm 2010 của Nhật Bản khoảng 622.000 tấn, trong đó Nhà máy Lọc dầu Negishi của Tập đoàn Nippon Oil cung cấp 71.000 tấn (khoảng 10% nhu cầu), phần còn lại được nhập khẩu từ Mỹ. Dự báo trong tương lai, nhu cầu tiêu thụ ETBE ở Nhật Bản sẽ rất lớn và đây sẽ là thị trường tiềm năng cho ETBE Việt Nam.

3.2. Thị trường tiêu thụ ETBE tại Việt Nam

Theo kế hoạch giai đoạn 2010 - 2025, nguồn cung sản phẩm xăng nội địa của thị trường Việt Nam đến từ các nhà máy lọc dầu sau:

Với giả định tỷ lệ phối trộn ở mức tối đa (TCVN 6776:2005 quy định hàm lượng oxy tối đa trong xăng là 2,7%kl, tương đương với 15% thể tích ETBE) cho nguồn cung xăng từ các NMLD trong nước, nhu cầu tiêu thụ ETBE của Việt Nam được dự kiến ở mức tối đa 951.000 tấn/năm vào 2015 và tăng lên 1,305 triệu tấn/năm vào năm 2025. Trường hợp giả định, ETBE được pha vào nguồn cung xăng trong nước sau khi lượng xăng này đã được phối trộn thành nhiên liệu E5, đồng thời đảm bảo hàm lượng oxy tối đa trong xăng

theo quy định, nhu cầu ETBE sẽ ở mức 330.000 tấn/năm vào năm 2015 và 453.000 tấn/năm vào năm 2025.

3.3. Giá ETBE

Trong giai đoạn 2011 - 2025, giá ETBE được dự báo theo tương quan với giá dự báo của LPG và ethanol (hai nguyên liệu chính sản xuất ETBE), đồng thời có xét đến sự tương quan giữa giá ETBE với giá MTBE và giá xăng. Dự kiến giá ETBE sẽ đạt mức 1.132USD/tấn vào năm 2015, 1.231USD/tấn vào năm 2020 và tăng lên 1.277USD/tấn vào năm 2025. Giá ETBE trong giai đoạn 2015 - 2035 được dự báo theo hai phương án:

+ *Phương án 1 - ETBE cao*: định hướng xuất khẩu - theo tương quan với giá dự báo của LPG và ethanol, hai nguyên liệu chính sản xuất ETBE, đồng thời có xét đến sự tương quan giữa giá ETBE với giá MTBE và giá xăng;

+ *Phương án 2 - ETBE thấp*: tiêu thụ trong nước - theo tương quan với giá dự báo của ethanol dựa trên khả năng thay thế ethanol theo trị số octane phối trộn.

4. Công nghệ sản xuất ETBE

4.1. Phương án công nghệ sản xuất ETBE

Quá trình sản xuất ETBE sử dụng nguyên liệu ethanol tuyệt đối (ethanol > 99,5% thể tích) và hydrocarbon có chứa iso-butane (>15% mol). Hiện có ba phương án sản xuất ETBE theo nguồn gốc nguồn nguyên liệu chứa iso-butane, bao gồm: phương án sản xuất ETBE từ NMLD, phương án sản xuất ETBE từ LPG và phương án sản xuất ETBE từ TBA. Phương án sản xuất ETBE từ TBA qua quá trình dehydro hóa TBA để sản xuất iso-butane từ đó sản xuất ETBE không được xem xét do ít phổ biến và trong nước không có nguồn nguyên liệu này.

Trong hai phương án được xem xét, phương án sản xuất ETBE đi từ nguồn nguyên liệu LPG có khó khăn chính là yêu cầu quy mô công suất nhà máy phải lớn, do vậy khi

xây dựng nhà máy ở Việt Nam thì khó tiêu thụ sản phẩm và khó có đủ nguồn nguyên liệu LPG cung cấp cho nhà máy do hiện Việt Nam vẫn phải nhập khẩu lượng lớn LPG phục vụ cho nhu cầu tiêu thụ làm nhiên liệu trong nước. Hơn nữa, tổng vốn đầu tư của Nhà máy sản xuất ETBE từ LPG là cao và giá LPG làm nhiên liệu đã khá cao nên phương án này không đem lại hiệu quả về mặt kinh tế.

Trong khi đó, phương án sản xuất ETBE từ hỗn hợp C4 của NMLD thuận lợi về mặt nguyên liệu, quy mô công suất, hiệu quả kinh tế cũng như kinh nghiệm áp dụng, do vậy được lựa chọn.

Quy trình công nghệ tổng hợp ETBE từ nguồn nguyên liệu có chứa iso-butane trong NMLD được mô tả qua sơ đồ khối sau:

C4 hỗn hợp từ NMLD chứa iso-butane được đưa đến Nhà máy sản xuất ETBE mà không cần qua bất cứ công đoạn tách, xử lý nào. Tại Nhà máy sản xuất ETBE, dòng khí C4 hỗn hợp được xử lý làm sạch bằng nước nhằm giảm lượng nitril có trong nguyên liệu và kết hợp với dòng ethanol bổ sung và ethanol tuần hoàn được đưa vào thiết bị tổng hợp ETBE. Sản phẩm ra khỏi thiết bị phản ứng đưa đến tháp chưng cất thu sản phẩm đáy ETBE. Sản phẩm đỉnh tiếp tục chưng cất tách ethanol tuần hoàn lại thiết bị phản ứng, C4 và off-gas. C4 được sử dụng để pha LPG, pha xăng hoặc dùng làm nhiên liệu cho nhà máy lọc dầu, off-gas được sử dụng làm nhiên liệu. Nước thải sinh ra từ quá trình làm sạch được đưa đến nhà máy xử lý nước thải.

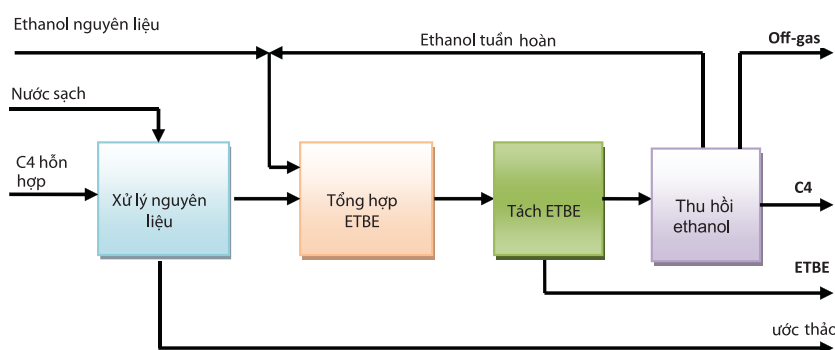
4.2. Bản quyền công nghệ sản xuất ETBE

Hiện có 6 công ty trên thế giới đang cung cấp bản quyền công nghệ sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu hydrocarbon chứa iso-butane được sản xuất từ NMLD: UOP, Axens, CD Tech, Saipem, Neste Jacobs và Uhde. Việc so sánh, đánh giá các bản quyền công nghệ sản xuất ETBE dựa trên các tiêu chí về kinh nghiệm, kỹ thuật, kinh tế và môi trường. Kết quả thu thập thông tin về từng nhà bản quyền công nghệ sản xuất ETBE được thể hiện ở Bảng 5.

Kết quả xem xét và đánh giá cho thấy Axens là nhà bản quyền công nghệ có ưu thế nhất với kinh nghiệm hàng đầu và chi phí đầu tư thấp.

5. Quy mô công suất và địa điểm

- Quy mô công suất: Dựa trên nhu cầu thị trường, khả năng đảm bảo nguồn



Hình 2. Quy trình công nghệ sản xuất ETBE (Nguồn: PVPro tổng hợp, 2010)

Bảng 5. Tổng hợp thông tin các nhà bản quyền công nghệ sản xuất ETBE (tính đến năm 2010)

Tiêu chí	Axens	CDTech	NesteJacobs	Saipem	Uhde	UOP
1. Kinh nghiệm						
Số nhà máy sử dụng bản quyền công nghệ sản xuất ether	47	63	10	27	3	22
Số nhà máy sử dụng bản quyền công nghệ sản xuất ETBE	9	6	4	7	3	1
Số nhà máy ETBE sử dụng nguồn nguyên liệu hydrocarbon chứa iso-butane từ phân xưởng (R)FCC	8	N/A	1	3	3	1
Tổng công suất các nhà máy ETBE sử dụng bản quyền công nghệ, tấn/năm	674	624	52	677	N/A	122
Khoảng công suất, nghìn tấn/năm	52 - 112	70 - 138	52	35 - 182		122
2. Kỹ thuật						
Yêu cầu nguyên liệu đầu vào	Phải đảm bảo chất lượng cụ thể					
Cân bằng vật chất cho 1 tấn sản phẩm ETBE						
- Nguyên liệu hydrocacbon chứa iso-butane	2,75	2,79	2,85	2,70	2,86	2,78
- Nguyên liệu ethanol	0,45	0,462	0,464	0,472	0,45	0,46
- Sản phẩm raffinate	2,20	2,26	2,29	2,17	2,31	2,24
Chất lượng sản phẩm, %kl						
- ETBE	94,5	91,1	96,8	95 - 98	95	95,8
- Ethanol	3		1	1 - 4	2	2,4
- TBA	1,7	1,1	0,6	0,4 - 1	0,99	1
Độ chuyển hóa của iso-butane, %	95,5	90,9	94 - 95,8	97,9	94	97,3
Xúc tác sử dụng	Amberlyst 15	Nhựa trao đổi ion A15	Amberlyst 15	Nhựa trao đổi ion riêng A SP3	Nhựa trao đổi ion	Nhựa trao đổi ion
3. Kinh tế						
Chi phí đầu tư, triệu USD	12,38	12,34	15,36	12,02	23,60	15,50
Định mức vận hành trên 1 tấn sản phẩm						
- Hơi thấp áp, tấn	0,007	0,07	0,79		0,11	0,76
- Hơi trung áp, tấn	1,12	0,27	0,79	N/A	1	0,82
- Nước làm lạnh, tấn	20,15	11,92	18		35	8,92
- Điện, kWh	25,38	1,37	32,5		24	34,8
4. Môi trường						
Xúc tác thải có tính acid và nước rửa thải đem xử lý						

Nguồn: PVPro, 2010

nguyên liệu cho nhà máy, yêu cầu công nghệ, đồng thời xét đến khả năng tài chính cũng như định hướng chiến lược của Petrovietnam, mức công suất được đề nghị cho Nhà máy sản xuất ETBE là 80.000 tấn/năm (kịch bản cơ sở) hoạt động vào năm 2016. Ứng với công suất này cần khoảng 220.000 tấn C4 hỗn hợp và 36.000 tấn ethanol được đáp ứng đủ từ nguồn cung trong nước.

- **Địa điểm:** Với những thuận lợi như gần nguồn cung cấp nguyên liệu, gần nguồn tiêu thụ sản phẩm, hệ thống giao thông thuận tiện (đường thủy và đường bộ), diện tích đất đảm bảo cho nhà máy hoạt động và mở rộng sau này, điều kiện cơ sở hạ tầng thuận lợi (điện, nước...), địa điểm gần NMLD Dung Quất, ở phía Đông Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi được đề nghị (đảm bảo đủ diện tích 4.100m² cho Nhà máy sản xuất ETBE).

6. Hiệu quả kinh tế - xã hội

Nhằm đánh giá chi tiết hiệu quả kinh tế - tài chính

về khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE từ nguồn nguyên liệu trong nước, các kịch bản sau đây đã được xem xét:

+ **Kịch bản cơ sở:** quy mô công suất 80.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng C4 hỗn hợp tối thiểu từ NMLD Dung Quất đã sản xuất trong giai đoạn tháng 6/2010 - 12/2010;

+ **Kịch bản tham khảo 1:** quy mô công suất 130.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng C4 hỗn hợp trung bình khoảng 363.000 tấn từ NMLD Dung Quất;

+ **Kịch bản tham khảo 2:** quy mô công suất 185.000 tấn ETBE/năm, tương ứng với lượng ethanol tối đa 79.000 tấn từ Nhà máy Nhiên liệu sản xuất sinh học miền Trung.

Hiệu quả kinh tế - tài chính của các kịch bản được phân tích và đánh giá dựa trên các giả định sau đây:

- Giả định về công suất vận hành và vòng đời dự án:

- + Vòng đời của dự án: 20 năm;
- + Thời gian xây dựng: 2 năm;
- + Thời điểm dự án đi vào hoạt động: năm 2016;
- + Thời điểm đầu tư: năm 2014;
- + Công suất vận hành năm đầu là 75%, các năm tiếp theo là 100%.

- Giả định về tiêu hao nguyên liệu, tiện ích và cơ cấu sản phẩm:

Tiêu hao nguyên liệu, tiện ích và cơ cấu sản phẩm trong nhà máy được tham khảo từ bản chào của nhà bản quyền công nghệ Axens.

Bảng 6. Tiêu hao nguyên liệu

Nguyên liệu	Tiêu hao tấn/tấn sản phẩm
Dòng C4 từ NMLD	2,7495
Ethanol	0,4505
Sản phẩm	
ETBE	
C4 raffinate	2,1999

Nguồn: Axens, 2010

Bảng 7. Tiêu hao tiện ích

Tiện ích	Đơn vị	Tiêu hao/tấn sản phẩm
Nước làm mát	m ³	20,10
Điện	KWh	25,30
Nước sinh hoạt	m ³	0,84
Hơi nước	tấn	1,13

Nguồn: Axens, 2010

Bảng 8. Giá nguyên liệu và giá sản phẩm giai đoạn 2015 - 2035

Đơn vị: USD/tấn

Năm/giá	2015	2020	2025	2030	2035
LPG	738	807	873	1.084	1.292
Ethanol	1.010	1.146	1.167	1.375	1.620
ETBE - cao	1.132	1.231	1.277	1.487	1.711
ETBE - thấp	1.046	1.187	1.208	1.423	1.677

Nguồn: EIA, Nexants, PVPro, 2010

Bảng 9. Kết quả phân tích kinh tế - tài chính - kịch bản cơ sở

Chỉ tiêu	Phương án	
	ETBE cao	ETBE thấp
Tổng vốn đầu tư, tỷ đồng	1.182,6	1.182,6
Hiện giá thuần (NPV), tỷ đồng	94	-204
Suất sinh lợi nội tại (IRR)	16,8%	12,1%
Thời gian thu hồi vốn không chiết khấu (PP)	7 năm 2 tháng	8 năm 3 tháng
Thời gian thu hồi vốn có chiết khấu (DPP)	15 năm 10 tháng	21 năm 0 tháng
Điểm hòa vốn, tấn ETBE/năm	38.800	49.900

Nguồn: PVPro, 2010

- Giả định về giá nguyên liệu và sản phẩm

Nguyên liệu C4 hỗn hợp NMLD Dung Quất và sản phẩm C4 raffinate có thể sử dụng phối trộn vào LPG để tiêu thụ nên giá C4 NMLD Dung Quất và C4 raffinate được lấy bằng giá LPG Việt Nam trên thị trường.

+ Giá ethanol Việt Nam trong giai đoạn 2015 - 2035 được dự báo dựa vào tương quan với giá ethanol thế giới (dự báo của EIA);

+ Giá LPG Việt Nam trong giai đoạn 2015 - 2035 được dự báo tương quan với giá LPG Singapore (dự báo của Nexants);

+ Giá ETBE trong giai đoạn 2015 - 2035 được dự báo theo hai phương án:

Phương án cao: định hướng xuất khẩu - theo tương quan với giá dự báo của LPG và ethanol, hai nguyên liệu chính sản xuất ETBE, đồng thời có xét đến sự tương quan giữa giá ETBE với giá MTBE và giá xăng;

Phương án thấp: tiêu thụ trong nước - theo tương quan với giá dự báo của ethanol dựa trên khả năng thay thế ethanol theo trị số octane phối trộn.

6.1. Kịch bản cơ sở: công suất 80.000 tấn ETBE/năm

Kết quả phân tích kinh tế tài chính (Bảng 9) cho thấy với các giả định như trên, với phương án giá ETBE cao dự án được đánh giá có tính khả thi về mặt kinh tế. Với kịch bản giá ETBE thấp, dự án được đánh giá là không có khả thi về mặt kinh tế (NPV < 0, IRR = 12,1% < WACC = 15,5%). Vì vậy, trên bình diện tổng thể, với kịch bản 2 - ETBE được

định giá thấp - dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE sẽ được lợi từ việc giảm chi phí đầu tư xây mới hệ thống phối trộn, hệ thống kho chứa và các trạm phân phối nhiên liệu. Chi phí chuyển đổi, cải tạo bổ sung hệ thống thiết bị kho chứa và trạm phân phối xăng dầu cũng sẽ giảm đáng kể khi sử dụng ETBE thay thế cho ethanol.

6.2. Kịch bản tham khảo 1: công suất 130.000 tấn ETBE/năm

Kết quả tính toán tại Bảng 10 cho thấy với các giả định đang xem xét, dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE công suất 130.000 tấn/năm được đánh giá khả thi về mặt tài chính với cả hai phương án giá của ETBE.

Bảng 10. Kết quả phân tích kinh tế - tài chính - kịch bản tham khảo 1

Chỉ tiêu	Phương án	
	ETBE cao	ETBE thấp
Tổng vốn đầu tư, tỷ đồng	1.498,3	1498,2
Hiện giá thuần (NPV), tỷ đồng	530	46
Suất sinh lợi nội tại (IRR)	21,3%	16,0%
Thời gian thu hồi vốn không chiết khấu (PP)	6 năm 4 tháng	7 năm 2 tháng
Thời gian thu hồi vốn có chiết khấu (DPP)	10 năm	19 năm 1 tháng
Điểm hòa vốn, tấn ETBE/năm	53.600	69.600

Nguồn: PVPro, 2010

Bảng 11. Kết quả phân tích kinh tế - tài chính - kịch bản tham khảo 2

Chỉ tiêu	Phương án	
	ETBE cao	ETBE thấp
Tổng vốn đầu tư, tỷ đồng	1.784,8	1.784,7
Hiện giá thuần (NPV), tỷ đồng	1.471	782
Suất sinh lợi nội tại (IRR)	28,5%	23,2%
Thời gian thu hồi vốn không chiết khấu (PP)	5 năm 3 tháng	5 năm 9 tháng
Thời gian thu hồi vốn có chiết khấu (DPP)	7 năm 0 tháng	8 năm 5 tháng
Điểm hòa vốn, tấn ETBE/năm	61.200	77.800

Nguồn: PVPro, 2010

6.3. Kịch bản tham khảo 2: quy mô công suất 185.000 tấn ETBE/năm

Kết quả tính toán tại Bảng 11 cho thấy với các giả định đang xem xét, dự án đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE công suất 185.000 tấn/năm được đánh giá khả thi về mặt tài chính với cả hai phương án giá của ETBE.

Ngoài hiệu quả kinh tế - tài chính như đã trình bày, việc đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE còn đem lại hiệu quả xã hội như góp phần giảm ô nhiễm môi trường, nâng cao giá trị cho nguồn nguyên liệu trong nước, đem lại các khoản thu thuế cho chính quyền địa phương và quốc gia, đẩy mạnh sự phát triển toàn diện của địa phương...

Đối với các dự án nhiên liệu sinh học mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang đầu tư, việc xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE sẽ góp phần tiêu thụ một lượng sản phẩm ethanol nhất định, từ 36.000 tấn ethanol/năm (đối với Nhà máy ETBE công suất 80.000 tấn/năm) đến 63.000 tấn ethanol/năm (đối với Nhà máy ETBE công suất 130.000 tấn/năm) và 79.000 tấn ethanol/năm (đối với Nhà máy ETBE công suất 185.000 tấn/năm).

7. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc tiến hành đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất ETBE có thể được xem xét như một phương án tham khảo trong việc tiêu thụ ethanol của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Nhìn chung, với các chính

sách như hiện nay, việc đầu tư cho dự án này được đánh giá là khả thi về mặt kinh tế trong trường hợp ETBE được định giá cao và cần xem xét thêm về tính kinh tế của dự án trong trường hợp ETBE được định giá thấp.

Tài liệu tham khảo

1. Mohammad Ashraf Ali and Halim Hamid. *Properties of MTBE and Other Oxygenates Research Institute*. King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia. 2007.
2. Geraldine Gilmartin. *Trends and opportunities in the ETBE & Ethanol markets World Biofuels Markets*. Amsterdam. March, 2010.
3. Eliana Weber de Menezes, Renato Cataluña. *Optimization of the ETBE Production Process, Fuel Processing Technology*. 2008.
4. SRIConsulting. *PEP Yearbook International 2008*. 2009; 4M.
5. Kingsman weekly report 2009 & 2010.
6. *Technical Proposal ETBE Unit*. Axens. June 2010.
7. *Typical technical information book for a 150,000 mtpy ETBE unit*. Saipem. 2010.
8. *Process technology information ETBE Production from Refinery C 4's via CDEtbe® Technology*. CDTech. 2010.
9. *Technical Information for Petrovietnam Research & Development Center for Petroleum Processing (PVPro): ETBE production*. Uhde. 2010.
10. *General-Ethermax-Technical Information for PVPro*. UOP. 26 March, 2010.
11. *Process technology information 500 KTA ETBE Production via CDEtbe® Technology Using Isobutylene Product from a Lummus Technology Catofin® Unit*. Lummus. 2010.
12. R.Meyer Handbook of Petroleum Refining Processes - 3rd edition 2003.

Nghiên cứu phương pháp khử sâu các hợp chất chứa lưu huỳnh trong dầu diesel bằng phương pháp chiết với chất lỏng ion kết hợp với quá trình oxy hóa

TS. Bùi Thị Lệ Thủy

Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Quá trình loại các hợp chất lưu huỳnh (S) bằng cách chiết với chất lỏng ion (IL) n-butyl methylimidazole hydrosulfate ([BMIM][HSO₄]) và n-butyl pyridin hydrosulfate ([BPy][HSO₄]) kết hợp với sử dụng chất oxy hóa đã được thực hiện với dầu diesel thương phẩm của Việt Nam. Khi sử dụng hệ chất oxy hóa H₂O₂/HCOOH, các hợp chất S chuyển sang dạng phân cực hơn (sulfone và sulfoxide tương ứng) nên dễ hòa tan vào pha chất lỏng ion và làm tăng hằng số phân bố của chúng, do đó hiệu suất chiết tăng lên. Một số dung môi có nhiệt độ sôi thấp (xyclohexan và ethyl acetate) tỏ ra phù hợp khi sử dụng để chiết loại S từ chất lỏng ion đã qua sử dụng để tái sinh chất lỏng ion. Các dung môi này được thu hồi bằng cách chưng cất và quay vòng.

1. Giới thiệu

Các hợp chất S trong dầu mỏ là nguyên nhân chính gây ra hiện tượng ăn mòn thiết bị và phát thải khí SO_x ô nhiễm môi trường. Trên thế giới, các quy định về hàm lượng S trong nhiên liệu ngày càng trở nên nghiêm ngặt [1, 2]. Tiêu chuẩn Việt Nam về hàm lượng S vẫn còn cao so với thế giới (hàm lượng S tối đa trong xăng, diesel dùng cho ngành vận tải là 500ppm và trong diesel không phục vụ cho vận tải là 2.500ppm) [3]. Tuy nhiên, để bảo vệ sức khỏe cộng đồng và môi trường, Việt Nam sẽ phải áp dụng các công nghệ khử sâu S trong nhiên liệu, đặc biệt là khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng nguyên liệu dầu chưa Trung Đông. Vì vậy, nghiên cứu quá trình khử sâu S là yêu cầu cấp bách góp phần chuẩn bị cho việc phát triển ngành công nghiệp lọc - hóa dầu của Việt Nam trong tương lai.

Các quá trình xử lý bằng hydro đang sử dụng trong công nghiệp chế biến dầu mỏ làm giảm hàm lượng S một cách hiệu quả, song không đáp ứng được nhu cầu khử sâu S. Điều này là do benzothiophene (BT), dibenzothiophene (DBT) và các dẫn xuất của chúng bền vững với quá trình hydro hóa nên tiêu thụ nhiều năng lượng và hydro hơn [4]. Ngoài ra, để tránh các phản ứng phụ làm giảm chất lượng nhiên liệu, chất xúc tác phải hoạt động hơn, chọn lọc hơn, áp suất hydro cao hơn kéo theo giá đầu tư và chi phí vận hành

cao. Trên thế giới, một số phương pháp loại S không sử dụng hydro đang được nghiên cứu như: oxy hóa loại sâu S, sinh học, hấp phụ chọn lọc, ankylation loại S [5 - 9]. Một phương pháp mới đang được quan tâm là chiết S sử dụng chất lỏng ion.

Chất lỏng ion (hợp chất có nhiệt độ nóng chảy < 100°C) là nhóm chất mới được tìm ra nhưng hứa hẹn nhiều ứng dụng như làm dung môi, xúc tác, đồng xúc tác cho nhiều phản ứng và quá trình khác nhau nhờ có một số tính chất đặc biệt. Một số chất lỏng ion có khả năng chiết các hợp chất S trong nhiên liệu. S trong BT, DBT và các dẫn xuất khó được tách bằng các phương pháp khác nhưng lại tách được dễ dàng bằng chất lỏng ion [10 - 14].

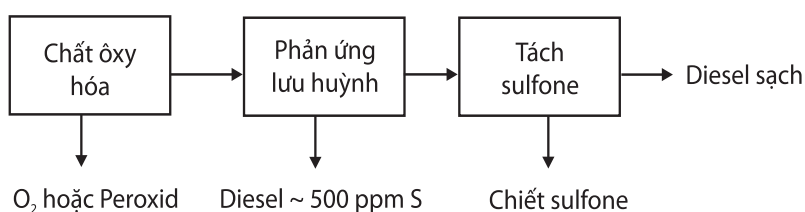
2. Cơ sở của quá trình loại S bằng phương pháp chiết kết hợp oxy hóa

2.1. Phương pháp loại S bằng oxy hóa (ODS)

Đây là một phương pháp mới để loại sâu S đang được quan tâm vì so với phương pháp khử S bằng hydro (HDS) thì ODS có thể loại S ở điều kiện nhiệt độ phòng và áp suất khí quyển, không cần sử dụng H₂ và có độ chọn lọc cao hơn. Các hợp chất chứa S khó tách bằng các phương pháp xử lý với hydro dạng BT, DBT, 4, 6- dimethyl dibenzothiophene (4, 6- DMDBT) có thể bị loại bằng phương pháp này. Trong quá trình oxy hóa, các hợp chất

S dạng này bị chuyển hóa thành các sulfone và sulfoxide tương ứng có ái lực cao và tính chất lý hóa khác đáng kể so với các hợp chất có trong dầu. Do đó, chúng dễ dàng được loại bỏ bằng các phương pháp tách: chưng, chiết, hấp thụ, phân hủy. Các hợp chất chứa nitơ cũng có thể loại cùng một lúc với quá trình ODS [15].

Quá trình oxy hóa thường thực hiện qua 2 giai đoạn. Trong giai đoạn đầu các hợp chất chứa S được oxy hóa chọn lọc thành các sulfoxide và sulfone (Hình 1). Hợp chất sulfone và sulfoxide có các liên kết phân cực lưu huỳnh-oxy (S=O), do đó làm tăng độ hòa tan trong dung môi phân cực. Các sulfone và sulfoxide của hợp chất S trong dầu có thể được tách ra bằng cách chiết với dung môi hữu cơ khác ở giai đoạn hai. Các chất oxy hóa thường được sử dụng là: acid hữu cơ/ H_2O_2 , andehit/ O_2 , polyoxometylen/ H_2O_2 , hệ oxy hóa H_2O_2 -acid formic, các hệ chất oxy hóa hữu cơ [15].

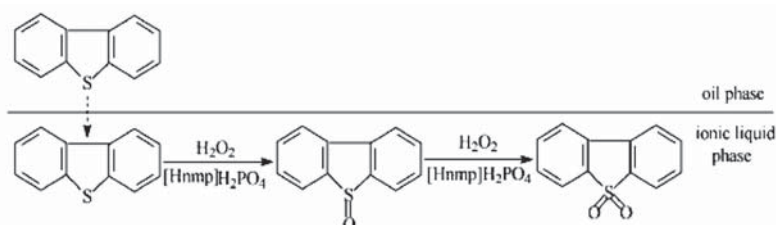


Hình 1. Quá trình oxy hóa loại S

2.2. Oxy hóa loại S sử dụng chất lỏng ion như là xúc tác chuyển pha

Như đã trình bày ở trên, quá trình oxy hóa các hợp chất S ít phân cực thành các hợp chất phân cực cao hơn sẽ thuận lợi cho quá trình chiết chúng ra khỏi dầu bằng các dung môi phân cực. Do đó, kết hợp phương pháp oxy hóa và chiết S với chất lỏng ion là ý tưởng hợp lý.

Một nghiên cứu về oxy hóa loại DBT trong n-octane với chất lỏng ion N-methyl-pyrrolidonium phosphate ($[Hnmp][H_2PO_4]$) và H_2O_2 đã cho thấy hiệu suất loại S lên tới 99,8% đối với dầu mẫu và 64,3% đối với dầu thực sau một lần chiết. H_2O_2 oxy hóa DBT thành sulfoxide và sulfone là những chất phân cực mạnh và tan tốt vào trong chất lỏng ion như Hình 2.



Hình 2. Quá trình oxy hóa loại S của DBT sử dụng chất lỏng ion $[Hnmp][H_2PO_4]$ như là dung môi và xúc tác

Wang Jianlong và các cộng sự [15] cũng sử dụng chất lỏng ion để làm xúc tác và dung môi cho quá trình loại S trong dầu mẫu (chứa DBT trong n-octane) với chất oxy hóa H_2O_2 . DBT được loại bỏ khỏi dầu mẫu nhờ quá trình oxy hóa hóa học và chiết với chất lỏng ion Brønsted (IL)

N-methyl-pyrrolidonium tetrafluoroborat ($[Hnmp][BF_4]$) như là dung môi và xúc tác. Kết quả thực nghiệm cho thấy, gốc hydroxyl tự do trong hệ $[Hnmp][BF_4]/H_2O_2$ có thể oxy hóa DBT thành sulfone tương ứng tan vào trong pha chất lỏng ion. Do đó S được loại bỏ khỏi dầu mẫu. Với điều kiện của phản ứng có tỷ lệ mol H_2O_2/S là 3:1, nhiệt độ $60^\circ C$, thời gian phản ứng là 1 giờ, tỷ lệ thể tích IL/dầu mẫu là 1:1, DBT với hàm lượng 1550mg/l đã được loại hoàn toàn. Chất lỏng ion $[Hnmp][BF_4]$ có thể được tái sinh 7 lần mà không có sự sụt giảm đáng kể nào về hiệu suất chiết loại hợp chất lưu huỳnh.

Trong nghiên cứu trước của chúng tôi, hai chất lỏng ion n-butyl methylimidazole hydrosulfate ($[BMIM][HSO_4]$) và n-butyl pyridin hydrosulfate ($[BPy][HSO_4]$) được tổng hợp và sử dụng để chiết S trong dầu. Các chất lỏng ion được sử dụng kết hợp cùng chất oxy hóa với mong muốn làm tăng hiệu suất quá trình chiết, tiết kiệm dung môi và chi phí.

3. Thực nghiệm

Dầu diesel chứa 498ppm S của Việt Nam. Methyl imidazole 99,5%, N-butyl bromua 99,5% mua của công ty hóa chất Merk Schuchardt OHG, Đức. Pyridin 99,5%, cyclohexan 99,5%, ethyl acetate 99,5%, acid sulfonic 98%, acid formic và hydroperoxyt được mua của nhà máy hóa chất Quảng Đông Quang Hoa, Trung Quốc. Tất cả đều được sử dụng không qua tinh chế thêm.

3.1. Tổng hợp chất lỏng ion

Các chất lỏng ion n-butylmethylimidazole hydrosulfate ($[BMIM][HSO_4]$) và n-butyl pyridin hydrosulfate ($[BPy][HSO_4]$) được tổng hợp theo phương pháp như đã mô tả trong.

3.2. Chiết loại S bằng IL có sử dụng chất oxy hóa

Cho dầu diesel và chất lỏng ion vào bình 3 cổ 250ml. Tiếp theo, thêm H_2O_2 và acid formic $HCOOH$ theo tỷ lệ mol bằng

nhau (để tạo acid peroxyformic). Khuấy và gia nhiệt ở 60°C trong thời gian 60 phút. Sau khi ngừng khuấy chuyển hỗn hợp sang ống nghiệm và để lắng trong 30 phút (hoặc quay ly tâm). Sau đó tách lớp dầu ở trên ra. Hàm lượng S sau khi chiết được định lượng bằng phương pháp ASTM D 5453 - 08. Quá trình chiết có thể lặp lại nhiều lần để loại sâu lưu huỳnh.

3.3. Tái sử dụng chất lỏng ion

Cho chất lỏng ion đã sử dụng chiết S vào 1 bình tam giác trong đó đã có sẵn ethyl acetate (hoặc cyclohexan), tỷ lệ thể tích giữa IL và acetate là 1:1. Sau đó khuấy hỗn hợp ở nhiệt độ phòng trong 2 giờ. Để lắng hỗn hợp sau khi khuấy, tách lớp ethyl acetate ở trên ra. Chất lỏng ion thu được đem đun nhẹ ở 80°C trong 10 giờ để loại bỏ dung môi dư. Lặp lại quá trình 5 lần và sử dụng lại chất lỏng ion để chiết S trong dầu.

Với chất lỏng ion dùng trong quy trình chiết có oxy hóa, quy trình tái sinh như sau:

Chất lỏng ion đã sử dụng được đun đến 110°C để đuổi hết H₂O (tạo ra trong quá trình oxy hóa, H₂O₂ và acid formic còn dư. Sau đó, chất lỏng ion được tái sinh bằng cách chiết với ethyl acetate hoặc cyclohexan như trên.

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Quá trình chiết S kết hợp với chất oxy hóa

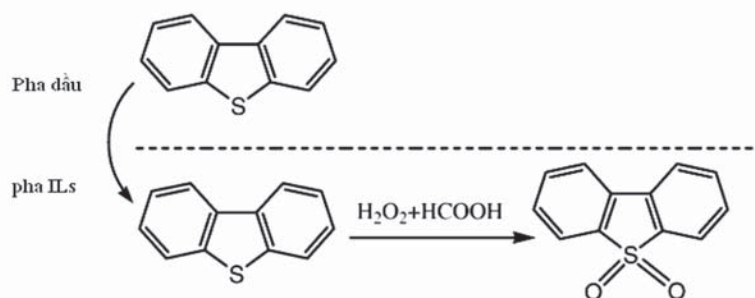
Từ kết quả ở nghiên cứu trước, các chất lỏng ion n-butyl methylimidazole hydrosulfate ([BMIM][HSO₄]) và n-butyl pyridin hydrosulfate ([BPy][HSO₄]) có khả năng chiết S trong dầu diesel với hiệu suất cao. Trong nghiên cứu này, với mục đích làm tăng hơn nữa hiệu quả chiết bằng chất lỏng ion, chúng tôi đã tiến hành chiết S kết hợp với hệ chất oxy hóa H₂O₂/acid formic.

Kết quả loại S trong dầu thương phẩm của các chất lỏng ion kết hợp với chất oxy hóa qua 5 giai đoạn được thể hiện qua Bảng 1. Có thể thấy rằng nồng độ S của dầu mẫu giảm từ 498ppm đến 8ppm sau 5 lần chiết lặp lại khi sử dụng [BMIM][HSO₄] và giảm đến 16ppm khi sử dụng [BPy][HSO₄].

Tương tự như khi không dùng chất oxy hóa [1], khả năng chiết của chất lỏng ion gốc imidazole trong trường hợp này cũng cao hơn của chất lỏng ion gốc pyridin.

Bảng 1. Hiệu suất chiết loại S của các chất lỏng ion có sử dụng chất oxy hóa (60°C, 50 phút, tỷ lệ IL/dầu = 1:1)

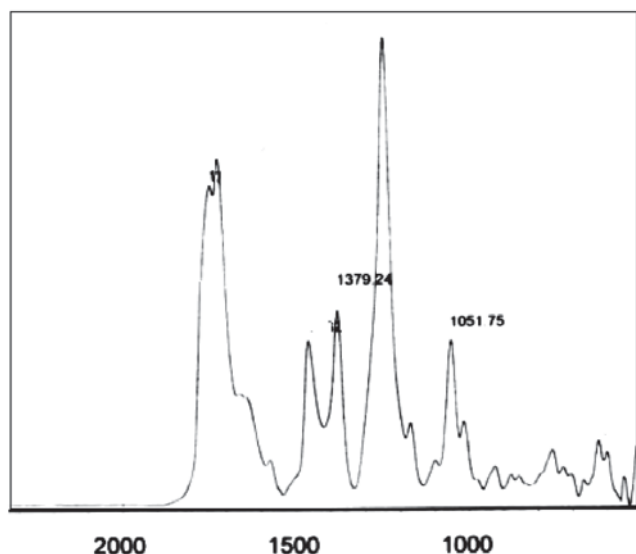
Chất lỏng ion	[BMIM][HSO ₄]		[BPy][HSO ₄]	
	Hàm lượng S trong dầu (ppm kl)	Hiệu suất chiết (% kl)	Hàm lượng S trong dầu (ppm kl)	Hiệu suất chiết (% kl)
0	498	0	498	0
1	150	70	206	58,6
2	60	88	88	82,3
3	25	95	37	92,6
4	14	97	25	95
5	8	98,5	16	96,8
6			8	98,5



Hình 3. Quá trình oxy hóa loại dipenzothiophen sử dụng chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] như là xúc tác chuyển pha [20]

Hiệu suất chiết loại S của cả hai chất lỏng ion khi dùng kết hợp với chất oxy hóa đều cao hơn trường hợp chỉ dùng chất lỏng ion. Phương pháp này là sự kết hợp quá trình oxy hóa và chiết. Theo đó, các hợp chất S như thiophene, benzothiophene, dibenzothiophene bị oxy hóa thành các hợp chất sulfone và sulfoxide của chúng. Các hợp chất tạo thành có độ phân cực cao hơn nên hệ số phân bố của chúng trong chất lỏng ion tăng lên. Do đó, chúng dễ chuyển sang pha chất lỏng ion. Cơ chế oxy hóa dibenzothiophene sử dụng chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] như là xúc tác chuyển pha được đưa ra trong Hình 3.

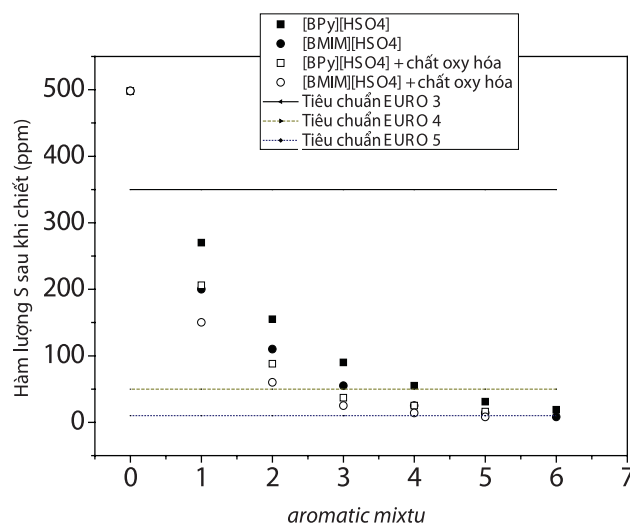
Để chứng tỏ sự hình thành của các hợp chất sulfone và sulfoxide trong pha chất lỏng ion, sau khi quy trình chiết S kết thúc, chất lỏng ion được tách riêng khỏi pha dầu và được chiết lại bằng ethyl acetate để các hợp chất S trong chất lỏng ion tan vào ethyl acetate. Sau đó tách lấy ethyl acetate đem đo phổ FT-IR. Trên phổ hấp phụ hồng ngoại (Hình 4) có bước sóng đặc trưng nằm trong khoảng 1371cm⁻¹ và 1050cm⁻¹. Điều đó chỉ ra sự có mặt của sulfone và sulfoxide trong ethyl acetate.



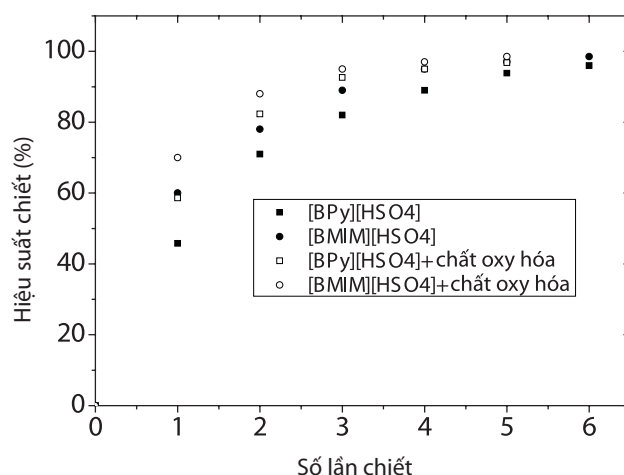
Hình 4. Phổ đồ FT-IR của ethyl acetate hòa tan sản phẩm oxy hóa dibenzothiophene và dẫn xuất trong dầu diesel

Để khẳng định vai trò của chất oxy hóa sử dụng trong quá trình chiết, kết quả trong nghiên cứu này được so sánh với kết quả chiết S trong dầu khi chỉ dùng chất lỏng ion trong nghiên cứu trước [1]. Kết quả Hình 2 và Hình 3 cho thấy quá trình chiết loại S của dầu diesel bằng chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] kết hợp với chất oxy hóa đạt hiệu suất cao hơn trường hợp chỉ dùng chất lỏng ion. Hàm lượng S trong dầu diesel sau 5 lần chiết bằng chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] có sử dụng thêm chất oxy hóa và không sử dụng chất oxy hóa lần lượt là 8ppm và 14ppm, với hiệu suất là 98,4% và 97% tương ứng. Để đạt tiêu chuẩn về hàm lượng S trong dầu diesel là < 10ppm thì chỉ cần chiết diesel lặp lại 5 lần với chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] có sử dụng thêm chất oxy hóa nhưng phải chiết 6 lần với chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] không sử dụng thêm chất oxy hóa.

Kết quả tương tự cũng thu được khi sử dụng chất lỏng ion dạng [BPy][HSO₄]. Hàm lượng S trong dầu diesel đạt 31ppm sau 5 lần chiết, 19ppm sau 6 lần chiết, với hiệu suất 93,8% và 96%. Khi sử dụng thêm chất oxy hóa thì hàm lượng S đạt 16ppm sau 5 lần chiết, hiệu suất 96,8%. Như vậy, với cả hai loại chất lỏng ion [BMIM][HSO₄] và [BPy][HSO₄], để đạt được hiệu suất loại S tương đương thì khi sử dụng chất oxy hóa sẽ giảm được một lần chiết lặp lại. Tuy nhiên, phương pháp chiết kết hợp sử dụng chất oxy hóa H₂O₂/HCOOH cần bổ sung một lượng chất oxy hóa. Do đó, quá trình chiết liên tục cần cân nhắc yếu tố kinh tế trước khi quyết định chọn phương pháp có sử dụng kết hợp chất oxy hóa hay không.



Hình 5. Chiết loại S trong dầu diesel bằng các chất lỏng ion sử dụng và không sử dụng chất oxy hóa (60°C, 50 phút, tỷ lệ IL/dầu = 1:1)



Hình 6. Hiệu suất chiết loại S trong dầu diesel bằng các chất lỏng ion sử dụng và không sử dụng chất oxy hóa (60°C, 50 phút, tỷ lệ IL/dầu = 1:1)

Hiệu quả của quá trình loại S của chất oxy hóa khi dùng kết hợp với IL giảm đi khi hàm lượng S trong dầu giảm (Bảng 2). Điều này là do giai đoạn cuối của quá trình loại S là giai đoạn loại các hợp chất dạng dẫn xuất của thiophene và dibenzothiophene. Các chất này có hằng số phân bố trong chất lỏng ion thấp và khó loại. Nhưng khi so sánh các giai đoạn với cùng hàm lượng ban đầu của S trong dầu thì quá trình có chất oxy hóa hiệu suất vẫn cao hơn. Ví dụ với [BPy][HSO₄] ở lần chiết thứ 4 không sử dụng chất oxy hóa bắt đầu với hàm lượng S là 90ppm giảm xuống còn 55ppm đạt 40%, lần chiết thứ 3 có sử dụng chất oxy hóa bắt đầu với hàm lượng S là 88ppm giảm xuống còn 37ppm đạt 58%.

Bảng 2. Hiệu quả của chất oxy hóa khi dùng kết hợp với IL (60°C , 50 phút, tỷ lệ IL/dầu = 1:1)

	Hàm lượng S trong dầu (ppm kl) sau khi chiết bằng [BMIM][HSO ₄] (ppm kl)		Hiệu suất của mỗi lần chiết (%)		Hàm lượng S trong dầu (ppm kl) sau khi chiết bằng [BPy][HSO ₄] (ppm kl)		Hiệu suất của mỗi lần chiết (%)	
		Có chất oxy hóa		Có chất oxy hóa		Có chất oxy hóa		Có chất oxy hóa
0	498	498			98	498		
1	200	150	60	70	270	206	46	59
2	110	60	45	61	155	88	43	57
3	55	25	50	57	90	37	42	58
4	25	14	55	44	55	25	40	35
5	14	8	44	43	31	16	43	36

4.2. Quá trình tái sinh dung môi

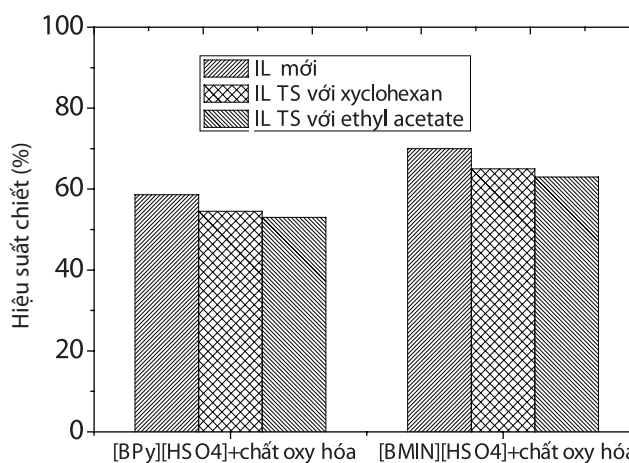
Để tái sinh chất lỏng ion sau khi chiết có thể sử dụng một trong các cách sau: nếu hợp chất S có nhiệt độ sôi thấp, lựa chọn tốt nhất và rẻ nhất để loại bỏ S là chưng cất vì chất lỏng ion có áp suất hơi bão hòa rất thấp (không đo được) nên sẽ còn lại ở pha lỏng. Tuy nhiên, áp suất riêng của các hợp chất S thường thấp và bị ảnh hưởng (giảm) do tương tác thuận nghịch với chất lỏng ion. Để cải thiện phương pháp này, trong nghiên cứu, một lượng nhỏ xyclohexan (2,5%kl) được đưa vào để tách tetrahydrothiophene bằng cách sục với không khí ở 100°C trong 30 phút. Kết quả cho thấy phương pháp này khá hiệu quả.

Tuy nhiên, việc tái sinh chất lỏng ion sau khi chiết với dầu diesel lại khó khăn hơn. Việc tách dibenzothiophene và các dẫn xuất thế alkyl của chúng với nhiệt độ sôi trên 200°C bằng cách chưng cất đơn giản là không kinh tế, vì chỉ khoảng 20% S dạng benzothiophene được loại ra khỏi chất lỏng ion [BMIM][OCSO₄] bằng cách sục với không khí ở 100°C trong 3 ngày. Vì vậy, trong trường hợp này thường dùng phương pháp chiết lại (reextraction). Dung môi chiết thường là các hydrocarbon có nhiệt độ sôi thấp như n-pentan hoặc n-hexan. Bảng 3 chỉ ra ảnh hưởng của các hydrocarbon dùng làm tác nhân chiết đến hệ số phân bố.

Từ Bảng 3 cho thấy, hằng số K_N của các hydrocarbon mạch ngắn (như pentan) thấp trong khi các hợp chất này lại là dung môi chiết lý tưởng. Một cách khác để tái sinh chất lỏng ion là: nếu chúng bền nước (ví dụ các chất lỏng ion trong nghiên cứu này) thì có thể hòa tan chất lỏng ion đã sử dụng trong nước. Có nghiên cứu cho thấy đã thu hồi được chất lỏng ion gần như không chứa S [13]. Nhưng phương pháp này không kinh tế khi dùng lượng

Bảng 3. Hằng số phân bố của một số hydrocarbon (dầu mẫu (500ppm DBT trong hydrocarbon), tỷ lệ khối lượng dầu:IL = 1:1, 15 phút khuấy, nhiệt độ phòng)

Hydrocarbon	Hằng số phân bố K_N (mg S/kg (IL) ⁻¹ /mg S/kg (dầu) ⁻¹)	
	[BMIM][OCSO ₄]	[EMIM][EtSO ₄]
Pentan	0,3	0,7
Xyclohexen	1,4	0,7
n-Dodecan	1,9	0,8
Dầu trắng	1,6	0,7

**Hình 7.** Khả năng tái sử dụng chất lỏng ion bằng cách chiết với các dung môi khác nhau (60°C , 50 phút, tỷ lệ IL/dầu = 1:1, chiết dầu 1 lần với chất lỏng ion)

lớn vì phải tiêu tốn năng lượng cho việc bay hơi nước khỏi chất lỏng ion. Việc loại bỏ các hợp chất hữu cơ bằng cách chiết với CO₂ siêu tới hạn cũng được báo cáo nhưng có lẽ không phù hợp cho việc tái sinh nhiều chất lỏng ion do tiêu tốn nhiều năng lượng.

Trong bài báo này, khả năng tái sinh chất lỏng ion [BPy][HSO₄] và [BMIM][OCSO₄] bằng ethyl acetate và xyclohexan được nghiên cứu. Ethyl acetate và xyclohexan có khả năng hòa tan tốt các hợp chất S hoặc các hợp chất sulfone và sulfoxide mà không hòa tan chất lỏng ion. Để

đánh giá khả năng tái sinh, chất lỏng ion vừa tái sinh được dùng để chiết loại S trong dầu diesel. Kết quả cho thấy khả năng loại S của chất lỏng ion tái sinh khá cao (Hình 4). Cụ thể, hiệu suất chiết S bằng chất lỏng ion [BPy][HSO₄] và [BMIM][OCSO₄] sau khi tái sinh bằng xyclohexan và ethyl acetate đều giảm đi khoảng 7% và 8% tương ứng. Với quy mô lớn, việc tái sinh chất lỏng ion có thể được thực hiện tốt hơn sẽ cải thiện hơn nữa các kết quả này tức là tăng khả năng tái sử dụng chất lỏng ion.

5. Kết luận

Việc sử dụng kết hợp chất oxy hóa trong quá trình chiết S bằng các chất lỏng ion n-butyl methylimidazole hydrosulfate và n-butyl pyridin hydrosulfate đã làm tăng hiệu suất chiết của chất lỏng ion và do đó giảm bớt được số lần cần phải chiết lặp lại để thu được dầu có yêu cầu về hàm lượng S nhất định. Cơ chế của quá trình được giải thích là do sự hình thành các hợp chất dạng sulfone và sulfoxide có tính phân cực cao nên dễ hòa tan vào chất lỏng ion hơn các hợp chất S ban đầu. Một số hydrocarbon (xyclohexan) và dung môi (ethyl acetate) có nhiệt độ sôi thấp phù hợp dùng để tái sinh chất lỏng ion. Hiệu suất chiết sau khi tái sinh giảm không đáng kể.

Bảng chú thích các chữ viết tắt

[BMIM][HSO ₄]	N-butyl methyl imidazole hydrosulfate
[BPy][HSO ₄]	N-butyl pyridin hydrosulfate
[Hnmp][H ₂ PO ₄]	N-methyl-pyrrolidonium phosphate
[Hnmp][BF ₄]	N-methyl-pyrrolidonium
[BMIM][OCSO ₄]	N-butyl methyl imidazole octylsulfate
[EMIM][EtSO ₄]	Ethyl methyl imidazole ethylsulfate
BT	benzothiophene
DBT	dibenzothiophene
4-MDBT	4-methyl dibenzothiophene
4,6-DMDBT	4, 6-dimethyl dibenzothiophene
IL	chất lỏng ion
ODS	oxy desulfua hóa

Tài liệu tham khảo

1. B.S.Liu, D.F.Xu, J.X.Chu, W.Liu, C.T.Au. *Deep desulfurization by the adsorption process of fluidized catalytic cracking (FCC) diesel over mesoporous Al-MCM-41 materials*. Energy Fuels. 2007; 21(1): p. 250 - 255.
2. D.Huang, Z.Zhai, Y.C.Lu, L.M.Yang, Luo G S. *Optimization of composition of a directly combined catalyst in dibenzothiophene oxydation for deep desulfurization*. Ind Eng Chem Res. 2007; 46(5): p.1447 - 1451.
3. Quyết định số 33/2004/QĐ-BKHCN ngày 29/10/2004 của Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ về việc ban hành Tiêu chuẩn Việt Nam.
4. X.Ma, K.Sakanishi, I.Mochida. *Hydrodesulfurization reactivities of various sulfur compounds in diesel fuel*. Ind Eng Chem Res. 1994; 33(2): p. 218 - 222.
5. L.Setti, P.Farinelli, S.Dimartino. *Developments in destructive and non-destructive pathways for selective desulfurizations in oil-biorefining processes*. Appl Microbiol Biotechnol. 1999; 52(1): p. 111 - 117.
6. Y.Horii, H.Onuki, S.Doi, T.Takatori, H.Sato, T.Uukuro, T.Sugawara. *Desulfurization and denitration of light oil by extraction*. US Patent: 5494572. 1996.
7. A.Takahashi, F.H.Yang, R.T. Yang. *New sorbents for desulfurization by π -Complexation: Thiophene/Benzene adsorption*. Ind Eng Chem Res. 2002; 41(10): p. 2487 - 2496.
8. R.T.Yang, Hernandez- A.J Maldonado, F. H.Yang. *Desulfurization of transportation fuels with zeolites Under Ambient Conditions*. Science. 2003; 301: p. 79 - 81.
9. A.Boesmann, L.Datsevich, A.Jess, A.Lauter, C.Schmitz, P.Wasserscheid. *Deep desulfurization of diesel fuel by extraction with ionic liquids*. Chem. Commun. 2001; 23: p. 2494 - 2495.
10. J.EBer, A.Jess, P.Wasserscheid. *Ionische Flüssigkeiten - Neuartige Zusatzstoffe für die thermische verfahrenstechnik*. Chem. Ing. Tech. 2003; 75, p. 1149 - 1150.
11. A.Jess, P.Wasserscheid, J.EBer. *Ionische Flüssigkeiten als entrainer in der extraktivdestillation*. Chem. Ing. Tech. 2004; 76: p. 1407 - 1408.
12. J.EBer. Diploma Thesis, RWTH Aachen. 2002.
13. S.Zhang, Z.C.Zhang and Z.Zhang. *Novel properties of ionic liquids in selective sulfur removal from fuels at room temperature*. Green Chem. 2002; 4(4): p. 376 - 379.
14. S.Zhang, Q.Zhang and Z.C.Zhang. *Extractive desulfurization and denitrogenation of fuels using Ionic Liquids*. Ind. Eng. Chem. Res. 2004; 43: p. 614 - 622.
15. Gaofei Zhang, Fengli Yu, Rui Wang. *Research advances in oxydative desulfurization technologies for the production of low sulfur fuel oils*. Petroleum & Coal. 2009; 51(3): p. 196 - 207.

Việt Nam

CÓ LÀ ĐIỂM ĐẾN CỦA FDI carbon thấp?

TS. Nguyễn Thị Kim Anh

Trường Đại học Kinh tế - Đại học Quốc gia Hà Nội

Tóm tắt

Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) là động lực thúc đẩy tăng trưởng ở các nước đang phát triển. Tuy nhiên, FDI có thể là phương tiện di chuyển ô nhiễm sang các nước có quy định lỏng lẻo về môi trường. FDI carbon thấp (low carbon FDI - LCF) là dòng FDI giúp giảm thiểu phát thải CO₂ ở các nước nhận đầu tư và qua đó góp phần đối phó với hiện tượng nóng lên của trái đất. FDI đã được thu hút vào Việt Nam hơn 20 năm và đã có tác động tích cực tới tăng trưởng kinh tế, đồng thời đã có một số dự án LCF giúp cung cấp năng lượng tái tạo, ít phát thải CO₂, tiết kiệm năng lượng hóa thạch. Song số lượng dự án LCF còn rất hạn chế, và có rất nhiều dự án “bẩn”, thâm dụng năng lượng, có cường độ phát thải CO₂ cao đã được di chuyển vào Việt Nam. Mặc dù chưa phải cam kết giảm phát thải CO₂ nhưng Việt Nam có thể sẽ trở thành bãi thải các dự án có cường độ CO₂ cao và thâm dụng năng lượng hóa thạch, nếu không có điều chỉnh về tiêu chí lựa chọn dự án liên quan tới môi trường và đối tác đầu tư.

Mở đầu

Toàn cầu hóa làm các dòng vốn di chuyển tự do hơn giữa các quốc gia và trên toàn cầu. FDI vào các nước mang theo công nghệ thân thiện với môi trường giúp đối phó với biến đổi khí hậu, song cũng có những nhà đầu tư lợi dụng quy định lỏng lẻo về môi trường ở nước chủ nhà để di chuyển những dự án “bẩn” ra nước ngoài, biến các nước đang phát triển thành “nơi trú ẩn của ô nhiễm” (Pollution havens). FDI có tác dụng làm giảm phát thải CO₂ được gọi là FDI carbon thấp (LCF). Khái niệm này đã được báo cáo đầu tư thế giới năm 2010 đề cập khá cụ thể. Trong năm 2009, LCF thế giới đã lên tới 90 tỷ USD (World Investment Report, WIR 2010) và đang gia tăng nhanh chóng, đặc biệt gần đây có cả những nhà đầu tư của các nước đang phát triển tham gia.

Lý thuyết “nơi trú ẩn của ô nhiễm” giải thích rằng, các nhà đầu tư có xu hướng di chuyển các dự án “bẩn” ra nước

ngoài để tranh thủ quy chế lỏng lẻo về môi trường ở nước chủ nhà, nguồn tài nguyên thiên nhiên, đặc biệt nguồn năng lượng hóa thạch dồi dào của nước chủ nhà, chi phí cho môi trường rẻ hơn ở nước xuất xứ. Đặc biệt, sau khi ký kết Nghị định thư Kyoto (1997), các nước cam kết giảm phát thải khí nhà kính thuộc Phụ lục 1 của Nghị định thư lại càng đẩy mạnh di chuyển các ngành ô nhiễm, thâm dụng năng lượng hóa thạch và có cường độ phát thải CO₂ cao sang các nước đang phát triển chưa phải cam kết giảm phát thải khí nhà kính, lỏng lẻo về qui chế bảo vệ môi trường, chi phí giảm phát thải thấp.

Tuy nhiên, lý thuyết “Văng hào quang” (Pollution halos) lại đưa ra quan điểm tích cực hơn. Theo lý thuyết này, các nước phát triển, có công nghệ hiện đại, sạch và các công ty xuyên quốc gia áp dụng công nghệ sạch trong cả chuỗi cung ứng/giá trị nên khi đầu tư ra nước ngoài sẽ chuyển giao và lan tỏa công nghệ thân thiện với

Bài viết cho đề tài “Chính sách thu hút FDI cho phát triển kinh tế carbon thấp: Kinh nghiệm quốc tế và bài học cho Việt Nam” do Quỹ Hỗ trợ Nghiên cứu châu Á tài trợ, 2011 - 2013.

môi trường giúp các nước chủ nhà giảm ô nhiễm, giảm phát thải khí nhà kính, sử dụng và tiết kiệm năng lượng.

Nghị định thư Kyoto cũng giới thiệu cơ chế phát triển sạch (Clean Development Mechanism - CDM) cho phép các nước phát triển có thể giảm phát thải một phần lượng khí nhà kính đã cam kết ở các nước đang phát triển thay vì phải cắt giảm toàn bộ ở chính quốc với chi phí rất cao. Vì vậy, các nước phát triển có trách nhiệm chuyển vốn, chuyển giao công nghệ sang các nước đang phát triển đầu tư vào các dự án có thể giúp giảm phát thải so với cơ sở thông thường. Các dự án CDM sẽ mang lại cho nước đi đầu tư các đơn vị giảm phát thải đã được xác nhận (Certified Emission Reduction - CERs) tính vào cam kết của nước mình.

Việt Nam nằm trong khu vực Đông Nam Á, mặc dù chưa bị ràng buộc bởi các cam kết giảm phát thải khí nhà kính (Greenhouse Gase - GHGs) trong giai đoạn 2008 - 2012 nhưng đã có những bước đi rõ ràng thể hiện thiện chí và trách nhiệm đối với việc bảo vệ môi trường. Cụ thể, Luật Môi trường được ban hành năm 1993 và sửa đổi năm 2006. Từ sau “đổi mới”, Việt Nam đã tiếp nhận lượng vốn FDI khá lớn, đóng góp vào tăng trưởng của nền kinh tế và đã có những quy định cụ thể về đánh giá tác động tới môi trường của từng dự án FDI khi xin cấp phép. Vậy FDI vào Việt Nam thời gian qua có dấu hiệu gì của LCF không?

1. Đặc điểm và dấu hiệu ban đầu để nhận diện LCF

Dòng LCF có đầy đủ bản chất, đặc điểm như FDI thông thường nhưng điểm khác biệt của LCF là còn có tác động giảm thiểu CO₂ trong quá trình sản xuất và tiêu thụ sản phẩm. LCF tác động làm giảm phát thải GHGs trong quá trình sản xuất hoặc tiêu dùng các sản phẩm và dịch vụ, cụ thể theo các kênh sau:

1.1. Trong quy trình sản xuất

Quy trình sản xuất của các dự án LCF áp dụng công nghệ nhằm giảm thiểu phát thải khí nhà kính. *Thứ nhất*, chuyển từ việc sử dụng nguồn năng lượng hóa thạch như than, dầu... phát thải nhiều CO₂ sang các nguồn năng lượng sạch hơn với lượng khí nhà kính thải ra ít hơn, chẳng hạn như tăng sử dụng năng lượng có thể tái tạo hay năng lượng hạt nhân (tuy nhiên, năng lượng hạt nhân không được xếp vào loại năng lượng sạch). *Thứ hai*, sử dụng ít nguyên liệu tự nhiên hơn. *Thứ ba*, tăng năng suất các nguồn cung cấp năng lượng, chẳng hạn các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hiệu quả hơn

hoặc cải thiện quá trình tự động hóa để sử dụng ít năng lượng hơn và giảm bớt hao hụt năng lượng trong quá trình chuyển tải. *Thứ tư*, tái chế chất thải có thể tái sử dụng làm năng lượng được hoặc đầu tư, nâng cấp các nhà máy xử lý chất thải một cách sạch nhất, giảm phát thải GHGs ra môi trường.

Bên cạnh đó, theo chuỗi giá trị toàn cầu của chủ dự án LCF, có thể yêu cầu nhà cung cấp, khách hàng và đối tác của mình cũng phải sử dụng những quy trình sản xuất sạch. Trong một số trường hợp, những doanh nghiệp này còn có thể hỗ trợ công nghệ, hướng dẫn hoặc liên minh với nhau để tạo ra một công nghệ sạch mới.

1.2. Trong quy trình tiêu thụ những sản phẩm và dịch vụ carbon thấp

LCF còn giúp giảm thải CO₂ thông qua cung cấp và quảng bá sản phẩm và dịch vụ ít carbon. Ví dụ, việc sử dụng và tiêu thụ các sản phẩm và dịch vụ đó làm giảm thiểu lượng khí nhà kính hơn so với sử dụng các sản phẩm thông thường: xe ô tô chạy bằng điện, xe ô tô hybrid (thay cho xe chạy bằng xăng); đồ điện tử tiết kiệm điện và các phương tiện giao thông khác sử dụng năng lượng sạch. Tuy nhiên, các sản phẩm có cường độ carbon thấp còn phụ thuộc vào nhu cầu của người tiêu dùng cũng như các điều kiện kinh doanh của thị trường. Thực tế, những nhu cầu, tiêu chuẩn sản phẩm cường độ carbon thấp khác nhau giữa các quốc gia tùy thuộc vào điều kiện sống và yêu cầu về môi trường của từng quốc gia.

Thêm nữa, các dự án LCF hay các công ty xuyên quốc gia (Transnational Corporations - TNCs) cung cấp các công nghệ sạch, ít carbon thông qua tái cấu trúc trong quy trình phát thải cho các công ty tại nước tiếp nhận đầu tư. Điều này không chỉ cho phép các doanh nghiệp ở nước tiếp nhận đầu tư có cơ hội tiếp cận với công nghệ mới, mà còn cho phép các TNCs tiếp cận được thị trường mới. TNCs đầu tư LCF có thể có ảnh hưởng tích cực tới việc giảm thiểu phát thải ở chính chuỗi giá trị và cung ứng của nó. Ngoài ra, TNCs còn có thể chuyển giao cho các nhà cung ứng địa phương trong chính chuỗi giá trị toàn cầu của mình công nghệ sạch hơn so với công nghệ của nước chủ nhà nhằm đáp ứng nhu cầu về sản phẩm sạch của người tiêu dùng cuối cùng ở các quốc gia phát triển.

LCF có tác động tới phát thải CO₂ của nước chủ nhà thông qua lựa chọn lĩnh vực đầu tư và công nghệ được chuyển giao vào các nước chủ nhà, có tác động tích cực trực tiếp tới cắt giảm CO₂ khi nó được đầu tư vào lĩnh vực

sử dụng ít năng lượng hóa thạch, cung cấp năng lượng tái tạo và sử dụng công nghệ tiết kiệm năng lượng hóa thạch. Trong trường hợp ngược lại, phi-LCF có thể làm tăng phát thải CO₂ ra môi trường.

LCF còn có thể gây tác động gián tiếp tới biến động phát thải CO₂ ở nước chủ nhà thông qua tăng hoặc giảm liên kết với các ngành tiêu thụ nhiều/hay yêu cầu tiết kiệm năng lượng tái tạo, hoặc cung cấp sản phẩm, dịch vụ tiêu thụ nhiều/hay tiết kiệm tiêu thụ năng lượng nói chung và năng lượng hóa thạch nói riêng. Tuy nhiên, đầu tư ra nước ngoài hiện nay không nhất thiết phải đầu tư LCF, trừ trường hợp đó là quy định của nước chủ nhà hoặc vì yêu cầu thực hiện quy định nghiêm ngặt về môi trường và phải thực hiện cam kết giảm phát thải của nước đi đầu tư.

Như vậy, FDI vào các nước đang phát triển chưa có quy định nghiêm ngặt về môi trường có thể là LCF hoặc phi-LCF, tùy thuộc rất nhiều vào nước xuất xứ và lĩnh vực đầu tư. Ví dụ, FDI từ các nước đang phát triển sang các nước đang phát triển ít khả năng là LCF, trừ phi được đầu tư vào lĩnh vực sản xuất, cung cấp năng lượng tái tạo.

FDI từ các nước phát triển vào các nước đang phát triển có thể là LCF khi đó là các dự án của những TNCs đã áp dụng công nghệ sạch và đang áp dụng quy định sạch trong toàn chuỗi cung ứng hoặc dự án được chủ đầu tư thực hiện để thu lợi từ việc bán lượng CERs và đóng góp vào thực hiện cam kết giảm phát thải CO₂ của nước xuất xứ thông qua CDM. Song không phải tất cả dự án FDI đến từ các nước phát triển đều thuộc LCF. Để thực hiện cam kết và yêu cầu về môi trường của nước mình, chủ đầu tư các dự án “bẩn” gây ô nhiễm môi trường, cường độ carbon cao (phi-LCF) đã di chuyển ra nước ngoài, lợi dụng quy định lỏng lẻo về môi trường ở nước đang phát triển, biến nước đó trở thành “nơi trú ẩn của ô nhiễm”.

Như vậy, LCF đang và sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc góp phần giảm thiểu phát thải khí nhà kính, đối phó với biến đổi khí hậu. Dấu hiệu ban đầu để nhận diện LCF vào các nước đang phát triển là dựa vào lĩnh vực đầu tư và nước xuất xứ.

2. Dấu hiệu LCF vào Việt Nam

Tính đến ngày 23/2/2011, Việt Nam có 12.448 dự án FDI với tổng vốn đầu tư đạt 195,951 tỷ USD còn hiệu lực, trong đó: hình thức 100% vốn nước ngoài chiếm 78,4%

tổng dự án FDI còn hiệu lực; 61,95% tổng vốn đầu tư trực tiếp trên cả nước; hình thức liên doanh chiếm 18,16% tổng số dự án; 31,13% tổng vốn FDI cả nước; hình thức hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) và hình thức BOT (hoặc BT, BTO) chỉ chiếm tương ứng 1,79% và 1,55% tổng số dự án, chiếm 2,58% và 2,45% tổng vốn FDI còn hiệu lực trên cả nước.

Nếu phân loại FDI theo 3 nhóm ngành (Bảng 1), FDI vào công nghiệp, khai khoáng và xây dựng nhiều nhất chiếm 66,32% tổng số dự án FDI còn hiệu lực, 59,05% tổng vốn đầu tư. Trong đó, nhóm ngành công nghiệp chế biến, chế tạo chiếm 59,59% số dự án và 49,12% tổng vốn đầu tư. Đây cũng chính là lĩnh vực tiêu thụ năng lượng cuối cùng và phát thải CO₂ chủ yếu ở Việt Nam. Vậy FDI vào lĩnh vực công nghiệp chế biến, chế tạo thuộc loại LCF hay phi-LCF? Đã có một số dự án áp dụng cơ chế phát triển sạch để sản xuất điện từ nước thải sau quá trình rửa sản, làm sạch tinh bột sản như dự án xử lý nước thải bằng phương pháp kỵ khí tại Nhà máy chế biến tinh bột sản Trường Thịnh, Nhà máy chế biến tinh bột sản Việt Mã (Tây Ninh) do Toshiba thực hiện; Công ty AES Carbon Exchange (Mỹ) tham gia các dự án CDM thu hồi khí methane trong hệ thống xử lý nước thải tại Nhà máy chế biến tinh bột sản Yên Bình (Yên Bái), Nhà máy chế biến tinh bột sản Hương Hóa (Quảng Trị), Nhà máy chế biến tinh bột sản xuất khẩu Lào Cai...

FDI vào lĩnh vực sản xuất năng lượng tái tạo hoặc hấp thụ carbon còn rất hạn chế. Tính đến tháng 4/2012, Việt Nam có 110 dự án áp dụng cơ chế phát triển sạch trong lĩnh vực sản xuất điện gió, thủy điện, tái trồng rừng, thu hồi và sử dụng khí đồng hành từ các mỏ, từ xử lý nước thải, rác thải đã được đăng ký, trong đó có 48 dự án đang thực hiện, nhưng đa số quy mô còn nhỏ, trong số đó phần lớn đều có sự tham gia của các nhà đầu tư nước ngoài. Đây chính là các dự án thuộc loại LCF vì giúp giảm khí nhà kính và cung cấp năng lượng sạch. Nổi bật nhất là dự án thu hồi và sử dụng khí đồng hành mỏ Rạng Đông, hay một số dự án liên doanh sản xuất ethanol sinh học tại Việt Nam.

Trong khi, FDI vào lĩnh vực nông, lâm, ngư nghiệp ít nhất chỉ chiếm 3,87% tổng số dự án còn hiệu lực và 1,58% tổng vốn đầu tư mặc dù ngay từ đầu FDI đã được khuyến khích thu hút vào lĩnh vực này. Trong lĩnh vực nông, lâm nghiệp có các dự án trồng và bảo vệ rừng như dự án liên doanh với Liên bang Nga tại Lâm Đồng được cấp giấy phép năm 2008, dự án trồng rau sạch ở Hà Nội.

FDI đã có mặt ở 63 tỉnh thành trong cả nước. Căn cứ tổng vốn đầu tư của các dự án FDI vào từng địa phương và trên cả nước còn hiệu lực, vốn FDI vào Tp. Hồ Chí Minh, Bà Rịa - Vũng Tàu và Hà Nội đạt trên 10% tổng số vốn FDI cả nước tương ứng 15,82%, 13,46% và 10,44%, mặc dù tỷ trọng số dự án FDI vào các địa phương này rất khác nhau. Ví dụ, số dự án vào Bà Rịa - Vũng Tàu chỉ đạt 2,1% trong khi vào Tp. Hồ Chí Minh và Hà Nội tương ứng chiếm 28,66% và 15,91% (Bảng 2).

Sở dĩ có sự khác biệt như vậy là do cơ cấu ngành đầu tư rất khác nhau. Các dự án vào Bà Rịa - Vũng Tàu chủ yếu là các dự án lớn trong ngành dầu khí, trong khi FDI vào Tp. Hồ Chí Minh và Hà Nội chủ yếu trong ngành chế biến, chế tạo quy mô nhỏ hơn. Tuy nhiên, Đà Nẵng là địa phương được xếp hạng đầu về môi trường đầu tư nhưng chỉ thu hút được 1,37% và 1,61% tổng số dự án và tổng vốn FDI cả nước, xếp thứ 15 về vốn FDI trong tổng số 63 tỉnh thành trên cả nước với 171 dự án FDI, tổng vốn đầu tư 3,1 tỷ USD.

Việt Nam chưa có tiêu chí rõ ràng liên quan tới năng lượng và môi trường cho việc thu hút FDI, các quy định về môi trường đối với các dự án FDI chủ yếu liên quan tới các tiêu chí về ô nhiễm nước, khí mà chưa có quy định về giảm phát thải GHGs hoặc tiết kiệm năng lượng hóa thạch. Vì vậy, FDI đến từ các nước đang phát triển khó có khả năng là dòng LCF có đặc điểm như đã trình bày ở mục 1, trừ trường hợp FDI của các nước này vào lĩnh vực sản xuất và cung cấp năng lượng tái tạo. Như vậy, chỉ có thể trông chờ dòng LCF đến từ các nước phát triển đã cam kết giảm phát thải CO₂.

Đến ngày 23/2/2011, Việt Nam đã thu hút FDI từ 92 quốc gia và vùng lãnh thổ. Bảng 3 cho thấy 10 nền kinh tế đầu tư nhiều nhất vào Việt Nam, trong đó Singapore, Đài Loan, Hàn Quốc, Nhật Bản đứng đầu cả về tỷ trọng vốn đầu tư và số dự án. Hiện Nhật Bản, Hàn Quốc và Singapore đang thực hiện nghiêm ngặt quy chế về bảo vệ môi trường và cam kết giảm phát thải CO₂, song các quốc gia này có mang LCF vào Việt Nam không?

Bảng 1. FDI phân theo ngành (% trong tổng số dự án/vốn đầu tư FDI còn hiệu lực trên cả nước đến 23/2/2011)

TT	Chuyên ngành	Số dự án	Tổng vốn đầu tư	Vốn điều lệ
1	Công nghiệp, khai khoáng và xây dựng	66,32	59,05	62,19
	Công nghiệp chế biến, chế tạo	59,59	49,12	50,90
	Xây dựng	5,66	5,94	5,83
2	Dịch vụ	29,81	39,37	35,45
3	Nông, lâm, ngư nghiệp	3,87	1,58	2,37
Tổng cộng		100,00	100,00	100,00

Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, 3/2011

Bảng 2. Mười địa phương thu hút được FDI nhiều nhất (% trong tổng số dự án/vốn đầu tư trên cả nước tính đến 23/2/2011)

TT	Địa phương	Số dự án	Tổng vốn đầu tư	Vốn điều lệ
1	Tp. Hồ Chí Minh	28,66	15,82	16,79
2	Bà Rịa - Vũng Tàu	2,10	13,46	11,18
3	Hà Nội	15,91	10,44	12,34
4	Đồng Nai	8,64	8,74	11,78
5	Bình Dương	17,27	7,08	7,69
6	Ninh Thuận	0,21	5,17	1,42
7	Hà Tĩnh	0,22	4,28	4,39
8	Phú Yên	0,39	4,15	2,82
9	Thanh Hóa	0,36	3,62	0,81
10	Hải Phòng	2,54	2,62	2,51

Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, 3/2011

FDI từ các nước phát triển ở châu Âu (quan tâm tới bảo vệ môi trường từ rất sớm và đang thực hiện khá nghiêm túc việc cắt giảm phát thải CO₂ để đối phó với biến đổi khí hậu) vào Việt Nam rất khiêm tốn. Cụ thể, vốn của các dự án FDI do Pháp, Luxembourg, Đức, Đan Mạch thực hiện chỉ chiếm tỷ lệ tương ứng 1,51%, 0,56%, 0,42%, 0,31% trong tổng vốn FDI cả nước. Như vậy, khả năng có thể thu hút LCF từ các nước châu Âu vào Việt Nam rất hạn chế.

Khoảng 50% tổng FDI là từ các nước đang phát triển ở châu Á hiện chưa cam kết giảm phát thải GHGs, có công nghệ trung bình và thấp (Nguyễn Thị Tuệ Anh, 2010). Rõ ràng, Việt Nam khó trông chờ LCF vào từ nhóm nước

Bảng 3. Mười quốc gia/vùng lãnh thổ đầu tư lớn nhất vào Việt Nam (% trong tổng số dự án/vốn đầu tư còn hiệu lực đến 23/2/2011)

TT	Quốc gia	Số dự án	Tổng vốn đầu tư	Vốn điều lệ
1	Singapore	7,21	11,71	10,29
2	Đài Loan	17,42	11,71	15,25
3	Hàn Quốc	21,75	11,41	12,24
4	Nhật Bản	11,50	10,70	9,17
5	Malaysia	2,97	9,39	6,24
6	British Virgin Islands	3,91	7,49	7,22
7	Hoa Kỳ	4,53	6,69	5,04
8	Hồng Kông	4,96	3,99	4,39
9	Cayman Islands	0,42	3,79	2,31
10	Thái Lan	1,96	2,98	3,96

Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, 3/2011

này và khả năng thu hút LCF vào Việt Nam là rất hạn chế. Lượng FDI vào công nghiệp chế biến chiếm tỷ trọng khá lớn song chưa rõ dấu hiệu LCF trong lĩnh vực này.

3. Kết luận

Trong quá trình hội nhập kinh tế quốc tế, kinh tế Việt Nam luôn có tốc độ tăng trưởng dương, đạt mức trung bình 6,5 - 7%/năm - mức tăng trưởng khá cao trên thế giới và khu vực. Cùng với tăng trưởng, năng lượng tiêu thụ cũng tăng theo và dẫn tới tăng phát thải CO₂. Việt Nam đã thu hút được lượng FDI khá lớn chiếm khoảng 30% tổng vốn đầu tư xã hội, khu vực có vốn FDI đã đóng góp khoảng 20% GDP cả nước. FDI được thu hút nhằm góp phần đẩy nhanh tốc độ tăng trưởng và công nghiệp hóa đất nước, song theo quan sát ban đầu từ 1.677 dự án vào công nghiệp chế biến, chế tạo còn hiệu lực và tăng vốn trong giai đoạn 2006 - 2008, số dự án có khả năng thâm dụng năng lượng, dễ gây ô nhiễm môi trường chiếm tỷ lệ trên 75%.

Mặc dù đã có dấu hiệu của dòng LCF ở Việt Nam, nhưng vẫn còn thấp và chưa thực sự bền vững. Thực tế, đây là dòng vào chủ yếu do sức ép của nước xuất xứ và lợi dụng chi phí giảm phát thải thấp ở Việt Nam để thu lợi nhuận và đóng góp thực hiện cam kết phát thải ở chính quốc chứ chưa hoàn toàn do quy định về bảo vệ môi trường, đối phó với biến đổi khí hậu của Việt Nam. Nếu không có giải pháp kịp thời, Việt Nam có thể mau chóng trở thành bãi thải các dự án ô nhiễm, có cường độ CO₂ và năng lượng cao của các nước phát triển.

Tài liệu tham khảo

1. Chương trình mục tiêu Quốc gia ứng phó với biến đổi khí hậu. Triển khai thực hiện Nghị quyết 60/2007/NQ-CP ngày 3/12/2007. Bộ Tài nguyên và Môi trường. 7/2008.
2. W. J. Anderson. *How the Kyoto Protocol Developed: A Brief History. Climate Change-Economics and Policy*. Michael A. Toman (ed.). Resources for the future. Washington DC. 2001: p. 12.
3. Enzo De Giulio et al. *CDM, FDI and climate change: Where foreign direct investment flows and where they should flows?* Presented at Energy Modelling Forum (EMF), International Energy Agency (IEA), IIASA. Laxenburg, Australia. 24 - 26/6/2003.
4. Heike Baumuller. *Xây dựng một tương lai ít carbon cho Việt Nam - Những yêu cầu công nghệ nhằm giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu*. Chatham House. 2/2010..
5. *Vietnam's second national communication to the united nations framework convention on climate change*. Ministry of National Resources and Environment. Hanoi. 2010.
6. Mitsutsune Yamaguchi. *CDM Potential in the power generation and energy intensive industries in China, A technology-based bottom up study*. Climate policy. 2005; 5 (2).
7. Nguyen Kim Anh, Y.Wake. *Energy Policy and Sustainable Development: Structural Analysis of CO₂ Emissions for the Introduction of CDM in Vietnam*. Discussion paper. Asian Financial Crisis and Macro Economic Policy Response: The Ministry of Education, Science, Sports and Culture Grand-in-Aid for COE Research. Keio University. 3/2002.
8. UNCTAD. *World Investment Report 2010*.

Nghiên cứu chế tạo vật liệu xử lý nước thải công nghiệp trên cơ sở sét hữu cơ

TS. Cao Anh Dũng, TS. Nguyễn Văn Ngo

KS. Lê Anh Đào, KS. Đặng Đức Quỳnh

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

Tóm tắt

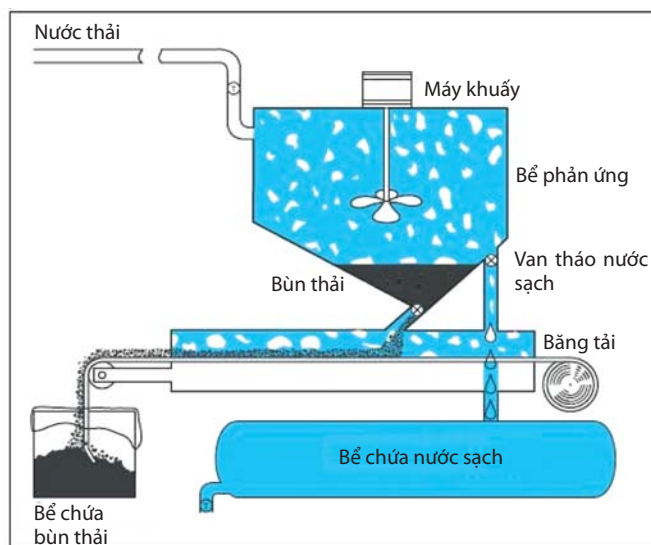
Sét hữu cơ được nghiên cứu làm chất hấp phụ các hydrocarbon dầu mỏ có trong nước thải công nghiệp. Trong số các khoáng sét, Bentonite natri (có thành phần chính là khoáng Montmorillonite natri) được quan tâm hơn cả để biến tính hóa học do cấu trúc đặc biệt của chúng. Trong quá trình biến tính, các cation amin của muối amin bậc 4 thay thế các cation kim loại (Na^+ , K^+) có trên bề mặt phiến sét làm cho khoảng cách cơ bản của phiến sét tăng lên, đồng thời làm thay đổi tính chất cơ bản của sét từ chất ưa nước thành chất ưa dầu và được gọi là sét hữu cơ. Thành phần hóa học, thành phần khoáng vật và các tính chất vật lý của sét hữu cơ được xác định bằng các phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), phân tích nhiệt (TG-DTA), quét hiển vi điện tử SEM, bề mặt riêng BET và xác định dung tích trao đổi cation (CEC).

Vật liệu DMC-WT gồm sét hữu cơ, một số chất keo tụ vô cơ, hữu cơ và khoáng trơ (có tỷ trọng 2,6 - 2,8g/cm³), rất có hiệu quả trong việc xử lý nước thải công nghiệp, đặc biệt là nước thải công nghiệp nhiễm hydrocarbon. Đối với nước thải có mức độ ô nhiễm thấp COD 320mg/l; BOD 200mg/l (nước thải Nhà máy sửa chữa vũ khí Z32) khi xử lý bằng DMC-WT với nồng độ 0,4%, nước sau xử lý đạt theo QCVN 40/2011/BTNMT cột B. Đối với nước thải có mức độ ô nhiễm cao COD trên 1500mg/l; BOD₅ 750mg/l (nước thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ), khi xử lý bằng DMC-WT với nồng độ 0,5%, nước sau xử lý đạt theo QCVN 40/2011/BTNMT cột B [19].

Vật liệu DMC-WT có hiệu quả xử lý tương đương với vật liệu RX 260 của Mỹ hiện đang có mặt trên thị trường Việt Nam.

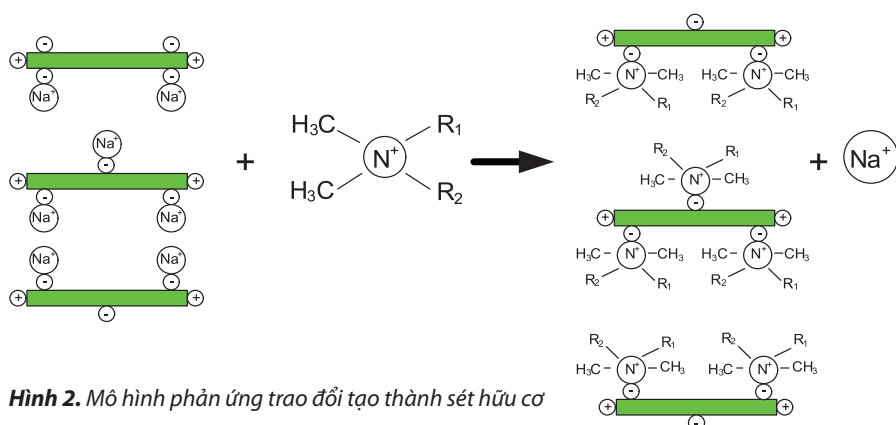
1. Mở đầu

Trong những năm gần đây, các công trình nghiên cứu biến tính hóa học các khoáng phi kim loại (như: Bentonite, Speclite, Illite, Zeolite, Diatomite...) đã được thực hiện nhằm tạo ra các vật liệu mới có nhiều khả năng hấp phụ các hydrocarbon (Benzen, Toluene, Xylene, dầu mỡ...) nhiễm bẩn trong nước thải. Từ kết quả của các nghiên cứu này, trên thị trường đã xuất hiện các vật liệu mới: K-Clean (Nhật Bản), ODM-2F (Liên bang Nga), RM (CETCO - Mỹ), RX 260 và 360 (COSMOS - Mỹ). Các vật liệu này không chỉ có khả năng hấp phụ các chất hữu cơ không hòa tan trong nước và kim loại nặng mà còn có khả năng keo tụ các chất rắn lơ lửng trong nước thải. Dung tích hấp phụ hydrocarbon của các vật liệu trên nằm trong khoảng 250 - 300mg/g. Việc xử lý nước thải bằng các vật liệu này với nồng độ thấp 0,2 - 0,5% được tiến hành trên hệ thống thiết bị đơn giản, dễ vận hành, thời gian xử lý ngắn (20 - 30 phút cho 1 lần xử lý 500 lít nước thải).

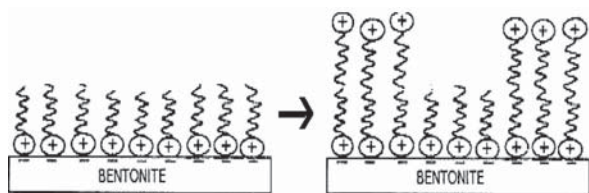


Hình 1. Sơ đồ xử lý nước thải

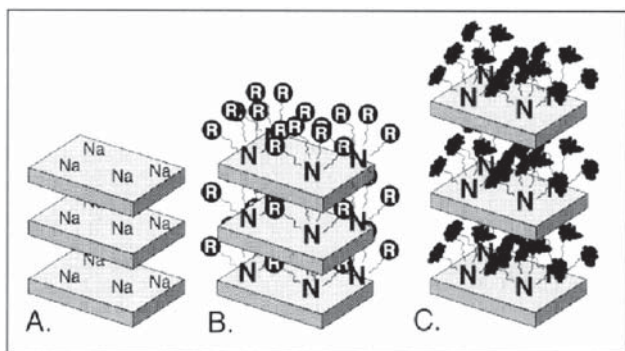
Việc nghiên cứu biến tính Bentonite bằng các hợp chất amin bậc 4 như: Hexadecyl trimethyl ammonium bromide (HDTMA), Octadecyl trimethyl ammonium chloride (ODTMA), Dimethyl hydronated tallow ammonium chloride



Hình 2. Mô hình phản ứng trao đổi tạo thành sét hữu cơ



Hình 3. Mô hình phản ứng trao đổi tạo thành sét hữu cơ với các cation amin bậc 4 có số nguyên tử carbon >12



Hình 4. Cơ chế hấp phụ các chất hữu cơ không phân cực trên sét hữu cơ (A: Phiên sét; B: Bề mặt của phiên sét sau khi biến tính bằng các cation amin bậc 4; C: Bề mặt phiên sét bão hòa các chất nhiễm bẩn)

(DMDTA) và Poly epichlorohydrin-dimethyl amine (EPI-DMA) đã được giới thiệu trên nhiều bài báo trong các tạp chí khác nhau [1- 11]. Khi cho muối amin bậc 4 tác dụng với huyền phù sét Bentonite xảy ra phản ứng trao đổi giữa các cation amin bậc 4 với các cation kim loại có trên bề mặt phiến sét theo mô hình trình bày trên Hình 2.

Các cation amin bậc 4 thay thế các cation kim loại (Na^+ , K^+) có trên bề mặt phiến sét làm cho khoảng cách cơ bản của phiến sét tăng lên, đồng thời làm thay đổi tính chất cơ bản của sét từ chất ưa nước, kỵ dầu (không phân tán trong dung môi hữu cơ) thành chất ưa dầu (phân tán trong dung môi hữu cơ). Sản phẩm thu được sau khi biến tính gọi là sét hữu cơ.

Doyle [6] trong quá trình nghiên cứu sự hấp phụ các cation hữu cơ trên bề mặt phiến sét đã quan sát thấy

lượng cation hữu cơ có kích thước nhỏ (khối lượng phân tử nhỏ) được trao đổi bằng dung tích trao đổi cation (CEC) của Bentonite. Đối với các cation amin bậc 4 (có số nguyên tử $\text{C} > 12$) thì số lượng cation amin bậc 4 được trao đổi lớn hơn CEC của Bentonite vì cation amin bậc 4 có khả năng hấp phụ trên các trung tâm không ion của phân tử amin bậc 4 bị hấp phụ trước đó.

Doyle cũng phát hiện thấy hơn 90% ion Na^+ có khả năng trao đổi với các cation amin bậc 4, còn ion K^+ chỉ có khả năng trao đổi khoảng 70%. Điều này cho thấy Montmorillonite natri là nguyên liệu tốt nhất được dùng để biến tính. Tùy thuộc độ dài của mạch carbon và lượng amin bậc 4 tham gia phản ứng, các cation amin bậc 4 có thể sắp xếp 1 lớp, 2 lớp hoặc 3 lớp, dẫn đến làm tăng khoảng cách cơ bản các phiến sét từ 13,3Å (đối với khoáng sét có khả năng trương nở, Smectic chưa biến tính) đến 17,7Å rồi 21,7Å và lớn hơn 22Å.

Các tác giả trên đã đi đến kết luận:

- + Tất cả các sét hữu cơ đều có khả năng hấp phụ các hợp chất hữu cơ không hòa tan hoặc ít hòa tan trong nước ở các mức độ khác nhau. Vì vậy, được ứng dụng để tách các chất hữu cơ nhiễm bẩn khỏi nước thải;

- + Bentonite được biến tính bằng các hợp chất amin bậc 4 có trọng lượng phân tử lớn như HDTMA và DMDTA có giá trị thương mại cao. Do đó, rất thuận lợi để tách các hydrocarbon dầu mỡ trong nước thải, nhưng ít hiệu quả hơn khi hấp phụ các hợp chất BTX (Benzen, Toluen, Xylene);

- + Cơ chế hấp phụ của sét hữu cơ khác hoàn toàn với cơ chế hấp phụ của than hoạt tính. Sự hấp phụ trên sét hữu cơ theo cơ chế hòa tan (chất không phân cực tan trong chất không phân cực - partition) thể hiện trên Hình 4.

Sét hữu cơ sau khi hấp phụ các chất hữu cơ gây ô nhiễm trở nên ít độc hại, rất bền vững, khó trích ly để tách lại các chất nhiễm bẩn vì vậy được xếp loại là chất thải không nguy hại [18].

Trong bài báo này, nhóm tác giả trình bày kết quả nghiên cứu tổng hợp sét hữu cơ từ Bentonite Wyoming (Montmorillonite natri) và Bentonite Bình Thuận với muối amin bậc 4 HDTMA, đồng thời kết hợp với một số hóa chất phụ gia để tạo ra vật liệu có khả năng tách dầu mỡ và các hydrocarbon khác trong nước thải công nghiệp.

Bảng 1. Thành phần hóa học của khoáng sét

Bentonite	Thành phần hóa học (% trọng lượng)									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	TiO ₂	MKN
Bình Thuận	53,2	16,2	3,65	0,7	1,62	0,9	1,51	2,05	0,8	13,5
Wyoming	60,26	17,65	3,05	0,61	1,22	1,85	1,05	2,35	0,26	11,26

2. Hóa chất, nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Hóa chất và nguyên liệu

- Nguyên liệu: Bentonite Wyoming; Bentonite Bình Thuận (Công ty Minh Hà cung cấp).

- Hóa chất:

+ HDTMA (Hãng Sigma-aldrich) có công thức cấu tạo: $[(CH_3)_3N^+C_{16}H_{33}].Br^-$ dạng bột 98%, $M_{HDTMA} = 364g/mol$;

+ Natri carbonate Na_2CO_3 (Trung Quốc); Iso-propanol (Trung Quốc);

+ Các chất keo tụ vô cơ, hữu cơ (Trung Quốc); Khoáng vật trơ, có tỷ trọng 2,6 - 2,8g/cm³.

2.2. Các phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp nhiễu xạ Rơnghen (XRD), xác định thành phần khoáng vật;

- Phương pháp phân tích nhiệt vi sai (DTA) và nhiệt trọng lượng (TG) để nghiên cứu sự biến đổi pha cũng như các phản ứng hóa học và sự giảm trọng lượng trong quá trình gia nhiệt;

- Phương pháp quét hiển vi điện tử (SEM), xác định cấu trúc bề mặt ngoài vật liệu;

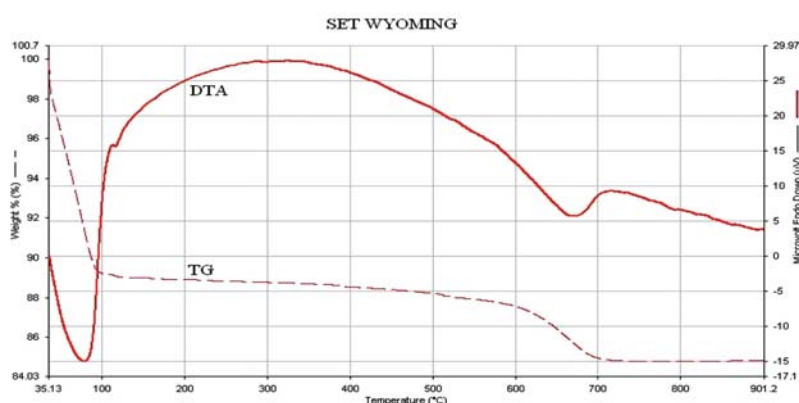
- Phương pháp BET (Brunauer - Emmett - Teller) để xác định diện tích bề mặt riêng;

- Xác định các thông số của nước thải (độ màu, pH, chất rắn lơ lửng, COD, BOD...) theo QCVN 40/2011/BTNMT.

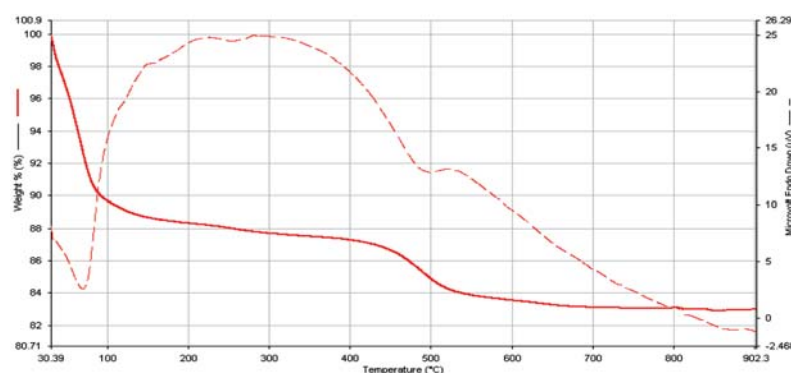
3. Kết quả nghiên cứu

3.1 Thành phần hóa học

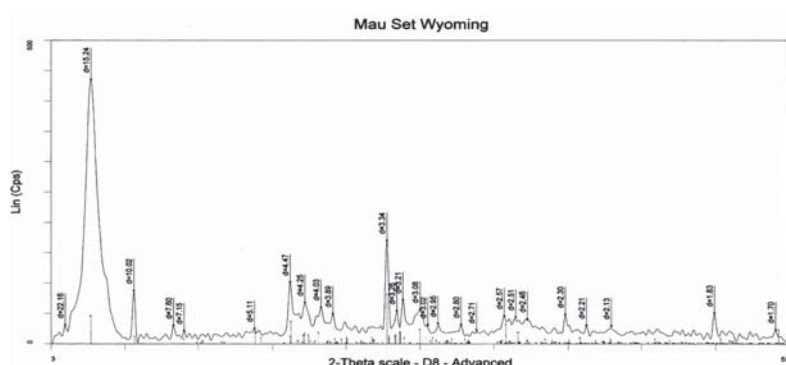
Thành phần hóa học, khoáng vật của Bentonite Wyoming và Bentonite Bình Thuận được trình bày ở Bảng 1, 2 và Hình 5 - 8.



Hình 5. Giản đồ phân tích nhiệt vi sai (DTA) và nhiệt trọng lượng (TG) của Bentonite Wyoming



Hình 6. Giản đồ phân tích nhiệt vi sai (DTA) và nhiệt trọng lượng (TG) của Bentonite Bình Thuận



Hình 7. Phổ nhiễu xạ Rơnghen của Bentonite Wyoming

Từ giản đồ phân tích nhiệt vi sai (DTA) và phân tích nhiệt trọng lượng (TG) trong Hình 5 và 6 cho thấy hiệu ứng mất nước bề mặt và hiệu ứng mất nước (do khử nhóm OH trong cấu trúc) của Bentonite Wyoming và Bentonite Bình Thuận tương tự nhau.

Từ kết quả phân tích XRD (Hình 7 và 8) xác định được thành phần khoáng của Bentonite Wyoming và Bentonite Bình Thuận (Bảng 2).

Các tính chất vật lý của 2 loại Bentonite cũng được xác định ở Bảng 3.

Từ các số liệu trên cho thấy Bentonite Wyoming có hàm lượng khoáng Montmorillonite, diện tích bề mặt riêng và dung lượng trao đổi cation cao hơn Bentonite Bình Thuận của Công ty Minh Hà. Do đó nhóm tác giả chọn Bentonite Wyoming để tổng hợp sét hữu cơ.

3.2 Tổng hợp sét hữu cơ

Đã nghiên cứu được các điều kiện tối ưu để tổng hợp sét hữu cơ từ Bentonite Wyoming và muối amin bậc 4 HDTMA (ký hiệu là Wy-HDTMA). Các tính chất của sét hữu cơ đã được xác định bằng phương pháp phân tích nhiễu xạ XRD, DTA, TG, BET, ảnh chụp SEM và xác định dung tích hấp phụ tinh hydrocarbon. Các kết quả được thể hiện trong Hình 9 - 11 và Bảng 4.

Từ giản đồ XRD của Bentonite Wyoming (Hình 7) và sét hữu cơ (Hình 9) cho thấy khoảng cách cơ bản d_{001} của các phiến sét tăng từ 15,24Å lên 18,45Å. Điều này chứng tỏ các cation amin bậc 4 đã thay thế các cation Na^+ nằm trong khoảng không gian giữa hai phiến sét, làm tăng khoảng cách d_{001} .

Từ giản đồ nhiệt TG và DTA (Hình 10) xác định được hàm lượng amin bậc 4 trong sét hữu cơ khoảng 20 - 21%, chúng bắt đầu bị cháy ở nhiệt độ 210°C cho đến gần 800°C. Dưới đây là hình ảnh SEM của

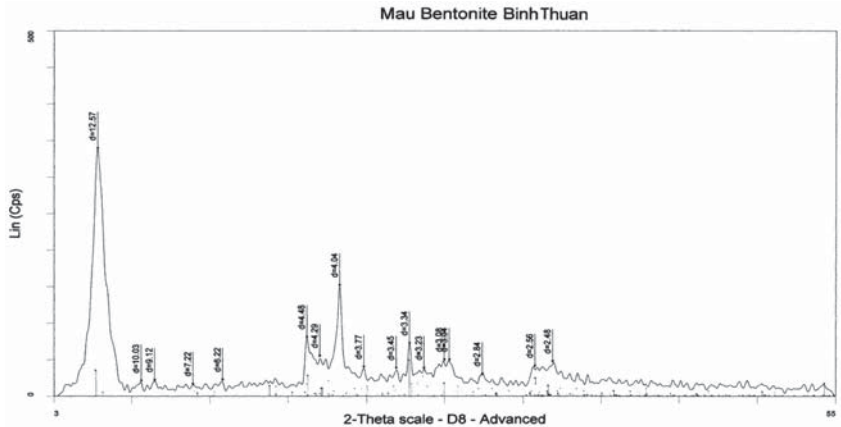
mẫu sét hữu cơ Wyoming-HDTMA và Bentonite Wyoming chưa biến tính.

Ảnh chụp SEM cho thấy sau khi biến tính các phiến sét Wyoming được phủ, bao bọc bằng các cation amin bậc 4. Các tính chất vật lý của sét hữu cơ Wyoming-HDTMA được trình bày ở Bảng 4.

3.3. Khả năng hấp phụ các hợp chất hydrocarbon và xử lý nước thải của sét hữu cơ

3.3.1. Xác định dung tích hấp phụ tinh hydrocarbon của sét hữu cơ

Cho 700mg dầu nhờn, 100mg Benzen, 100mg Toluene vào 800ml nước cất, sau đó bổ sung thêm nước cất đến thể tích 1.000ml, khuấy với tốc độ 1.000 vòng/phút trong thời gian 10 phút để tạo thành nhũ tương đồng nhất. Chuẩn bị 3 mẫu giống nhau. Xác định hàm lượng COD của mẫu. Các mẫu được thêm 3g; 2g và 1g sét hữu cơ tương ứng với 0,3%; 0,2% và 0,1%, sau đó khuấy với tốc độ 200 vòng/phút trong thời gian từ 5 - 10 phút và để lắng 30 phút. Lọc lấy phần nước trong, xác định hàm lượng COD.



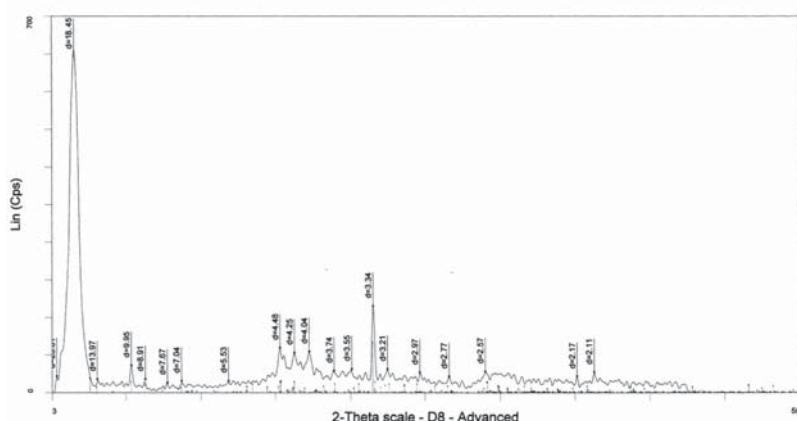
Hình 8. Phổ nhiễu xạ Ronghen của Bentonite Bình Thuận

Bảng 2. Thành phần khoáng sét xác định bằng phương pháp XRD

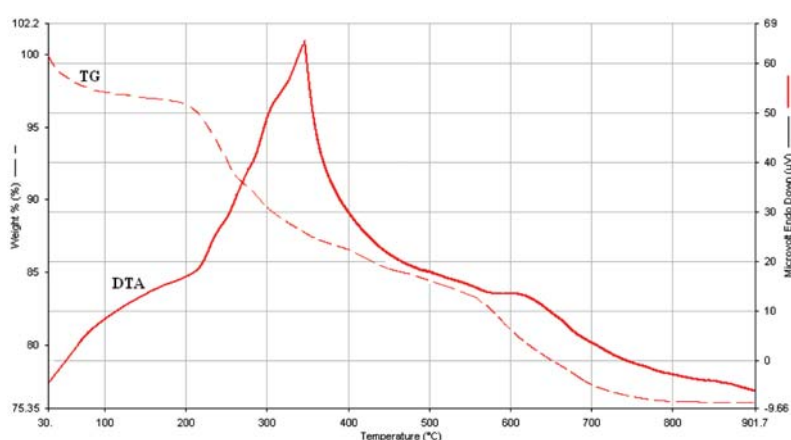
Bentonite	Thành phần khoáng (% trọng lượng)							
	Montmorillonit	Chloride	Kaolinite	Hydromica	Calcite	Goethite	Thạch anh	Felspat
Wyoming	66 - 70	ít	< 5	6	< 5	ít	6	ít
Bình Thuận	52 - 55	< 5	6	8	15	ít	9	10

Bảng 3. Tính chất của khoáng Bentonite Wyoming và Bentonite Bình Thuận

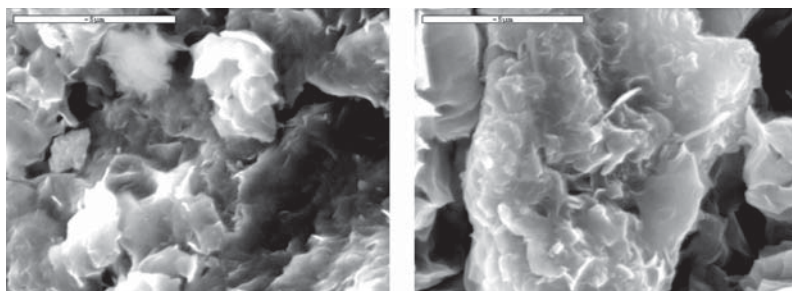
Khoáng sét	Hàm lượng Montmorillonite natri (% trọng lượng)	Dung lượng trao đổi cation CEC (meq/100 g sét)	Diện tích bề mặt riêng (m ² /g)	Độ trương nở trong nước xác định ở pH 9 - 10 (cm ³ /g)
Bentonite Bình Thuận	52 - 55	60 - 65	68,30	21,00
Bentonite Wyoming	66 - 70	80 - 86	82,00	25,00



Hình 9. Giải đồ nhiễu xạ Ronghen (XRD) của sét hữu cơ Wyoming - HDTMA



Hình 10. Giải đồ TG-DTA của mẫu hữu cơ Wyoming-HDTMA



(a) Bentonit Wyoming ban đầu

(b) Bentonit Wyoming-HDTMA

Hình 11. Hình ảnh SEM của Bentonite Wyoming (a) và Bentonite Wyoming biến tính bằng HDTMA (b)

Bảng 4. Tính chất vật lý của sét hữu cơ Wyoming-HDTMA

Các tính chất	d_{001} , Å	Hàm lượng hữu cơ (%)	Độ trương nở trong Toluene (cm^3/g)	Diện tích bề mặt riêng BET (m^2/g)
Sét hữu cơ Wyoming-HDTMA	18,45	20 - 21	14	90,00

Bảng 5. Khả năng hấp phụ tĩnh hydrocarbon dầu mỏ của sét hữu cơ

Chỉ số	Mẫu trước khi xử lý	Mẫu sau khi xử lý với hàm lượng sét hữu cơ (%)		
		0,3%	0,2	0,1
COD, mg/l	2750	147	1080	1931
Nồng độ hydrocarbon, mg/l	900	48	354	631
Dung tích hấp phụ tĩnh, mg/g	-	284	273	268

Lượng hydrocarbon trong mẫu bị sét hữu cơ hấp phụ được tính gián tiếp qua sự thay đổi chỉ số COD (Bảng 5).

Kết quả ở Bảng 5 cho thấy dung tích hấp phụ tĩnh hydrocarbon của sét hữu cơ nằm trong khoảng 268 - 284mg/g.

3.3.2. Hiệu quả xử lý nước thải công nghiệp của sét hữu cơ

Mẫu sét hữu cơ đã được sử dụng để xử lý nước thải của Nhà máy sửa chữa vũ khí Z32 (Phú Thọ) với các nồng độ 0,1%; 0,2%; 0,3% và 0,4%. Kết quả xử lý trong Bảng 6 cho thấy, nước thải sau khi xử lý ở nồng độ 0,4% đạt tiêu chuẩn cột B theo QCVN 40/2011/BTNMT đối với hàm lượng các kim loại nặng và đạt tiêu chuẩn cột A với các chỉ tiêu còn lại.

3.4. Chế tạo vật liệu xử lý nước thải trên cơ sở sét hữu cơ đã tổng hợp được

Nhằm mục đích giảm thời gian xử lý và giảm thể tích bùn, nhóm tác giả đã nghiên cứu tìm được chất keo tụ vô cơ, keo tụ hữu cơ và một khoáng vật trơ có tỷ trọng 2,6 - 2,8g/ cm^3 kết hợp với sét hữu cơ mà vẫn đảm bảo hiệu quả xử lý nước thải công nghiệp cũng như nước thải nhiễm dầu. Vật liệu này (được ký hiệu là DMC-WT) có thành phần gồm: sét hữu cơ 50%, khoáng vật trơ 40%, chất keo tụ vô cơ 8% và chất keo tụ hữu cơ 2%.

Vật liệu DMC-WT được thử nghiệm trên mẫu nước có chứa các hydrocarbon (mẫu nước được chuẩn bị như mục 3.3.1) với các nồng độ xử lý là 0,1%; 0,2% và 0,3%. Kết quả xử lý trình bày ở Bảng 7.

Bảng 6. Kết quả xử lý nước thải của Nhà máy sửa chữa vũ khí Z32

TT	Thông số	Đơn vị	Nước thải ban đầu	Nước sau khi xử lý bằng hàm lượng sét hữu cơ (%)				QCVN 40/2011	
				0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	Cột A	Cột B
1	pH	-	5	7	7	8	8	6 - 9	5,5 - 9
2	Độ màu	Pt-Co	130	30	30	30	20	50	150
3	Mùi	-	Mùi hôi nhẹ	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	-	-
4	Chất rắn lơ lửng (TSS)	mg/l	210	75	70	50	40	50	100
5	BOD ₅	mg/l	200	40	35	25	20	30	50
6	COD	mg/l	320	70	46	40	35	75	150
7	Tổng dầu mỡ khoáng	mg/l	16,8	7,6	5,6	4,2	2,9	5	10
8	Fe	mg/l	22,6	9,2	7,3	4,1	2,1	1	5
9	Zn	mg/l	12,2	6,7	3,6	3,1	2,5	3	3
10	Cu	mg/l	15,3	6,4	4,1	3,3	2,0	2	2
11	Mn	mg/l	10,6	5,2	3,1	1,1	0,9	0,5	1
12	Pb	mg/l	1,6	0,9	0,7	0,4	0,3	0,1	0,5

Bảng 7. Kết quả xử lý nước nhiễm hydrocarbon bằng sét hữu cơ và DMC-WT

Chỉ số	Mẫu trước khi xử lý	Mẫu sau khi xử lý với hàm lượng sét hữu cơ (%)			Mẫu sau khi xử lý với hàm lượng DMC-WT(%)		
		0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,1%
COD, mg/l	2.750	147	1.080	1.931	230	1.625	1.952
Nồng độ hydrocarbon, mg/l	900	48	354	631	75	368	639
Dung tích hấp phụ tĩnh, mg/g	-	284	273	268	275	266	261
Thời gian lắng *, phút	-	25 - 30			5 - 10		

Bảng 7 cho thấy hiệu quả xử lý nước nhiễm dầu bằng vật liệu DMC-WT tương đương với sét hữu cơ, mặc dù hàm lượng sét hữu cơ trong DMC-WT chỉ chiếm 50%. Điều này có thể giải thích sự có mặt của các chất keo tụ vô cơ và hữu cơ có trong DMC-WT đã phá nhũ tương dầu trong nước và hấp phụ một phần hydrocarbon. Sự có mặt của khoáng trơ trong thành phần DMC-WT làm giảm thời gian lắng bùn rất nhiều, từ 25 - 30 phút xuống 5 - 10 phút. Dung tích hấp phụ tĩnh của DMC-WT đã được xác định là 260 - 275mg/g cũng tương đương với dung tích hấp phụ tĩnh của sét hữu cơ là 270 - 284mg/g.

Vật liệu DMC-WT được thử nghiệm để xử lý mẫu nước thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Kết quả xử lý trình bày ở Bảng 8.

Theo Bảng 8, mức độ ô nhiễm nước thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ rất cao, (COD 1.500mg/l, BOD₅ 750mg/l). Để xử lý đạt tiêu chuẩn cột B theo QCVN 40/2011, lượng vật liệu DMC-WT cần 5kg/m³. Với lượng DMC-WT sử dụng nhỏ

hơn 5kg, để xử lý đạt tiêu chuẩn cột B cần phải tiếp tục xử lý bằng phương pháp vi sinh hiếu khí.

Với nước thải có độ ô nhiễm COD 320mg/l; BOD₅ 200mg/l, vật liệu DMC-WT có hiệu quả xử lý ở các nồng độ xử lý từ 0,1 - 0,4%. Điều này đã được chứng minh khi dùng DMC-WT để xử lý nước thải của Nhà máy sửa chữa vũ khí Z32. Vật liệu DMC-WT cũng đã được so sánh với vật liệu RX 260 của Mỹ hiện đang có mặt trên thị trường Việt Nam để xử lý nước thải của Nhà máy sửa chữa vũ khí Z32 (Bảng 9).

Kết quả Bảng 9 cho thấy hiệu quả xử lý nước thải của 2 vật liệu DMC-WT và RX 260 là tương đương. Ở nồng độ 0,4%, nước thải sau khi xử lý bằng DMC-WT đạt tiêu chuẩn cột B theo QCVN 40/2011/BTNMT.

4. Kết luận

1. Đã đánh giá chất lượng Bentonite Wyoming của Mỹ và Bentonite Bình Thuận bằng các phương pháp nhiễu xạ Rơnghen, phân tích nhiệt trọng lượng (TG) và phân tích

* Thời gian lắng: thời gian từ lúc dùng khuấy cho đến khi kết tủa bùn hoàn toàn

hiệt vi sai (DTA), cho thấy Bentonite Wyoming là nguyên liệu tốt hơn để sản xuất sét hữu cơ.

2. Đã nghiên cứu được các điều kiện tối ưu để tổng hợp sét hữu cơ từ Bentonite Wyoming và amin bậc 4 HDTMA. Các tính chất của sét hữu cơ đã được xác định bằng phương pháp phân tích nhiễu xạ XRD, DTA, TG, BET, ảnh chụp SEM như sau: Diện tích bề mặt riêng = 90,00m²/g; Tỷ trọng: 1,6 - 1,8g/cm³; Khoảng cách cơ bản d₀₀₁ = 18,45Å; Hàm lượng hữu cơ = 20 - 2%; Độ trương nở trong Toluene = 14cm³/g; Dung tích hấp phụ tính hydrocarbon = 268 - 284mg/g.

3. Đã chế tạo được vật liệu xử lý nước thải công nghiệp từ hỗn hợp sét hữu cơ và một số hóa chất, phụ gia, ký hiệu là DMC-WT, có thành phần gồm: sét hữu cơ 50%; khoáng trơ 40%; chất keo tụ vô cơ 8% và chất keo tụ hữu cơ 2%.

Dung tích hấp phụ tính các hydrocarbon 260 - 275 mg/g. Tỷ trọng: 1,7 - 2,1g/cm³.

4. Đối với nước thải có mức độ ô nhiễm cao COD trên 1.500mg/l; BOD₅ 750mg/l (nước thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ), khi xử lý bằng DMC-WT ở:

- Nồng độ 0,5% trọng lượng, nước thải sau xử lý đạt theo QCVN 40/2011 cột B, có thể xả vào nguồn nước không dùng cho mục đích sinh hoạt (như hồ chứa nước thải được xây riêng, cống dẫn đến nhà máy xử lý nước thải tập trung...);

- Nồng độ thấp hơn (0,2 - 0,4%), để xử lý đạt tiêu chuẩn nước thải cột B cần phải tiếp tục xử lý bằng phương pháp vi sinh hiếu khí.

5. Với nước thải có mức độ ô nhiễm thấp COD 320mg/l; BOD 200mg/l (nước thải của Nhà máy sữa chữa

Bảng 8. Kết quả xử lý nước thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ bằng vật liệu DMC-WT

TT	Thông số	Đơn vị	Nước thải ban đầu	Nước sau khi xử lý với hàm lượng DMC-WT (% trọng lượng)					QCVN 40/2011	
				0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	Cột A	Cột B
1	pH	-	8	7	7	7	7	7	6 đến 9	5,5 đến 9
2	Độ màu	Pt-Co	55	20	20	20	20	20	50	150
3	Chất rắn lơ lửng (TSS)	mg/l	120	55	50	40	40	41	50	100
4	BOD ₅	mg/l	750	105	79	63	52	40	30	50
5	COD	mg/l	1.500	210	178	150	110	80	75	150
6	Amoni (tính theo N)	mg/l	65	28	21	14	10	9	5	10
7	Tổng dầu mỡ khoáng	mg/l	22	11	8	7	6	5	5	10

Bảng 9. Kết quả xử lý nước thải của Nhà máy sữa chữa vũ khí Z32 của DMC-WT và RX 260

TT	Thông số	Đơn vị	Nước thải ban đầu	Nước sau khi xử lý bằng DMC-WT với hàm lượng				Nước sau khi xử lý bằng RX 260 với hàm lượng				QCVN 40/2011	
				0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	Cột A	Cột B
1	pH	-	5	7	7	7	7	7	7	7	7	6 - 9	5,5 - 9
2	Độ màu	Pt-Co	130	30	30	30	18	35	32	30	25	50	150
3	Mùi	-	Mùi hôi nhẹ	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	Không khó chịu	-	-
4	TSS	mg/l	210	65	50	50	40	75	60	50	42	50	100
5	BOD ₅	mg/l	200	40	30	30	20	50	35	30	20	30	50
6	COD	mg/l	320	70	40	41	35	75	40	35	32	75	150
7	Tổng dầu mỡ khoáng	mg/l	16,8	8,2	7,6	6,1	3,0	10,4	9,2	7,6	3,2	5	10
8	Fe	mg/l	22,6	10,3	8,6	4,8	2,5	18,6	17,9	17,2	4,7	1	5
9	Zn	mg/l	12,2	8,1	4,6	3,2	3,0	11,5	10,6	9,3	3,0	3	3
10	Cu	mg/l	15,3	5,6	3,5	2,8	2,0	13,2	11,4	10,2	2,0	2	2
11	Mn	mg/l	10,6	5,6	2,9	0,9	0,9	9,7	8,6	8,1	0,9	0,5	1
12	Pb	mg/l	1,6	0,85	0,7	0,5	0,4	1,4	1,2	1,01	0,5	0,1	0,5



Vật liệu DMC-WT



Vật liệu RX 260



vũ khí Z32), vật liệu DMC-WT có hiệu quả xử lý ở nồng độ xử lý 0,4%, nước sau xử lý đạt tiêu chuẩn cột B theo QCVN 40/2011/BTNMT.

6. Vật liệu DMC-WT có hiệu quả xử lý tương đương với vật liệu RX 260 của Mỹ đang có mặt trên thị trường hiện nay.

Tài liệu tham khảo

1. Cao Anh Dũng. *Nghiên cứu công nghệ sản xuất sét hữu cơ phục vụ khoan thăm dò khai thác dầu khí*. 5/2005.
2. Phạm Văn An, Hồ Vương Bính, Đặng Xuân Phú. *Đặc điểm và cơ chế thành tạo sét bentonite ở vùng khô nóng Bình Thuận*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 1/2003; 1: p.27 - 37.
3. Phạm Văn An, Hồ Vương Bính. *Báo cáo nghiên cứu đánh giá triển vọng và khả năng sử dụng bentonite kiềm vùng Bình Thuận*. Tổng cục Mỏ Địa chất - Viện Địa chất và Khoáng sản - Hà Nội. 1998.
4. Breakwell Iain K, John Homer. *Studies of organophilic clays: the distribution of quaternary ammonium compounds on clay surfaces and the role of impurities*, Polyhedron. 1995; 14 (17): p. 2511 - 2518.
5. M.M.G.Ramos Vianna, J.Dweck. *Characterization and study of sorptive properties of differently prepared organoclays from a Brazilian natural Bentonite*. Journal of

thermal analysis and calorimetry. 2005; 82: p. 595 - 602.

6. D.H.Doyle, SPE 63100. *Produced water treatment and hydrocarbon removal with organoclay*.

7. Tapas Nandy. *Coagulants for pretreatment of printing ink wastewater*. Environ Eng Sci. 2002; 19(1).

8. W. Wesley *Industrial water pollution control*. Eckenfelder. 2000.

9. TR.Jones. *The properties and uses of clay which swell in organic solvent*. Clay minerals.1983; 18: p. 399 - 410.

10. H.Olphen. *Clay cloid chemistry*, interscience publishers - New York. 1963: p. 165 - 168.

11. Paul Scott. *Drilling fluids with scavengers hepl control H₂S*. Oil and Gas Journal. 1994; 7: p. 72 - 75.

12. D.D.Schmidt, Amoco production Co, A.J.Roos Amoco Canada Petroleum Co. *Interaction of water with organophilic clay in base oils to build Viscosity*. SPE 16683 - Society of Petroleum Engineers. 1987: p. 311 - 326.

13. Tatum J P. *Organophilic clay*. Industrial application of surfactants. 1987; 6: p. 289 - 297.

14. Theng BKG. *Adsoption of alkylamonium cations by montmorillonite*. Clay mineral. 1967; 7: p. 1 - 17.

15. Vasily.N.Moraru. *Structure formation of alkyl amonium montmorillonites in organic media*. Applied clay science. 2001; 1: p. 11 - 26.

16. B.Velde. *Introduction to clay minerals*. Chapman & Hall - London. 1992: p. 42 - 45.

17. Qin-Yan Yue, Qian Li. *Formation and characteristics of cation-polymer/bentonite complexes as adsorbents for dyes*. 2006.

18. Ramos Vianna, Franco. *Sorption of oil pollution by organoclays and acoal/mineral complex*. 2004.

19. Tài nguyên Môi trường. Quy chuẩn 40/2011/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về nước thải công nghiệp.



Ứng dụng kỹ thuật soi không phá hủy bằng phương pháp bức xạ Gamma (Gamma Scanning) xác định những sự cố bên trong tháp chưng cất tại các nhà máy lọc dầu, chế biến khí và các nhà máy hóa chất, hỗ trợ quá trình bảo dưỡng sửa chữa, mang lại lợi ích kinh tế cao, an toàn.

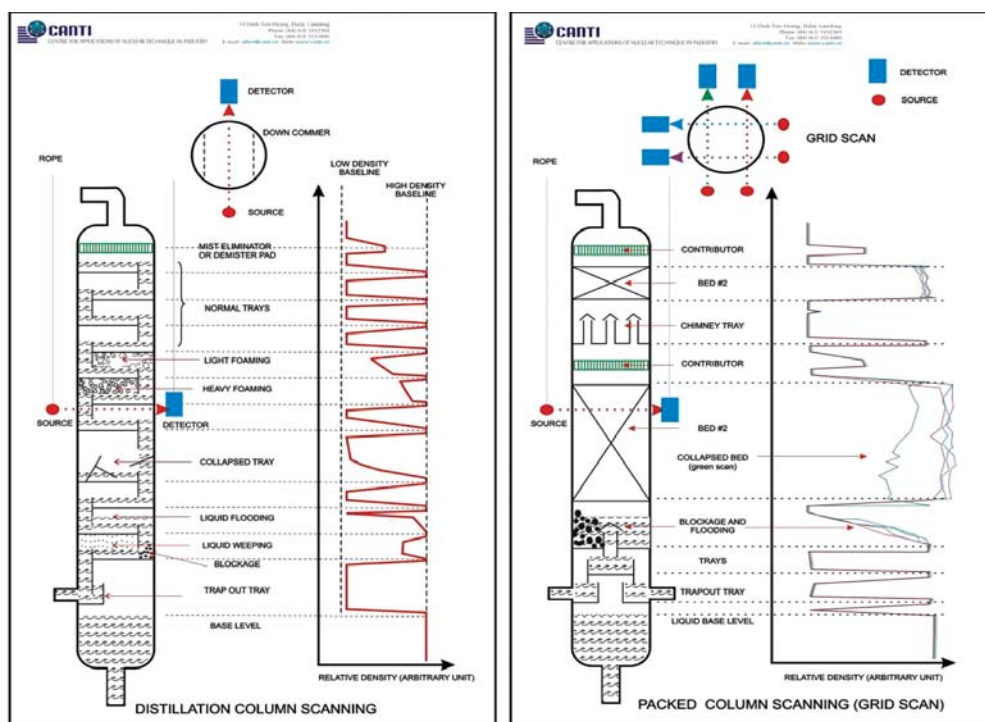
Ứng dụng kỹ thuật soi thiết bị

bằng bức xạ Gamma

1. Giới thiệu

Tháp công nghệ là một trong những thiết bị quan trọng nhất trong các nhà máy lọc dầu, chế biến khí và nhà máy hóa chất. Việc phát huy tối đa khả năng làm việc của tháp ảnh hưởng rất lớn đến kế hoạch làm việc của nhà máy. Những hư hỏng của tháp có thể gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến việc vận hành nhà máy cũng như chất lượng sản phẩm. Vì vậy, việc xác định sớm, chính xác và nhanh chóng các nguyên nhân gây hỏng hóc sẽ là thông tin cần thiết để tối ưu hóa hiệu quả làm việc của tháp, tăng thời gian làm việc, theo dõi những chuyển biến xấu đồng thời đưa ra kế hoạch bảo

trì, sửa chữa. Gamma Scanning được sử dụng chủ yếu để xác định các hư hỏng cơ học, không ảnh hưởng đến quá



Hình 1. Kết quả phân tích sự cố bên trong tháp khay và tháp đệm (CANTI)

trình vận hành của nhà máy, nhanh chóng được thiết lập và thực hiện. Kỹ thuật này cho phép nhận biết và xử lý khoảng 70% các trường hợp hỏng hóc; giúp xác định đúng nguyên nhân gây ra sự cố thông qua việc phân tích kết quả để loại bỏ những trường hợp nghi ngờ đối với 30% trường hợp còn lại.

2. Nguyên lý cơ bản

Gamma Scanning được thực hiện bằng các dịch chuyển nguồn phóng xạ kín (đồng vị có năng lượng cao Cobalt 60 và Caesium 137), đồng thời phát hiện chùm khúc xạ xuyên qua tháp bằng đầu dò. Do bị hấp thụ một phần bởi tương tác với vật chất trên đường truyền, cường độ chùm gamma thay đổi theo trục đồ về mật độ vật chất dọc theo chiều quét. Quy luật suy giảm được mô tả theo công thức:

$$I = I_0 \exp(-\mu x)$$

Trong đó:

I: Cường độ chùm tia gamma đi qua lớp vật chất (số đếm phóng xạ);

I_0 : Cường độ chùm tia gamma phát ra từ nguồn (số đếm phóng xạ);

μ : Hệ số suy giảm khối (cm^2/g);

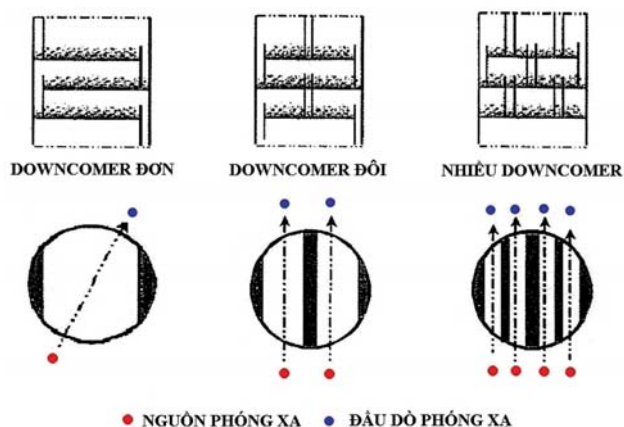
ρ : Mật độ khối của vật chất gây suy giảm (g/cm^3);

x : Độ dày của vật chất (cm).

Hình 1 phân tích kết quả Gamma Scanning mô tả vấn đề bất thường bên trong hoạt động của tháp bằng sử dụng nguồn Co-60 với hoạt độ 0,015Ci.

3. Phương pháp kiểm tra

3.1. Đối với tháp khay



Hình 2. Cách lắp đặt nguồn phóng xạ và đầu dò phóng xạ khi soi tháp khay

Để có thể phân biệt rõ giữa khay, mức chất lỏng trên khay và các bất thường bên trong như đóng cặn, ngập lụt, tạo bọt... chùm bức xạ đi từ nguồn xuyên qua tháp đến đầu dò phóng xạ phải tránh downcomer (Hình 2).

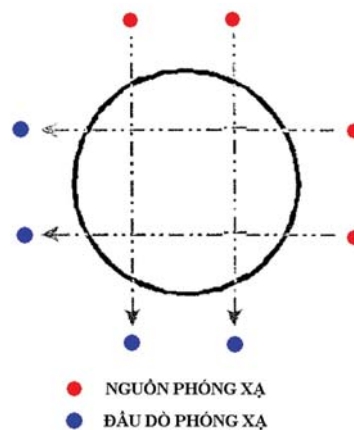
3.2. Đối với tháp đệm

Đối với tháp đệm, soi theo hình lưới thường được áp dụng phổ biến như minh họa ở Hình 3. Ít nhất 4 đường soi cần thực hiện để có thể khảo sát một tháp đệm. Các thông tin có được từ các đường soi là:

- Ngập lụt hoặc tắc nghẽn;
- Tình trạng của các giàn đỡ bên trong tháp;
- Hiện tượng carry over của chất lỏng;
- Sự phân bố không đều của chất lỏng qua lớp đệm;
- Hiện tượng sụt lún vật liệu đệm;
- Sự phân bố không đều của lớp đệm.

Giản đồ số đếm - độ cao tháp hoặc mật độ tương đối - độ cao tháp cho thấy rõ hình ảnh bên trong thiết bị, gồm cấu trúc cơ khí, tình trạng của chất lưu bên trong. Nguyên tắc giải đoán kết quả cơ bản như sau:

- Khi chùm bức xạ truyền qua có cường độ thấp nhất đi ngang qua vùng vật chất có mật độ cao như khay, vùng chất lỏng. Giản đồ số đếm ở vùng này có đỉnh nhọn, vị trí nhọn nhất là vị trí đáy khay (liquid base line). Chùm bức xạ truyền qua có cường độ cao hơn khi đi vùng tiếp giáp giữa vùng chất lỏng và vùng khí (vapor).
- Khi chùm bức xạ đi qua vùng khí, cường độ chùm bức xạ có cường độ cao nhất (vapor baseline), giản đồ số đếm ở khu vực này có đỉnh bằng do khoảng không khí thường dày hơn khoảng chất lỏng và khay.



Hình 3. Cách lắp đặt nguồn phóng xạ - đầu dò phóng xạ khi soi tháp đệm

Bảng 1. Liều chiếu ngoài quy định cho các đối tượng và một số cơ quan trên cơ thể

Đối tượng người	Liều giới hạn/năm (mSv)	Liều giới hạn/giờ	Liều giới hạn/giờ	
			Thủy tinh thể	Tay, chân và da
Nhân viên bức xạ	20	10	75	250
Dân chúng	1	0.5	7,5	25

Bảng 2. Một số hư hỏng phổ biến mà Gamma Scanning có thể xác định được

Những hỏng hóc về mặt cơ học	- Khay, đệm, thiết bị hấp thụ sương bị hỏng hoặc bị dịch chuyển; - Khay bị hỏng do hậu quả của việc ăn mòn; - Thất thoát, sụp, hoặc chênh khay chưng cất; - Sự phân bố quá mức của thành phần lỏng và khí; - Vấn đề trong việc kiểm tra mực chất lỏng trên khay.
Những vấn đề liên quan đến lưu lượng	- Tỷ lệ dòng chảy; - Khay ẩm ướt và bị đổ; - Khay bị khô hoặc tràn do điều kiện dòng vào; - Mực chất lỏng không đều trên khay, máng và bộ góp.
Những vấn đề liên quan đến công nghệ	- Quá trình tạo bọt bên trong khay hoặc tháp nung, tháp ngưng tụ; - Sự phân bố không đồng đều thành phần khí và lỏng ở vùng đệm; - Nước bị đọng do bị tắc nghẽn; - Sự nung nóng hoặc làm lạnh quá mức của dòng nguyên liệu đầu vào và dòng hồi lưu.

- Khi chùm bức xạ đi ngang qua vùng vật liệu đệm, cường độ bức xạ truyền qua sẽ rất thấp do mật độ của vật liệu đệm thường cao. Giảm độ số đếm - độ cao sẽ không thay đổi nếu vùng vật liệu đệm ở trạng thái bình thường. Cường độ chùm bức xạ truyền qua sẽ thay đổi nếu xuất hiện những bất thường ở vùng vật liệu đệm như sụt lún, ngập lụt...

4. Độ an toàn và lợi ích thực tiễn

Nguồn phóng xạ kín sử dụng trong quét tháp phóng xạ tia gamma, cường độ của sóng rất nhỏ (có độ phóng xạ thấp hơn từ 1.000 - 10.000 lần so với nguồn phóng xạ được sử dụng trong công nghiệp). Nguyên tắc bảo đảm an toàn là luôn cố gắng giảm liều chiếu tối đa đến mức có thể chấp nhận được (nguyên tắc ALARA) và phân bố liều chiếu sao cho không vượt quá liều giới hạn năm và liều chịu một lần không vượt quá mức quy định đối với từng nhóm người.

Gamma Scanning là một công cụ hỗ trợ công tác kiểm tra, bảo dưỡng và tối ưu hóa các thiết bị công nghiệp. Đối với các thiết bị mới đưa vào hoạt động (hoặc

sau khi tiến hành bảo dưỡng, đại tu) kỹ thuật này có thể cho biết thiết bị đã sẵn sàng đưa vào hoạt động hay chưa. Đối với các thiết bị, dây chuyền công nghệ đang hoạt động nhưng có những dấu hiệu bất thường, kỹ thuật Gamma Scanning có thể giúp tìm ra hướng giải quyết sự cố (Bảng 2).

Xét về lợi ích kinh tế, theo các thống kê, tỷ lệ lợi nhuận: chi phí từ việc ứng dụng kỹ thuật hạt nhân trong công nghiệp từ 20:1 cho đến 50:1, thậm chí có thể cao hơn nữa.

5. Kết luận

Kỹ thuật soi tháp chỉ là một ví dụ nhỏ về lợi ích ứng dụng công nghệ đồng vị phóng xạ. Kỹ thuật soi tháp không phức tạp, nhanh nhạy, rõ ràng và an toàn, đã được kiểm chứng ở nhiều nước trên thế giới và ở Việt Nam. Tác giả chân thành cảm ơn Bộ Công Thương và sự hỗ trợ kỹ thuật của CANTI (Centre for Applications of Nuclear Technique in Industry).

Trần Văn Lượng - PV EIC (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. Jaafar Abdullah. *Maintenance of distillation columns*. Hydrocarbon Asia. January/February, 2005; 01/02(02): p. 62 - 65.
2. Kỹ thuật soi thiết bị công nghiệp bằng bức xạ Gamma. CANTI, Vietnam.
3. Matias Puga Sanches et al. *Radiological safety in gamma scan procedures*. International Nuclear Atlantic Conference - INAC. 2007.

TIN TRONG NGÀNH

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng với Hà Lan



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và đoàn công tác của Petrovietnam thăm Tập đoàn Shell. Ảnh: PVN

Từ ngày 26/11 - 4/12/2012, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) do TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn dẫn đầu đã tháp tùng Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải trong chuyến công du tại Hà Lan và Ukraine.

Tại Hội nghị bàn tròn trong lĩnh vực năng lượng giữa lãnh đạo doanh nghiệp cấp cao của Hà Lan và Việt Nam, đoàn công tác của Petrovietnam đã có cuộc tiếp xúc và làm việc song phương với nhiều công ty/tổ chức của Hà Lan trong lĩnh vực năng lượng và dầu khí. Các bên đã trao đổi kinh nghiệm về áp dụng kỹ thuật và công nghệ tiên tiến để sử dụng năng lượng hiệu quả, năng lượng sạch

và năng lượng tái tạo bảo vệ môi trường cũng như cơ hội hợp tác đầu tư trong một số dự án của Petrovietnam.

Ngày 28/11/2012, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và đoàn công tác của Tập đoàn đã đến thăm Tập đoàn Shell. Lãnh đạo Tập đoàn Shell nhấn mạnh mong muốn mở rộng hợp tác tại các khu vực Đông Phi, châu Á và Đông Nam Á trong đó có Việt Nam - một trong những điểm đến trọng tâm của Shell trong chiến lược đầu tư của mình. Đồng thời, giới thiệu thành tựu mới trong việc phát triển các dự án LNG quy mô nhỏ từ 0,2 - 0,3 triệu tấn/năm thông qua việc sử dụng thiết bị nổi FLNG.

Lãnh đạo Tập đoàn Shell cũng báo cáo Phó Thủ tướng Chính phủ tình hình triển khai các văn bản đã ký với Petrovietnam: Biên bản ghi nhớ về hợp tác trong lĩnh vực dầu khí, Thỏa thuận nghiên cứu chung các lô mở thuộc bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu, đặc biệt là việc áp dụng công nghệ mới để nghiên cứu các đối tượng chứa dầu khí mới tại khu vực này; việc tham gia cung cấp LNG cho thị trường Việt Nam và hợp tác đào tạo về kỹ thuật với các đơn vị thành viên của Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn Shell đánh giá cao sự hợp tác với Petrovietnam và mong muốn hai bên xây dựng mối quan hệ đối tác cùng phát triển không chỉ ở Việt Nam mà còn ở các nước thứ ba.

Phạm Xuân

Ký thỏa thuận đấu nối Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 vào hệ thống điện Quốc gia

Ngày 10/12/2012, Ban Quản lý dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) đã ký thỏa thuận đấu nối Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 vào hệ thống điện Quốc gia.

Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy, mỗi tổ máy có công suất 600MW) đấu nối với lưới điện Quốc gia thông qua Sân phân phối 220kV theo sơ đồ khối máy phát - máy biến áp (MBA) tăng áp có trang bị máy cắt đầu cực máy phát và máy cắt phía cao áp 220kV. Sân phân phối 220kV được thiết kế theo sơ đồ 3/2, với quy mô 2 ngăn lộ đấu nối với MBA tăng áp máy phát, 2 ngăn lộ đấu nối đường dây đi TBA 220kV Trục Ninh...

Dự kiến, Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 sẽ chính thức được đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia trong Quý



Phối cảnh mô hình Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVC

I/2015. Sau khi đi vào hoạt động, trung bình hàng năm Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 cung cấp cho lưới điện Quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh.

Mai Anh

Thêm 1 cán bộ của Viện Dầu khí Việt Nam đạt tiêu chuẩn Phó Giáo sư



Theo Hội đồng chức danh Giáo sư Nhà nước, năm 2012 cả nước có 41 ứng viên đạt tiêu chuẩn chức danh Giáo sư và 1 ứng viên đạt tiêu chuẩn chức danh Phó Giáo sư đặc cách; có 426 ứng viên đạt tiêu chuẩn chức danh Phó Giáo sư đặc cách. Trong số các ứng viên đạt tiêu chuẩn chức danh Phó Giáo sư năm 2012 có 1 cán bộ của Viện Dầu khí Việt Nam - PGS.TS. Nguyễn Thế Đức (sinh năm 1966) hiện đang công tác tại Phòng Công nghệ Khoan và Khai thác, Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (VPI-EPC).

Trong quá trình công tác, PGS.TS. Nguyễn Thế Đức tập

trung nghiên cứu dòng chảy nhiều pha trong đường ống, vỉa chứa dầu khí; dòng chảy, lan truyền ô nhiễm không khí... Các công trình khoa học tiêu biểu do PGS.TS. Nguyễn Thế Đức làm chủ biên như: “Áp dụng lý thuyết tối ưu trong xác định chế độ tối ưu khai thác dầu khí”; “Một số mô hình tiên tiến và kỹ thuật tính toán hiệu năng cao trong mô phỏng dòng chảy bao và tương tác dòng - vật thể”; “Nghiên cứu sử dụng các kỹ thuật phân tích tối ưu và giải pháp liên kết với mô hình địa chất trong hiệu chỉnh tham số mô hình mô phỏng khai thác mỏ cho đối tượng móng nứt nẻ”...

Tính đến nay, PGS.TS. Nguyễn Thế Đức đã hoàn thành 2 đề tài nghiên cứu khoa học cấp cơ sở, 1 đề tài nghiên cứu khoa học cấp Bộ; công bố 59 bài báo khoa học trong nước, 10 bài báo khoa học ở ngoài nước; xuất bản 1 sách “Cơ sở Tính toán động lực dòng chảy sử dụng hệ lưới cong theo biên”... Đồng thời, PGS.TS. Nguyễn Thế Đức đã tham gia giảng dạy các môn: “Động lực học và môi trường không khí”, “Thực tập kỹ thuật chuyên ngành cơ học thủy khí công nghiệp và môi trường” và “Dòng chảy trong môi trường rỗng” tại Khoa Cơ kỹ thuật và Tự động hóa, Trường Đại học Công nghệ thuộc Đại học Quốc gia Hà Nội; giảng dạy môn “Phương pháp số ứng dụng” cho học viên cao học và các chuyên đề cho nghiên cứu sinh tại Trung tâm Bồi dưỡng và Đào tạo Cơ học, Viện Cơ học.

Việt Hà

PTSC tăng cường hợp tác Seacor Marine

Từ 28/11 - 2/12/2012, đoàn công tác của Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã đến thăm và làm việc với Công ty Seacor Marine tại Dubai (Các Tiểu Vương quốc Ả Rập thống nhất). Seacor Marine là đối tác truyền thống của PTSC/PTSC Marine từ năm 1998 đến nay trong lĩnh vực cung cấp tàu dịch vụ.

Tại buổi làm việc, ông Anthony Weller - Phó Chủ tịch Seacor Marine và ông Nguyễn Hùng Dũng - Tổng giám đốc PTSC đã đánh giá cao quan hệ hợp tác giữa hai bên. PTSC/PTSC Marine đã giúp Seacor Marine tiếp cận và mở rộng thị trường cung cấp dịch vụ tại Việt Nam. Việc hợp tác với đối tác có tiềm lực và uy tín như Seacor Marine đã giúp cho PTSC/PTSC Marine học hỏi được rất nhiều kinh nghiệm trong việc quản lý, vận hành khai thác các tàu dịch vụ để xây dựng và phát triển đội tàu của mình. Từ năm 2005, PTSC Marine và Seacor Marine đã mở rộng phạm vi hợp tác sang lĩnh vực đào tạo thuyền viên và các nhân sự quản lý khác. Đây là bước đi trong chiến lược xây dựng nguồn nhân lực chất lượng cao cũng như phù hợp với chủ trương xây dựng đội ngũ chuyên viên không biên giới của PTSC.



Ông Anthony Weller - Phó Chủ tịch Seacor Marine tiếp ông Nguyễn Hùng Dũng - Tổng giám đốc PTSC tại Văn phòng điều hành quốc tế của Seacor Marine tại Dubai. Ảnh: PTSC

Lãnh đạo hai bên đã trao đổi về tình hình hoạt động và chiến lược phát triển của PTSC và Seacor Marine, đồng thời nhất trí sẽ có giải pháp tích cực nhằm thúc đẩy mối quan hệ hợp tác toàn diện truyền thống giữa hai bên. Việc xây dựng được mối quan hệ hợp tác bền vững và hiệu quả với những đối tác uy tín như Seacor Marine là hướng đi phù hợp để nâng cao chất lượng dịch vụ cũng như đội ngũ nhân sự của PTSC/PTSC Marine, góp phần duy trì vị thế của đơn vị cung cấp tàu dịch vụ hàng đầu tại Việt Nam.

Khánh Linh

PVCFC về đích trước 22 ngày



Sản lượng của Nhà máy Đạm Cà Mau năm 2012 dự kiến sẽ đạt 485.000 tấn. Ảnh: Thái Sơn

Đúng 20h ngày 8/12/2012, chỉ tiêu kế hoạch cuối cùng, chỉ tiêu về sản lượng sản xuất urea năm 2012 của Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã hoàn thành. Như vậy, PVCFC đã về đích sớm 22 ngày tất cả các chỉ tiêu về doanh thu, lợi nhuận, sản lượng sản xuất và sản lượng tiêu thụ đều vượt cao so với kế hoạch được giao.

Đặc biệt, sản lượng sản xuất đạt 100% kế hoạch năm, dự kiến đến ngày 31/12/2012 sản lượng đạt 485.000 tấn vượt 10% so kế hoạch năm, nếu tính cả sản lượng thu được trong giai đoạn chạy thử thì tổng số sẽ là 570.000 tấn - một con số rất đáng tự hào cho một Nhà máy mới đi vào hoạt động. PVCFC đã tiết kiệm chi phí được gần 320 tỷ đồng trong năm 2012 so với kế hoạch được giao là 87 tỷ đồng.

Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, PVCFC đã tích cực xây dựng các kế hoạch nghiên cứu, tổ chức thực hiện đề tài, sáng kiến kỹ thuật, tập trung nghiên cứu tối ưu hóa sản xuất, nâng cao chất lượng sản phẩm, nghiên cứu phát triển sản phẩm mới. Đến nay, đã có 7 đề tài/nhiệm vụ cấp Công ty, 10 sáng kiến cải tiến kỹ thuật hoàn thành, góp phần quan trọng trong việc tối ưu hóa sản xuất, đặc biệt là trong tháng 12/2012 từ kết quả nghiên cứu phát triển Công ty đã cho ra đời dòng sản phẩm mới với sản lượng đạt 75 tấn, đã giúp PVCFC đa dạng hóa sản phẩm, tiết kiệm năng lượng; các đề tài/nhiệm vụ và sáng kiến cải tiến kỹ thuật đã đem lại hiệu quả kinh tế cho sản xuất với ước tính 100 tỷ đồng/năm.

Lan Anh

KVT đẩy mạnh phong trào Lao động sáng tạo phát huy sáng kiến

Công ty Chế biến Khí Vũng Tàu (KVT) cho biết, đã tiết kiệm được 32 tỷ đồng từ phong trào sáng kiến cải tiến trong năm 2012. KVT có 41 sáng kiến cải tiến, hợp lý hóa sản xuất, trong đó có 22 sáng kiến tiêu biểu đang trình lên Hội đồng Khoa học Công nghệ Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas). Trong đó có các sáng kiến: Đề xuất giải pháp thiết kế kỹ thuật hợp lý để giảm chi phí cho dự án cải tạo, nâng cấp hệ thống phòng cháy chữa cháy Kho LPG Gò Dầu, tiết kiệm được gần 11,8 tỷ đồng; vận hành Nhà máy xử lý khí Dinh Cố khi áp suất đầu vào thấp hơn 50 barg để giảm nhiệt trị khí khô và tận thu sản phẩm lỏng, làm lợi 6,45 tỷ đồng; kết hợp triển khai thực hiện khảo sát bên trong 3 bồn cầu và 8 bồn ngang tại Kho LPG Gò Dầu trong thời gian mở bồn thi công lắp đặt hệ thống đo đếm xuất nhập tồn tại kho Gò Dầu trong năm 2012, làm lợi 3,37 tỷ đồng...

Đồng thời, KVT cũng là một trong những đơn vị đi đầu của PV Gas trong việc đưa ra các giải pháp để đảm bảo sản lượng sản phẩm khí hóa lỏng, phát triển công nghệ, rút ngắn thời gian bảo dưỡng sửa chữa. Riêng việc



Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: Lại Hiền

rút ngắn được 125 giờ dừng Nhà máy GPP để bảo dưỡng, sớm đưa Nhà máy vào hoạt động bình thường trở lại đã làm lợi gần 38 tỷ đồng. Ngoài ra, KVT còn thực hiện tiết kiệm trong công tác quản lý (công tác đấu thầu, nguyên nhiên vật liệu...), đạt được 7 tỷ đồng.

Kiểu Yến

PVEP POC về đích trước kế hoạch khai thác



PVEP POC đặt mục tiêu sẽ khai thác 550.000 tấn dầu trong năm 2013.
Ảnh: PVEP

Ngày 14/12, tại Hội nghị tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh năm 2012 và triển khai kế hoạch năm 2013, ông Hoàng Bá Cường - Giám đốc Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) cho biết, tính đến ngày 10/12/2012, PVEP POC

đã hoàn thành kế hoạch khai thác 600.000 tấn dầu ở mỏ Đại Hùng và dự kiến đến 30/12/2012 sẽ khai thác được 630.000 tấn dầu (đạt 105% kế hoạch năm 2012).

PVEP POC đã xuất bán được 4.688.680 thùng dầu (đạt 107% kế hoạch năm) và dự kiến cả năm sẽ xuất bán được trên 5.000.000 thùng (đạt 116% kế hoạch năm). Doanh thu bán dầu năm 2012 dự kiến đạt 12.290 tỷ đồng (591 triệu USD), đạt 149% kế hoạch năm, nộp ngân sách Nhà nước trên 2.800 tỷ đồng (đạt 230% kế hoạch năm)...

Theo kế hoạch năm 2013, PVEP POC sẽ khai thác 550.000 tấn dầu; tiếp tục thực hiện các công tác tìm kiếm thăm dò; triển khai thi công khoan an toàn và hiệu quả. Hoạt động phát triển mỏ của PVEP POC sẽ chủ yếu tập trung vào Lô 05-1a hoàn thiện dự án phát triển mỏ Đại Hùng - giai đoạn 2 và triển khai tiếp dự án thu gom khí Đại Hùng; thực hiện nghiên cứu tiền phát triển đối với các Lô có tiềm năng...

Khánh Linh

Thanh niên với hoạt động gia tăng trữ lượng mỏ



Giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV

Đó là chủ đề của diễn đàn khoa học do Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức ngày 15/12 tại trụ sở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Hơn 150 kỹ sư trẻ và các chuyên gia đầu ngành về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí của các đơn vị trực thuộc Tập đoàn tham dự.

Tại Diễn đàn, các đoàn viên thanh niên đã trao đổi, thảo luận

các thông tin bổ ích trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, đặc biệt là vấn đề gia tăng trữ lượng mỏ; đồng thời rèn luyện kỹ năng, phương pháp trình bày suy nghĩ, quan điểm, phát huy tính sáng tạo của tuổi trẻ trong hoạt động cốt

lõi của Ngành.

Theo ông Lê Việt Hải - Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro, trách nhiệm của thanh niên là tạo ra những cơ hội vươn ra nước ngoài, cần có phương pháp tìm ra những mỏ nhỏ phi truyền thống, phi cấu tạo ngoài những mỏ lớn để các thanh niên đạt được những thành công, kỳ vọng của đất nước vào dầu khí.

Nguyễn Hoàng

Lắp đặt rotor tổ máy số 2 Thủy điện Hủa Na

Ngày 14/12/2012, tại công trường Nhà máy Thủy điện Hủa Na, rotor nặng 280 tấn, đường kính 6.850mm, cao 1.708mm đã được đưa vào vị trí lắp đặt (giếng turbine) an toàn và chính xác dưới sự chứng kiến của chủ đầu tư và đơn vị tư vấn giám sát. Việc lắp đặt thành công rotor tổ máy số 2 thủy điện Hủa Na đánh dấu mốc tiến độ quan trọng đảm bảo việc đưa tổ máy số 2 vào hoạt động vào Quý I/2013.

Nguyễn Ngân

Dựng thành công Pannel Row B chân đế Thăng Long

Ngày 12/12, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã lắp dựng thành công Pannel Row B. Đây là một trong những kết cấu hạng nặng quan trọng cuối cùng của chân đế Thăng Long được thực hiện hoàn tất. PVC-MS đang khẩn trương hoàn thành việc lắp ráp và hoàn thiện cọc, cạp tàu, phao chân đế và các hạng mục phụ trợ khác để tháng 3/2013 bàn giao công trình cho Tổng thầu Vietsovpetro.

Minh Phương

Lắp dựng panel chân đế giàn khai thác Thăng Long - Đông Đô

Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Công trình Dầu khí - Vietsovpetro đã quay lật và lắp dựng thành công panel chân đế giàn khai thác Thăng Long - Đông Đô. Theo thiết kế, mỗi panel có khối lượng 480 tấn/1 chân đế và sử dụng 3 cầu để quay lật. Toàn bộ quá trình tính toán thiết kế và quản lý thi công được thực hiện bởi Phòng Thiết kế và Quản lý Dự án, điều khiển cầu là Xưởng Cơ khí Thiết bị cùng các Phòng/Ban chức năng khác của Xí nghiệp.

Sau hơn 5 tháng thi công, dự án đã hoàn thành được 60,28% khối lượng công việc, vượt 5% so với kế hoạch. Chân đế Đông Đô - Thăng Long có chiều cao 74m, được lắp đặt tại vùng nước có độ sâu 68m, trọng lượng chân đế Thăng Long - Đông Đô là 3.600 tấn, khối lượng cọc 2.400 tấn, bến cập tàu 520 tấn. Như vậy, với việc quay lật, lắp dựng thành công panel chân đế giàn Thăng Long - Đông



Panel chân đế giàn khai thác Thăng Long - Đông Đô đã được quay lật và lắp dựng thành công. Ảnh: VSP

Đô, Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Công trình Dầu khí đã đảm bảo an toàn, chất lượng, đúng tiến độ để lắp đặt ngoài biển vào tháng 3/2013.

Văn Bằng

Đánh giá công tác vận hành, bảo dưỡng mỏ Cá Ngừ Vàng và Tê Giác Trắng



Giàn H4 - mỏ Tê Giác Trắng. Ảnh: CTV

Ngày 8/12/2012, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí - Vietsovpetro và Công ty Liên doanh Điều hành chung Hoàng Long - Hoàn Vũ (HLHVJOC's) tổ chức Hội thảo nhân dịp kỷ niệm 4 năm vận hành, bảo dưỡng thành công mỏ Cá Ngừ Vàng và 1 năm vận hành bảo dưỡng mỏ Tê Giác Trắng.

Tại Hội thảo, Vietsovpetro và HLHVJOC's đánh giá kết quả quá trình vận hành và bảo dưỡng trong 4 năm qua, đề xuất các giải pháp để tiếp tục hoàn thiện công tác vận hành và bảo dưỡng mỏ Cá Ngừ Vàng, Tê Giác Trắng và

các mỏ khác trong thời gian tới. Quá trình vận hành, khai thác dầu khí ở mỏ Cá Ngừ Vàng và Tê Giác Trắng diễn ra ổn định, đảm bảo tuyệt đối an toàn, sản lượng khai thác hàng năm đều đạt và vượt kế hoạch được giao. Giàn H1 mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác trước tiến độ 18 ngày. Giàn H4 mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác sớm 37 ngày so với Chương trình công tác năm 2012, sớm hơn 11,5 tháng so với kế hoạch phát triển sớm mỏ Tê Giác Trắng do Bộ Công Thương phê duyệt.

Đánh giá về chất lượng dịch vụ vận hành, bảo dưỡng của Vietsovpetro, lãnh đạo HLHVJOC's cho rằng Vietsovpetro luôn đảm bảo thực hiện tốt và tốt hơn cam kết trong hợp đồng, vận hành khai thác mỏ an toàn, hiệu quả, hỗ trợ kịp thời khách hàng với dịch vụ kỹ thuật và nhân lực cao cấp, lành nghề trong mọi điều kiện.

Minh Hùng

Hoàn thành dịch vụ bọc ống dự án Dừa

Công ty CP Đầu tư và Xây lắp khí (PVID) cho biết đã hoàn thành dịch vụ bọc ống cho dự án Dừa. Trong 3 tháng, PVID đã bọc 33,6km loại ống 10inch bằng các loại vật liệu như: 3LPE, FBE, PUF, HDPE và bê tông gia trọng đảm bảo đúng tiến độ và đáp ứng các yêu cầu tiêu chuẩn kỹ thuật, chất lượng sản phẩm theo cam kết với Chủ đầu tư. Dự kiến, PVID sẽ bàn giao ống thành phẩm cho Premier Oil Vietnam vào giữa tháng 1/2013.

Phạm Trọng

Tổng kết mô hình trình diễn Đạm Phú Mỹ cho vụ lúa mùa tại Campuchia

Ngày 10/12, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) đã tổ chức Hội thảo tổng kết mô hình trình diễn Đạm Phú Mỹ cho vụ lúa mùa tại tỉnh Kampot (Campuchia). Cán bộ kỹ thuật của PVFCCo đã chuyển giao tiến bộ kỹ thuật, sử dụng phân bón Đạm Phú Mỹ trong canh tác để nâng cao năng suất. Kết quả thu hoạch mô hình cho thấy sau khi sử dụng phân bón hợp lý đã tăng năng suất lên gần 6 tấn/ha.

Thủy Nguyên

TIN THẾ GIỚI

OPEC sẽ cắt giảm sản lượng dầu trong năm 2013 để trợ giá

Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) có thể sẽ giảm sản lượng vào năm 2013 do giá dầu có nguy cơ giảm và nhu cầu về năng lượng tăng chậm. Đó là nhận định của các nhà phân tích đưa ra ngày 13/12 ngay sau khi OPEC quyết định giữ nguyên mức trần sản lượng dầu mỏ ở mức 30 triệu thùng/ngày.

Theo Tổng thư ký OPEC Abdullah El-Badri, 110USD/thùng dầu thô Brent Biển Bắc là mức giá có thể chấp nhận được đối với cả người tiêu dùng và nhà sản xuất vào thời điểm hiện nay. Tuy nhiên, OPEC cho rằng "thách thức lớn nhất mà thị trường dầu mỏ thế giới phải đương đầu trong năm 2013 là sự bất ổn của nền kinh tế toàn cầu, trong đó bất ổn của khu vực đồng euro vẫn là lo ngại chính. Trong tuyên bố của mình, OPEC cho biết: "Nhu cầu dầu mỏ của thế giới dự đoán sẽ tăng nhẹ trong năm 2013. Nhưng mức tăng này sẽ được bù đắp nhờ mức tăng sản lượng dự đoán từ nguồn cung không thuộc OPEC".

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ngày 13/12 cho biết, sản lượng dầu mỏ của những nước ngoài OPEC dự đoán sẽ tăng 54,2 triệu thùng/ngày vào năm 2013 sau mức tăng cao nhất kể từ năm 2010. Julian Jessop - nhà

phân tích thuộc tổ chức nghiên cứu Capital Economics nhận định thị trường dầu mỏ "hiện được cung cấp đầy đủ và nhu cầu mua dầu thô của OPEC sẽ giảm trong năm tới". Tổng sản lượng dầu mỏ của Mỹ, Canada, Mexico hiện cao hơn so với tổng sản lượng của Saudi Arabia, Iraq và Iran - những nước thành viên OPEC.

Ngày 13/12, OPEC kêu gọi các nước thành viên "trong trường hợp cần thiết sẽ áp dụng các biện pháp để đảm bảo thị trường được cân bằng và giá cả ở mức hợp lý đối với người tiêu dùng và nhà sản xuất". Trong khi các nhà phân tích cho rằng OPEC sẽ cắt giảm sản lượng trong những tháng tới, thì các nước thành viên OPEC lo ngại rằng nếu giảm sản lượng quá nhiều sẽ đẩy giá dầu mỏ tăng cao, gây phương hại tới sự phục hồi kinh tế. Các chuyên gia lo ngại mức tăng sản lượng khí đốt và dầu mỏ khai thác từ đá phiến có nguy cơ làm giảm giá dầu thô thông thường. Gần đây, IEA dự đoán Mỹ sẽ trở thành nước sản xuất dầu mỏ lớn nhất thế giới vào năm 2017 bởi bùng nổ hoạt động khai thác dầu đá phiến. Vì vậy, khả năng OPEC sẽ cắt giảm sản lượng dầu trong năm 2013 để trợ giá là không thể loại trừ.

Minh Hoàng (TTXVN)

Chính phủ Anh cho phép khai thác khí đá phiến trở lại

Chính phủ Anh vừa cho phép Công ty Cuadrilla Resources tiếp tục dự án khai thác khí đốt từ đá phiến ở hạt Lancashire, sau một thời gian bị tạm dừng do xảy ra một số vụ động đất nhẹ gần thị trấn Blackpool. Đây được coi là một trong những bước đi nhằm giảm sự phụ thuộc vào nguồn khí đốt nhập khẩu và giảm giá khí cho người tiêu dùng. Theo Viện Giám đốc (IoD), nếu không phát triển các nguồn khí đốt mới trong nước thì chi phí nhập khẩu khí tự nhiên của Anh sẽ tăng lên 6,7 tỷ bảng (10,5 tỷ USD) vào năm 2015 so với mức 5,2 tỷ bảng (8,2 tỷ USD) hiện nay.

Bộ trưởng Bộ Môi trường Anh Ed Davey cho rằng, khí đá phiến là nguồn năng lượng mới có nhiều tiềm năng và đóng góp đáng kể vào việc đảm bảo an ninh năng lượng, giúp giảm nguồn khí đốt nhập khẩu do sản lượng khai thác ở Biển Bắc đang sụt giảm mạnh. Bộ trưởng Ed Davey cũng cảnh báo không nên đặt quá nhiều hy vọng vào nguồn năng lượng mới này vì Vương quốc Anh đang ở giai đoạn đầu của quá trình khai thác

khí đá phiến. Việc khai thác khí đá phiến sẽ không ảnh hưởng đến mục tiêu giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính ở nước này.

Khai thác khí đá phiến vẫn đang là vấn đề gây tranh cãi ở Anh do lo ngại công nghệ này có thể gây ô nhiễm môi trường. Một số tổ chức bảo vệ môi trường đã lên tiếng phản đối sử dụng công nghệ này tại Tây Âu; đặc biệt càng thận trọng sau khi việc khai thác khí đá phiến ở Mỹ được xác định là nguyên nhân gây ra ô nhiễm nước và không khí do các chất hóa học được sử dụng trong quá trình khai thác và sự rò rỉ khí methane - một loại khí gây hiệu ứng nhà kính và ô nhiễm không khí khá mạnh.

Ước tính trữ lượng khí đá phiến ở khu vực gần bờ biển của Anh vào khoảng 5.300 tỷ ft³ (150 tỷ m³), đủ đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước trong vòng 1,5 năm. Theo các công ty khai thác khí đá phiến, trong đó có Cuadrilla Resources thì con số này có thể lên tới 200.000 tỷ ft³.

Huy Hiệp (TXVN)

Khởi công xây dựng đường ống dẫn khí đốt “Dòng chảy phương Nam”

Chiều ngày 7/12, tại ngoại ô thị trấn Anapy thuộc khu Krasnodar của Liên bang Nga, với sự chứng kiến của Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, Tập đoàn Gazprom và các đối tác đã khởi công xây dựng tuyến đường ống dẫn khí đốt “Dòng chảy phương Nam” (South Stream) nhằm vận chuyển “nhiên liệu xanh” từ Nga sang nhiều nước Trung - Đông Âu và Tây Âu.

Theo thiết kế, “Dòng chảy phương Nam” sẽ xuất phát từ Anapy đi qua thềm lục địa Biển Đen để tới cảng Varna của Bulgaria, rồi từ đó chia thành 4 nhánh đến các nước Trung - Đông Âu và Tây Âu. Tuyến đường ống “Dòng chảy phương Nam” có tổng chiều dài gần 2.500km, trong đó 900km đi qua Biển Đen ở độ sâu tới 2.250m, công suất

63 tỷ m³/năm và dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động vào cuối năm 2015. Tổng kinh phí để thực hiện dự án này lên tới 16 tỷ euro. Bốn chủ đầu tư chính của dự án “Dòng chảy phương Nam” là Gazprom (Liên bang Nga - 50%), ENI (Italia - 20%), Wintershall (Đức - 15%) và EdF (Pháp - 15%).

Từ sau năm 2015, các nước Bulgaria, Áo, Italia, Serbia, Hungari, Romania, Hy Lạp, Slovenia, Croatia, Bosnia-Herzegovina và Macedonia sẽ bắt đầu nhập khẩu khí đốt của Nga theo tuyến đường ống “Dòng chảy phương Nam”. Trước đó, Liên bang Nga đã đưa vào hoạt động tuyến đường ống dẫn khí đốt “Dòng chảy phương Bắc” (North Stream) đi qua Biển Bantich để đưa “nhiên liệu xanh” tới Đức và các nước Bắc Âu.

Hương Giang (TTXVN)

Australia và Mỹ hợp tác nghiên cứu năng lượng mặt trời



Chính quyền Australia cho biết, nước này sẽ hợp tác với Mỹ trong chương trình nghiên cứu về năng lượng mặt trời trị giá 83 triệu AUD. Dự án nghiên cứu năng lượng mặt trời giữa Australia và Mỹ dự kiến kéo dài 8 năm, với sự tham gia của 6 trường đại học Australia, trung tâm nghiên cứu CSIRO của Australia và Bộ Năng lượng Mỹ. Mục đích của dự án là tạo ra công nghệ mới nhằm giảm chi phí năng lượng mặt trời, nghiên cứu năng lượng nhiệt - mặt trời sử dụng các gương hấp thụ tia mặt trời để làm nóng nước cho các turbine.

Bộ trưởng Năng lượng Australia Martin Ferguson cho biết đây là đầu tư lớn nhất của Australia từ trước tới nay trong lĩnh vực nghiên cứu năng lượng mặt trời. Theo kế hoạch, Australia và Mỹ sẽ thiết lập Viện Quang điện Australia - Mỹ trị giá 33 triệu AUD và Viện nghiên cứu Nhiệt mặt trời Australia trị giá 35 triệu AUD. Giám đốc Viện Quang điện Australia - Mỹ Martin Green khẳng định Australia là nước dẫn đầu thế giới trong việc phát triển quang điện giá thành rẻ, chất lượng cao.

Thanh Hải (TTXVN)

Trữ lượng khí đốt tự nhiên của Mozambique khoảng 1,9 nghìn tỷ m³

Ngày 5/12, Tập đoàn Dầu khí Italia ENI tuyên bố đã phát hiện thêm một mỏ khí đốt tự nhiên ở ngoài khơi phía Đông Mozambique. Đây là phát hiện thứ 3 của ENI tại Mozambique trong năm 2012. Ước tính, mỏ này có trữ lượng khoảng 170 triệu m³ khí, góp phần đưa tổng trữ lượng khí đốt tự nhiên được phát hiện từ trước tới nay tại Mozambique lên 1,9 nghìn tỷ m³, tương đương sản lượng khí đốt trên toàn cầu trong vòng 2 năm và bằng trữ lượng của Kuwait.

Những phát hiện gần đây của ENI và Tập đoàn Anadarko Petroleum trong vùng lòng chảo Romuva đã đưa Mozambique lên vị thế của một quốc gia xuất khẩu khí đốt tự nhiên lớn của thế giới. Theo các chuyên gia, trữ lượng khí đốt của Mozambique đủ lớn để có thể triển khai xây dựng ít nhất 10 nhà máy khí tự nhiên hóa lỏng (LNG). Tháng 9/2012, ENI và Anadarko Petroleum đã thảo luận về việc xây dựng nhà máy LNG đầu tiên ở Mozambique.

Đào Linh (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Tình hình cung - cầu dầu thô

Từ tháng 11/2012 đến giữa tháng 12/2012, tình hình cung - cầu dầu thô không có nhiều biến động. Tổng cầu của các nước OECD ở mức gần 45 triệu thùng/ngày, có giảm so với cùng kỳ năm 2011 (46,36 triệu thùng/ngày). Nước tiêu thụ dầu thô nhiều nhất trong khối OECD là Mỹ với 19 triệu thùng/ngày; tiếp theo là Nhật Bản (4,3 triệu thùng/ngày), Đức (2,33 triệu thùng/ngày); Hàn Quốc (2,19 triệu thùng/ngày), Pháp (1,71 triệu thùng/ngày); Anh (1,55 triệu thùng/ngày). Tổng cầu của khối nước ngoài OECD gần 88 triệu thùng/ngày, trong đó Trung Quốc chiếm 10,09 triệu thùng/ngày, đứng thứ hai thế giới; Liên Xô cũ 4,8 triệu thùng/ngày.

Tổng cung của các nước OECD đạt 22,42 triệu thùng/ngày, trong đó Mỹ chiếm một nửa (10,86 triệu thùng/ngày). Tổng cung của khối nước ngoài OECD và ngoài OPEC gần 30 triệu thùng/ngày, trong đó Liên bang Nga đạt 13,3 triệu thùng/ngày, Trung Quốc 4,3 triệu thùng/ngày. Riêng cung của OPEC đạt 36,72 triệu thùng/ngày và tổng cung cho thị trường của tất cả các nước sản xuất dầu

Bảng 1. Giá giao sau trong các hợp đồng ký ngày 12/9 và 12/10/2012 theo các loại dầu thô chính. Giá OPEC basket chuẩn ngày 16/11/2012: 107USD/thùng
Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Ngày ký hợp đồng	12/9/2012	12/10/2012
OPEC basket chuẩn dùng để định giá các dầu khác		110,67	108,36
Arab nhẹ - Saudi Arabia		111,32	109,09
Bashrah - Iraq		109,39	106,66
Bonny - Nigeria		114,06	113,31
ES Sider - Libya		112,16	111,41
Grassol - Angola		113,14	111,00
Iran nặng		110,99	108,11
Kuwait xuất khẩu		110,02	107,56
Marine - Qatar		111,17	108,63
Merey - Venezuela		101,84	97,50
Murban - UEA		113,57	111,36
Oriente - Ecuador		102,81	98,74
Sahara trộn - Algeria		112,06	111,41
Minas 44° - Indonesia		113,06	111,47
Fateh - Dubai		111,22	108,80
Isthmus - Mexico		107,90	104,39
Tia Juana - Venezuela		NA	NA
Brent 38° - Anh		112,86	111,61
Urals - Nga		111,92	110,26
Chênh lệch WTI/Brent		-13,31	-22,14
Chênh lệch Brent/Dubai		1,64	2,81

Nguồn: Oil and Gas journal, 26/11/2012

Bảng 2. Giá dầu thô chuẩn WTI và Brent từ 10/11 đến 11/12/2012

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Giá trung bình theo ngày									
	10/11	14/11	18/11	22/11	26/11	30/11	4/12	7/12	10/12	11/12
WTI	85,3	86,0	87,9	87,5	87,8	86,8	88,8	86,5	85,8	85,62
Brent	109,0	109,2	110,8	110,5	110,7	109,8	110,0	110,8	107,2	107,33

Nguồn: Oil price net

thô đạt 88,63 triệu thùng/ngày. Như vậy, lượng cung nhiều hơn lượng cầu gần 800.000 thùng/ngày và những dao động lên xuống của giá dầu thô ở những thời điểm cụ thể không phải do yếu tố cung - cầu gây ra.

Từ 10/11 - 4/12/2012, giá dầu thô tiếp tục tăng theo khuynh hướng đã xác lập trong tháng 11. Trong nửa đầu tháng 12, giá dầu thô có khuynh

Bảng 3. Giá Nymex năm 2013 cho khí đốt ở thị trường Mỹ

Đơn vị: USD/MMBtu

Thời gian giao hàng	Hợp đồng ký 3/11/2012	Hợp đồng ký 26/11/2012
Tháng 1/2013	3,591	3,868
Tháng 2/2013	3,615	3,883
Tháng 3/2013	3,603	3,862
Tháng 4/2013	3,601	3,838
Tháng 5/2013	3,640	3,869
Tháng 6/2013	3,682	3,905
Tháng 7/2013	3,725	3,945
Tháng 8/2013	3,746	3,965
Tháng 9/2013	3,748	3,969
Tháng 10/2013	3,783	4,006
Tháng 11/2013	3,892	4,105
Tháng 12/2013	4,085	3,959

Nguồn: www.eneryintel.com

Bảng 4. Giá spot LNG xuất khẩu tính lùi tại các thị trường chính

Đơn vị: USD/MMBtu

Nước xuất khẩu	Đông Bắc Á	Nam Âu	Vương quốc Anh	Bỉ
Thị trường				
Qatar	13,66	9,14	7,98	7,70
Oman	13,85	9,30	8,26	7,84
Abu Dhabi	13,71	9,18	8,06	7,74
Indonesia	14,79	8,32	7,30	6,74
Malaysia	14,73	8,40	7,39	7,10
Australia	14,52	8,28	7,30	6,90
Liên bang Nga	15,34	7,83	6,91	6,63
Trinidad	11,64	9,90	8,81	8,48
Algeria	12,36	10,69	9,28	8,96
Âi cập	12,84	10,31	8,95	8,67
Nigeria	12,33	9,84	8,69	8,36
Guinea xích đạo	12,42	9,91	8,73	8,44

Nguồn: WGI 5/12/2012

Bảng 5. Cước vận chuyển LNG của Malaysia đến các thị trường khu vực

	Thị trường tiêu thụ					
	Malacca	Johor	Thượng Hải	Hàn Quốc	Đài Loan	Nhật Bản
Chi phí vận chuyển (USD/MMBtu)	0,15	0,14	0,28	0,32	0,22	0,36
Khoảng cách (hải lý)	693	546	1.924	2.287	1.322	2.713
Thời gian một chuyến vận chuyển (ngày)	2	2	8	10	6	12

Nguồn: PFC Energy 2012

hướng giảm (Bảng 2) nhưng được dự báo sẽ tăng lại vào cuối năm vì nhu cầu dầu và xăng sẽ tăng.

Giá dầu thô ngọt, nhẹ WTI giao kỳ hạn tháng 1/2013 chốt phiên giao dịch ngày 21/11 trên sàn giao dịch hàng hóa New York (NYMEX) tăng nhẹ 0,7% lên 87,38 USD/thùng, giá dầu Brent trên sàn giao dịch London tăng lên 110,86 USD/thùng. Trước đó, tại phiên giao dịch ngày 23/10, giá dầu WTI giao tháng 12/2012 là 86,22USD/thùng, trong khi giá dầu Brent là 107,89 USD/thùng.

Tại phiên giao dịch ngày 6/12/2012, giá xăng dầu giao tháng 1/2013 liên tục giảm: dầu WTI là 86,26USD/thùng, giá dầu sưởi 2,94USD/gallon, giá xăng 2,6USD/gallon. Trong phiên giao dịch sáng ngày 11/12 tại sàn điện tử Singapore, giá dầu ngọt, nhẹ giao tháng 1/2013 là 85,59USD/thùng, giá dầu Brent là 107,41USD/thùng.

Giá dầu trung bình theo hợp đồng giao sau trong tháng 12/2012 và đầu năm 2013 được trình bày trong Bảng 1.

Giá khí đốt

Khí hậu lạnh và số lượng các chuyến tàu chở dầu giảm làm cho giá LNG ở Đông Bắc Á tăng 85 cent lên 15,85USD/MMBtu. Trong khi đó, giá khí ở thị trường Nam châu Âu tăng 20 cent, lên 11USD/MMBtu, do nhu cầu tái xuất (sau xử lý) sang Đông Bắc Á và Argentina. Giá netback đối với khí Trung Đông gần 4,5USD/MMBtu tính cho hộ tiêu thụ Đông Bắc Á. Giá LNG bán tại Singapore dự báo sẽ ở mức 16USD/MMBtu trong tháng 1/2013.

Bảng 6. Giá FOB và CIF tổng hợp đối với LNG Petronas ở các thị trường Đông Á

Đơn vị: USD/MMBtu

Giá thị trường	Thị trường tiêu thụ			
	Malaysia	Nhật Bản	Hàn Quốc	Trung Quốc
Chi phí netback thượng nguồn	5,63	5,49	5,53	5,56
Chi phí hóa lỏng	4,08	4,08	4,08	4,08
Giá FOB*	9,75	9,56	9,60	9,63
Chi phí vận chuyển	0,15	0,34	0,30	0,27
Giá CIF	9,90	9,90	9,90	9,90
Chi phí tái hóa lỏng**	0,40	0,40	0,40	0,40

*Tính cho giá dầu thô cơ sở 70 USD/thùng

**Dựa trên giả thiết cho một terminal tái hóa lỏng mới xây dựng, công suất 1MMcf/d

Nguồn: Petroview - PFC Energy 2012

Bảng 7. Quan hệ giữa giá FOB và giá dầu thô tại cùng thời điểm

Giá dầu thô (USD/thùng)	70	90	110	130	150	Giá FOB hòa vốn khi giá dầu 70 USD/thùng
Giá FOB LNG* (USD/MMBtu)	10	12	15	18	22	10

* Tàu chở LNG dung tích 145.000 tấn (3,16 tỷ ft³), giá thuê tàu 55.000USD/ngày**Bảng 8.** Chi phí vận chuyển LNG của Papua New Guinea đến các thị trường khu vực

	Thị trường tiêu thụ					
	Nhật Bản	Quảng Đông	Hàn Quốc	Ấn Độ	Đài Loan	Philippines
Chi phí vận chuyển (USD/MMBtu)	0,52	0,47	0,53	0,73	0,46	0,39
Khoảng cách (hải lý)	3.054	2.988	3.411	5.320	2.847	2.339
Thời gian vận chuyển (ngày)	16	16	18	26	15	13

Nguồn: PFC Energy 2012

Bảng 9. Số lượng phương tiện khoan vùng nước sâu từ năm 2000 đến 2012

Năm	Số tàu khoan	Giàn nửa chìm
2000	20	55
2001	20	62
2002	21	68
2003	22	70
2004	24	76
2005	25	78
2006	26	79
2007	27	83
2008	28	95
2009	30	104
2010	33	117
2011	39	122
2012	42	125

Nhu cầu khí đốt của Nhật Bản vẫn cao, chủ yếu phục vụ cho phát điện. Giá khí ở Hàn Quốc cao do nhà máy hóa lỏng khí số 2 ở Indonesia (công suất 3,8 triệu tấn/năm) bị cháy và 2 nhà máy

điện hạt nhân của Hàn Quốc bị đóng cửa. Giá khí ở Trung Quốc và Ấn Độ vẫn cao do nguồn cung giảm trong khi nhu cầu tăng. Giá khí ở thị trường Mỹ thấp do nguồn cung nội địa dồi dào (Bảng 3, 4).

Trung Đông hiện vẫn là nguồn cung LPG lớn nhất cho thị trường. Các nhà máy được mở rộng công suất với nguồn khí khai thác từ các mỏ dầu/khí lớn như North Field (Qatar), South Pars (Iran); nhiều mỏ ở Abu Dhabi và Saudi Arabia cách đây 5 năm đã được dự báo sẽ tạo nguồn cung dư thừa nhưng điều đó thực tế đã không xảy ra. Trong tương lai gần, Mỹ sẽ là nguồn cung chính LPG. Công ty FACTS Global Energy (FGE) cho biết các terminal nhập khẩu ở Mỹ trước đây được cải hoán trở thành terminal xuất khẩu và từ năm 2011 đã bán ra 3,3 triệu tấn LPG. Dự báo, sản lượng này sẽ còn tăng cao khi hệ thống đường ống dẫn khí nội địa Mỹ cũng như các nhà máy xử lý khí, chế biến dầu thô được xây dựng mới để đưa vào hoạt động. Lượng propan

sẽ tăng gấp đôi vào năm 2015 và đến năm 2020 sẽ đạt trên 10 triệu tấn.

Phần lớn sản lượng LPG hiện đang được các nước châu Mỹ Latinh nhập khẩu, nhưng trong tương lai khu vực tiêu thụ lớn nhất sẽ là châu Á và châu Âu. Giá LPG hoàn toàn do quan hệ cung - cầu xác định nhưng các nước như Ấn Độ, Indonesia, Thái Lan, Ai Cập có chính sách hỗ trợ giá LPG nên thị trường này lại trở thành nhân tố điều phối thương mại LPG thế giới. Mặt khác, mức chênh lệch giá khí đốt giữa thị trường Mỹ và Đông Á cũng là một nguyên nhân làm chuyển hướng xuất khẩu LPG Mỹ sang thị trường mới này. Hiện nay, cước vận chuyển khí này đến các thị trường xa còn khá cao và hy vọng điều đó sẽ được cải thiện trong vài năm tới (Bảng 5 - 8).

Thị trường giàn khoan nước sâu

Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại các vùng nước sâu trên thế giới ngày càng nhộn nhịp và đây sẽ là nguồn cung dầu thô, khí đốt quan trọng cho thị trường trong tương lai. Những phát hiện lớn ở vịnh Mexico, Brazil, Biển Bắc, khu vực Nam và Tây Nam châu Phi, Đông Nam Á, là cơ sở cho đánh giá trên. Một số thông tin tổng hợp về số lượng phương tiện khoan nước sâu, chi phí xây dựng giàn khoan, giá thuê giàn khoan nước sâu được trình bày trong Bảng 9 - 11.

Các giàn khoan đang đóng và sẽ được đưa vào hoạt động trong thời gian tới như: 1 giàn (1/2013), 6 giàn (4/2013), 3 giàn (10/2013), 2 giàn (1/2014), 11 giàn (4/2014), 2 giàn (7/2014), 1 giàn (10/2014), 2 giàn (1/2015), 2 giàn (4/2015).

Bảng 10. Chi phí xây dựng giàn phân bố cho Jackup và các phương tiện nổi (floaters) khác

Đơn vị: triệu USD

Loại chi phí	Floaters		Jackups	
	Chi phí	%	Chi phí	%
Thép	25 - 60	< 10	15 - 40	10 - 20
Lao động	50 - 120	10 - 15	15 - 55	10 - 30
Thiết bị khoan	100 - 200	20 - 30	20 - 70	10 - 30
Các thiết bị khác	100 - 200	20 - 30	35 - 50	20 - 30
Lãi	50 - 75	< 10	10 - 25	< 10
Tổng	500 - 700	100	175 - 225	100

Bảng 11. Giá thuê giàn khoan nước sâu/ngày

Loại giàn khoan	Số giàn đang hoạt động	Tổng hạm đội (fleet) khoan	Giá thuê trung bình (giàn + nhân viên điều hành) - USD
Tàu khoan < 4.000ft WD	5	8	253.000
Tàu khoan > 4.000ft WD	64	75	457.000
Semisub < 1.500ft WD	9	15	267.000
Semisub > 1.500ft WD	73	91	295.000
Semisub > 4.000ft WD	96	112	414.000
Jackup IC < 250ft WD	39	54	79.000
Jackup IC 250ft WD	46	62	84.000
Jackup IC 300ft WD	99	134	90.000
Jackup IC > 300ft WD	132	158	154.000
Jackup IS < 250ft WD	6	9	
Jackup IS 250ft WD	7	9	75.000

Nguồn: Rigzone.com & Offshore 2012

Hà Phong



Nghiên cứu ứng dụng công nghệ điện hóa xử lý nước thải nhiễm dầu

Công nghệ điện hóa được ứng dụng rộng rãi trong các ngành công nghiệp chế tạo pin, chống ăn mòn, xi mạ, phân tích điện hóa, sinh điện hóa. Trong 5 năm gần đây, điện hóa bắt đầu được nghiên cứu ứng dụng trong xử lý môi trường và cho thấy khả năng xử lý chất ô nhiễm trong nước thải rất hiệu quả. Nhóm tác giả Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài “Nghiên cứu ứng dụng công nghệ điện hóa xử lý nước thải nhiễm dầu” nhằm hướng tới xây dựng đa dạng các công nghệ xử lý, cung cấp cơ hội chọn lựa công nghệ và đáp ứng nhu cầu xử lý nước thải ngày càng khắt khe của các đơn vị hoạt động trong Ngành Dầu khí Việt Nam.

Đề tài được nghiên cứu theo mô hình phòng thí nghiệm để xác định các thông số tối ưu và thông số ảnh hưởng đến quá trình điện hóa, tạo tiền đề cho việc thiết kế mô hình pilot công suất $1\text{m}^3/\text{giờ}$ vận hành ngoài hiện trường. Kết quả ở quy mô phòng thí nghiệm đã xác định được các phương trình hồi quy của các hàm mục tiêu như khử dầu mỡ, COD, TSS và độ màu phụ thuộc vào các thông số pH, U, I, t. Qua đó, hiệu quả xử lý cao nhất được truy xuất từ phần mềm Modde® tại các giá trị pH = 7; U = 12V; I = 30A; t = 32 phút tương ứng với khả năng loại bỏ dầu mỡ, COD, TSS, độ màu theo lý thuyết đạt được là 96,97%; 75,72%; 92,17%; 99,57%. Ngoài ra, nhóm tác giả cũng đánh giá khả năng xử lý các chất ô nhiễm khác như: phenol, kim loại nặng (Cu, Cr, Cd, Pb, Hg). Hiệu quả xử lý phenol đạt 94,74%; các kim loại nặng như Cu, Cr, Cd, Pb, Hg tương ứng đạt 88,96%; 95,01%; 95,37%; 93,88%; 95,48%.

Dựa trên các phương trình hồi quy và các thông số ảnh hưởng đến quá trình, nhóm tác giả thiết kế mô hình pilot vận hành ngoài hiện trường. Kết quả vận hành tại hiện trường cho hiệu quả xử lý dầu mỡ và các thông số ô nhiễm khác tương đối tốt. Tuy nhiên, COD của nước thải tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ khá cao so với mức cho phép xử lý bằng điện hóa nên kết quả COD đầu ra vẫn chưa đạt tiêu chuẩn thải. Do đó, cần phải nghiên cứu bổ sung các đơn nguyên phụ trợ thích hợp để đạt tiêu chuẩn thải.

Đóng góp cơ bản của đề tài điện hóa là xác định thông số cơ sở cho ứng dụng kỹ thuật điện hóa trong xử lý nước thải, đặc biệt là nước thải nhiễm dầu và bước đầu thành công trong việc ứng dụng các thông số này cho vận hành mô hình pilot xử lý nước thải nhiễm dầu tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Kết quả này là cơ sở ban đầu để đánh giá hiệu quả kỹ thuật điện hóa, tạo tiền đề cho nghiên cứu mở rộng thử nghiệm ứng dụng điện hóa đối với nước thải nhiễm dầu từ các hoạt động dầu khí.

Báo cáo tổng kết gồm Phần mở đầu và 5 chương: Chương 1 giới thiệu về nước thải nhiễm dầu và quá trình điện hóa; Chương 2 giới thiệu mô hình, nội dung và phương pháp nghiên cứu; Chương 3 là kết quả nghiên cứu tối ưu trong phòng thí nghiệm; Chương 4 là kết quả vận hành mô hình pilot ngoài hiện trường; Chương 5 là các kết luận và kiến nghị. Báo cáo được lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

Lê Thống Nhất (giới thiệu)

Thiết bị làm sạch và đánh bóng bề mặt bên trong gaslift mandrel đã qua sử dụng

Thiết bị làm sạch và đánh bóng bề mặt bên trong gaslift mandrel đã qua sử dụng đã được các tác giả Xí nghiệp Khai thác Dầu khí - Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" nghiên cứu, áp dụng trong việc sửa chữa bảo trì gaslift mandrel tại Xưởng Kỹ thuật Lòng giếng và Khảo sát giếng, ước tính hiệu quả kinh tế sau năm đầu tiên áp dụng đạt trên 50.000USD.



Gaslift mandrel được Xí nghiệp Khai thác Dầu khí sử dụng trong giếng trước đây, sau khi kéo lên thường bị rỉ sét hoặc có lớp lắng đọng bám chặt bề mặt bên trong, không thể làm sạch bằng tay hoặc dụng cụ lau chùi thông thường. Nếu tái sử dụng có thể là nguyên nhân gây ra rách gioăng làm kín van gaslift, khó hoặc không thể kéo van gaslift ra khỏi túi van trong mandrel... Những vấn đề này có thể gây ra sự cố lớn trong kỹ thuật cấp tời, kéo theo công việc ứng cứu sự cố phức tạp, có trường hợp phải sửa giếng để thay van gaslift và gaslift mandrel.

Xuất phát từ thực tiễn trên, nhóm tác giả Xí nghiệp Khai thác Dầu khí (gồm: A.B.Polovinkin, Nguyễn Như Ý, Trương Quyết Thắng, Nguyễn Tiến Quý, Dương Văn Mão, Nguyễn Hữu Nam) đã nghiên cứu, đề xuất giải pháp kỹ thuật để giải quyết những nhược điểm trên, đồng thời làm tăng năng suất lao động. Theo các tác giả, đây là phương pháp kỹ thuật tương đối đơn giản, dễ chế tạo, dễ

sử dụng, an toàn mà hiệu quả. Cụ thể, cấu tạo của thiết bị làm sạch và đánh bóng túi van gaslift gồm: máy khoan điện, trục truyền động (đường kính 10 - 12mm, dài 1.500mm), nối trục, chổi làm sạch và đánh bóng M 10 - 12 (đường kính: 25 - 30mm, dài: 150mm). Cấu tạo của thiết bị làm sạch và đánh bóng bên ngoài mandrel gồm: máy khoan điện, trục truyền động (đường kính 16 - 20mm, dài 2.500mm), nối trục, chổi làm sạch và đánh bóng M 12 - 14 (đường kính: 70 - 100mm, dài:

70mm). Mỗi bộ chổi có chi phí không đáng kể và có thể sử dụng được khoảng 20 lần.

Số lượng gaslift mandrel hiện đang chiếm khoảng 80% và có xu hướng tăng lên do môi trường khai thác dầu khí trong giếng làm gia tăng sự lắng đọng và hoen rỉ. Trung bình số lượng gaslift mandrel sử dụng hàng năm khoảng 180 chiếc. Với việc mạnh dạn áp dụng giải pháp mới này, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí đã tiết kiệm được một lượng lớn ngoại tệ cho đất nước, chủ động sử dụng các thiết bị mà không phải mua hay thuê từ bên ngoài. Quá trình thực hiện đảm bảo tuân thủ các yêu cầu, tiêu chuẩn về an toàn sản xuất và bảo vệ môi trường. Ước tính hiệu quả kinh tế sau 12 tháng đầu tiên áp dụng đạt trên 50.000USD. Giải pháp này đã được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn và được trao giải Nhì tại Hội thi Sáng tạo Ngành Dầu khí Việt Nam lần thứ I.

Quyết Thắng (giới thiệu)

Bộ chỉ số PVN-Index

ĐÁP ỨNG CÁC TIÊU CHUẨN QUỐC TẾ

Với việc xây dựng và đưa vào sử dụng Bộ chỉ số PVN-Index, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khẳng định quyết tâm trong việc minh bạch hóa thông tin, quảng bá thương hiệu hình ảnh của Tập đoàn đến các nhà đầu tư trong và ngoài nước. Bộ chỉ số đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế, không chỉ phản ánh diễn biến các cổ phiếu của các đơn vị thuộc Tập đoàn trên thị trường, mà còn kỳ vọng sẽ hỗ trợ các doanh nghiệp trong việc huy động vốn.



PVN10 trên trang thông tin Bloomberg

PVN-Index gồm cổ phiếu của các công ty thành viên Tập đoàn niêm yết và đăng ký giao dịch trên 3 sàn chứng khoán: HOSE, HNX và UPCo. Số lượng doanh nghiệp tham gia ban đầu của PVN-Index là 32 doanh nghiệp thuộc Tập đoàn niêm yết cổ phiếu trên các sàn giao dịch tại Việt Nam. Bộ chỉ số được phát triển bởi Công ty CP Chứng khoán Dầu khí (PSI), với sự tư vấn của các chuyên gia uy tín trong và ngoài nước.

Bộ chỉ số PVN-Index bao gồm 22 chỉ số con, được chia làm 3 nhóm chính: chỉ số đại diện, chỉ số đầu tư và nhóm chỉ số ngành. Nhóm chỉ số đại diện bao gồm tất cả các công ty niêm yết và đăng ký giao dịch cổ phiếu trên 3 sàn chứng khoán. Nhóm chỉ số đầu tư, cụ thể là PVN10, bao gồm 10 công ty đứng đầu về giá trị vốn hóa, có điều chỉnh theo số lượng cổ phiếu tự do giao dịch (free-float market capitalization) và tính thanh khoản. Nhóm chỉ số ngành trong PVN-Index được phân ngành theo Tiêu chuẩn quốc tế ICB (Industry Classification Benchmark) do Công ty FTSE (Vương quốc Anh) phát triển, bao gồm 6 lĩnh vực chính: dầu khí, vật liệu cơ bản, tài chính, công nghiệp, dịch vụ tiêu dùng và dịch vụ tiện ích.

PVN-Index là bộ chỉ số chứng khoán đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế: (i) được tính theo cả cuối ngày

(end of day) và thời gian thực (real time); (ii) được tính theo tổng lợi nhuận (total return) và giá cổ phiếu (price return); (iii) được quy đổi theo các loại tiền tệ phổ biến (USD, EUR, JPY & VND); (iv) có sự điều chỉnh để tỷ trọng mỗi cổ phiếu không chiếm quá 15% trong mỗi chỉ số - nhằm làm giảm ảnh hưởng quá mức của các cổ phiếu lớn; (v) cổ phiếu đáp ứng các tiêu chuẩn về vốn hóa thị trường (market capitalization), tính thanh khoản (liquidity)...

Với việc xây dựng Bộ chỉ số PVN-Index, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định quyết tâm trong việc minh bạch hóa thông tin và giúp các nhà đầu tư đầu tư vào cổ phiếu các đơn vị thuộc Tập đoàn hiệu quả hơn. Mặt khác, PVN-Index còn giúp hoạt động quản trị doanh nghiệp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên tốt hơn; hỗ trợ hoạt động huy động vốn của Tập đoàn và các đơn vị thông qua việc quảng bá hình ảnh ra thị trường vốn trong nước và quốc tế, trở thành công cụ hiệu quả của các nhà đầu tư trên thị trường vốn. Chỉ số này đang được quảng bá rộng rãi thông qua website www.pvnindex.vn (tiếng Việt và tiếng Anh) và Kênh thông tin tài chính Bloomberg. Qua đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trở thành hình ảnh quen thuộc đối với nhà đầu tư nước ngoài, đặc biệt khi một số doanh nghiệp lớn thuộc Tập đoàn niêm yết trên sàn chứng khoán nước ngoài, cũng như phát hành trái phiếu quốc tế.

Không chỉ là phương tiện hiệu quả quảng bá thương hiệu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến các nhà đầu tư trong và ngoài nước, PVN-Index còn là một công cụ hữu hiệu tạo thêm một kênh huy động vốn dài hạn cho các hoạt động cốt lõi của Tập đoàn. Với sự đầu tư chuyên nghiệp, PVN-Index kỳ vọng là bước tiến quan trọng trong việc xây dựng và phát triển các chỉ số chứng khoán ở Việt Nam, góp phần vào sự phát triển chung của thị trường.

Thanh Nga (giới thiệu)

THƯ MỜI VIẾT BÀI

Tạp chí Dầu khí là Tạp chí khoa học của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Tập đoàn). Qua 40 năm xây dựng và phát triển, Tạp chí Dầu khí đã khẳng định vai trò của ấn phẩm cấp quốc gia đầu tiên của Ngành Dầu khí Việt Nam, nơi công bố, trao đổi các công trình nghiên cứu khoa học, công nghệ trong nước; giới thiệu các thông tin, tiến bộ khoa học công nghệ dầu khí trong nước và quốc tế.

Tạp chí Dầu khí được phát hành định kỳ hàng tháng bằng tiếng Việt (10 số/năm) và tiếng Anh (2 số/năm) trên phạm vi toàn quốc. Độc giả của Tạp chí Dầu khí là lãnh đạo Đảng, Nhà nước; các cơ quan quản lý, đơn vị nghiên cứu, đào tạo trong lĩnh vực dầu khí trong và ngoài nước; lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên; các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành, các nhà thầu dầu khí, các công ty liên doanh, các tổ chức quốc tế, các doanh nghiệp và nhà đầu tư nước ngoài...

Nội dung của Tạp chí Dầu khí bao trùm tất cả các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, cụ thể là:

- Các định hướng phát triển của Tập đoàn;
- Các thành tựu nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ từ khâu đầu đến khâu cuối và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý;
- 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 phục vụ cho hoạt động của Tập đoàn;
- Các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn;
- Giới thiệu các sản phẩm và các dịch vụ của Tập đoàn.

Song hành với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã trở thành diễn đàn khoa học, công nghệ - kỹ thuật của Ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng, đồng thời cũng là tiếng nói của các nhà khoa học, các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh dầu khí trong và ngoài nước.

Để Tạp chí Dầu khí đáp ứng nhu cầu thông tin của độc giả, Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được sự cộng tác nhiệt tình của các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành. Mỗi tác giả, mỗi bài viết sẽ thiết thực góp phần đáng kể vào sự nghiệp xây dựng ngành khoa học dầu khí hiện đại, là cầu nối giữa Ngành Dầu khí Việt Nam với đôi tác, bạn bè quốc tế.

Trân trọng cảm ơn!