

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2011

ISSN-0866-854X

Phương pháp phân tích cổ địa lý tướng đá,
mô hình lắng đọng trầm tích xác định
điều kiện hình thành bể dầu,
khí phi cấu tạo tại khu vực
Bắc bể Cửu Long

Phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Nhanh, mạnh và bền vững

Xuất bản hàng tháng

Số 12 - 2011

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Văn Minh

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiển

ThS. Đào Duy Khu

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

CN. Vũ Văn Huân

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: Điểm lộ đá móng granit nứt nẻ, chân đèo Khánh Lê - Đà Lạt. Ảnh: Văn Khoa



TIÊU ĐIỂM



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 17 ♦ Phương pháp phân tích cổ địa lý tương đá, mô hình lắng đọng trầm tích xác định điều kiện hình thành bẫy dầu, khí phi cấu tạo tại khu vực Bắc bể Cửu Long
- 21 ♦ Phát triển hệ thống duy trì áp suất vỉa ở các mỏ thuộc Liên doanh Vietsovpetro
- 27 ♦ Giới thiệu phương pháp mô hình số để dự báo các thông số trong quá trình cô lập khí CO₂ và thu hồi khí CH₄ từ các vỉa than Việt Nam
- 36 ♦ Nghiên cứu quá trình sản xuất nhiên liệu diesel đạt tiêu chuẩn Việt Nam từ dầu nhờn thải bằng phương pháp cracking nhiệt
- 43 ♦ Nghiên cứu khả năng hấp phụ ion kim loại đồng sử dụng tro của vỏ khoai tây
- 49 ♦ Hướng dẫn xây dựng báo cáo đánh giá tác động môi trường - xã hội trong Ngành Dầu khí phù hợp với tiêu chí cấp vốn của các công ty tài chính quốc tế

56 ♦ Phát triển thị trường các sản phẩm chính của Petrovietnam

TIN TỨC SỰ KIỆN

- 67 ♦ Ký hợp đồng thu gom và vận chuyển khí đồng hành mỏ Chim Sáo lô 12W
- 70 ♦ Đón dòng sản phẩm đầu tiên của Nhà máy Đạm Cà Mau
- 71 ♦ OPEC "hài lòng" về hiện trạng thị trường dầu mỏ thế giới
- 72 ♦ CAO dự báo thị trường dầu mỏ năm 2012 vẫn "nóng"

Đoàn kết, sáng tạo, nỗ lực xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển toàn diện

Tại lễ kỷ niệm 50 năm Ngày truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam với chủ đề “50 năm Ngành Dầu khí thực hiện mong ước của Bác Hồ”, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày nay đã trở thành Tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước với đặc trưng: năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế. Các thế hệ lãnh đạo và cán bộ, công nhân viên của Ngành đã đoàn kết, sáng tạo, nỗ lực xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển toàn diện, từng bước đạt ngang tầm với các nước tiên tiến trong khu vực và thế giới.

Tổng doanh thu đạt gần 160 tỷ USD

Ngày 26/11/2011, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Lễ kỷ niệm 50 năm Ngày truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam với chủ đề “50 năm Ngành Dầu khí thực hiện mong ước của Bác Hồ” (27/11/1961 - 27/11/2011). Tham dự buổi lễ có đồng chí Nguyễn Sinh Hùng - Ủy viên Bộ Chính trị, Chủ tịch Quốc hội; đồng chí Lê Khả Phiêu - Nguyên Tổng Bí thư BCH Trung ương Đảng; đồng chí Trần Đại Quang - Ủy viên Bộ Chính trị, Bộ trưởng Bộ Công an; đồng chí Phạm Quang Nghị - Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Thành ủy Hà Nội; Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan; Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và nhiều lãnh đạo các Bộ, Ban, Ngành Trung ương, địa phương và tổ chức quốc tế tại Việt Nam...

Tính đến nay, tổng doanh thu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đạt gần 160 tỷ USD, luôn duy trì mức tăng trưởng trung bình gần 20%/năm. Nộp ngân sách Nhà nước đạt trên 57 tỷ USD, chiếm trung bình 28 - 30% tổng thu ngân sách Nhà nước hàng năm; kim ngạch xuất khẩu chiếm trung bình 15%/năm tổng kim ngạch xuất khẩu của cả nước. Đặc biệt, năm 2011, trong bối cảnh kinh tế thế giới, kinh tế Việt Nam còn nhiều khó khăn, thực hiện Nghị quyết số 11/NQ-CP của Chính phủ về kiểm chế lạm phát, ổn định kinh tế vĩ mô, đảm bảo an sinh xã hội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nỗ lực hoàn thành toàn diện các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, Tập đoàn đã về đích trước thời gian 3 tháng 4 chỉ tiêu: gia tăng trữ lượng dầu khí,



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng trao tặng danh hiệu Anh hùng Lao động cho Xí nghiệp Khai thác Dầu khí (Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro). Ảnh: Ngọc Linh

tổng doanh thu, lợi nhuận trước thuế và nộp ngân sách Nhà nước. Dự kiến cả năm Tập đoàn sẽ nộp ngân sách 155 nghìn tỷ đồng, vượt 55 nghìn tỷ đồng (tương đương vượt 2,7 tỷ USD) so với kế hoạch. Tập đoàn cũng đã tích cực thực hiện công tác an sinh xã hội. Năm 2011, Tập đoàn đăng ký 600 tỷ, dự kiến thực hiện 715 tỷ đồng (vượt so với cam kết 115 tỷ đồng).

Tại buổi lễ, Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San ôn lại những mốc son lịch sử của Ngành Dầu khí Việt Nam như sự ra đời của Liên đoàn Địa chất 36, Tổng cục Dầu khí... đồng thời bày tỏ lòng tri ân sâu sắc đến cố Bộ trưởng Đinh Đức Thiện, cố Tổng cục trưởng Nguyễn Văn Biên, Nguyên Tổng cục trưởng Nguyễn Hòa và nhiều đồng chí khác đã đặt những viên gạch đầu tiên cho nền móng vững chắc của Ngành Dầu khí Việt Nam.



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng và Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan chúc mừng 50 gương mặt tiêu biểu của Ngành Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

Đồng chí Ngô Thường San xúc động trước sự giúp đỡ hết sức quý báu, thăm tình anh em của các chuyên gia Liên Xô để Việt Nam xây dựng được ngành công nghiệp Dầu khí hoàn chỉnh như hôm nay. Những vùng quê nghèo ở Dung Quất, Cà Mau, Đồng Nai đã thay da đổi thịt nhờ có Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các công trình Khí-Điện-Đạm quy mô. Thay mặt cho những người đi tìm lửa thể hệ trước, Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam gửi tới thế hệ những người làm Dầu khí hôm nay và mai sau khát vọng, ngọn lửa thiêng truyền thống 50 năm của những người đi tìm lửa: “Mong các đồng chí đồng tâm hiệp lực, năng động sáng tạo, giữ mãi cho ngọn lửa luôn rực sáng như Bác Hồ hằng mong đợi, xứng đáng với niềm tin của đất nước”.

Tại lễ kỷ niệm, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam qua các thời kỳ đã thực hiện nghi thức truyền thống và thắp sáng ngọn lửa của các thế hệ dầu khí. Giám đốc Công ty Khí Cà Mau Trần Nhật Huy đại diện cho thế hệ trẻ Ngành Dầu khí Việt Nam hứa sẽ không ngừng nỗ lực học tập, rèn luyện, lao động sáng tạo, không quản ngại khó khăn, gian khổ với “tinh thần Dầu khí”: dám nghĩ, dám làm, dám chịu trách nhiệm, quyết định kịp thời. Tuổi trẻ Ngành Dầu khí “nguyện sẽ giữ vững và phát huy truyền thống Anh hùng mà các thế hệ những người làm dầu khí đi trước đã dày công vun đắp. Để cho ngọn lửa thiêng - biểu tượng của Ngành Dầu khí luôn rực cháy trong tim mỗi người, xây dựng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hùng

manh, trở thành biểu tượng sức mạnh kinh tế và là niềm tự hào của dân tộc Việt Nam”.

Sánh vai với các tập đoàn dầu khí mạnh

Thay mặt lãnh đạo Đảng, Nhà nước, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải biểu dương những thành quả và những đóng góp to lớn của Ngành Dầu khí Việt Nam vào sự nghiệp chung của đất nước trong suốt 50 năm qua. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày nay đã trở thành Tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước với đặc trưng: năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, đang đẩy mạnh hoạt động và tập trung đầu tư vào 5 lĩnh vực kinh doanh chính là: thăm dò - khai thác; lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí, trong đó lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi. Các thế hệ lãnh đạo và cán bộ, công nhân viên của Ngành đã đoàn kết, sáng tạo, nỗ lực xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển toàn diện, từng bước đạt ngang tầm với các nước tiên tiến trong khu vực và thế giới.

Với trên 50 nghìn người lao động, tổng doanh thu của Tập đoàn ngày nay đạt 20% GDP của cả nước, với tốc độ tăng trưởng trung bình từ 18 - 20%/năm, những năm gần đây nộp ngân sách Nhà nước từ 27 - 28%, tương đương 15% kim ngạch xuất khẩu của cả nước, đồng thời đã tích cực phát huy có hiệu quả vai trò là đầu tàu kinh tế của đất nước, là một công cụ hữu hiệu trong điều tiết kinh tế vĩ mô



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao tặng Huân chương Lao động cho các cá nhân có đóng góp cho sự phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

của Chính phủ; tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền, biên giới quốc gia và thực hiện công tác an sinh xã hội. Đặc biệt, bên cạnh thương hiệu Petrovietnam đang được khẳng định ở cả trong và ngoài nước, Tập đoàn cũng đã thành công trong việc xây dựng được cho mình một nét văn hóa riêng, đặc trưng cho ngành, “Văn hóa Dầu khí Việt Nam”.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải nhấn mạnh, Đảng, Nhà nước rất tin tưởng và luôn dành sự quan tâm lớn lao cho Ngành Dầu khí, luôn theo dõi và chỉ đạo sát sao, tạo mọi điều kiện cần thiết để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển nhanh và mạnh. Nhiệm vụ của Ngành Dầu khí Việt Nam trong những năm tiếp theo hết sức nặng nề, đầy thách thức, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cần quán triệt, bám sát và triển khai thật tốt các nội dung chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của quốc gia cũng như của Ngành. Theo đó, quan điểm chiến lược là phát triển nhanh gắn liền với phát triển bền vững, phát triển bền vững là yêu cầu xuyên suốt trong Chiến lược. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cho rằng, với truyền thống 50 năm vẻ vang đã có, Tập đoàn hãy luôn tự đặt ra cho mình nhiệm vụ để có thể sánh vai với các tập đoàn dầu khí mạnh trong khu vực và trên thế giới; từ đó xây dựng các tiêu chí cụ thể về quản lý, công nghệ, thị trường cho từng giai đoạn.

Dầu khí là nguồn tài nguyên quý hiếm, không thể tái tạo, là nguồn năng lượng và nguyên liệu quan trọng của mọi quốc gia. Phó Thủ tướng Chính phủ cho rằng, Tập

đoàn Dầu khí cần tiếp tục đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí ở cả trong và ngoài nước, góp phần thiết thực bảo đảm an ninh năng lượng; triển khai thực hiện đồng bộ các giải pháp về tổ chức, quản lý, phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ, tài chính và vốn, phát triển thị trường, an toàn môi trường và phát triển bền vững, giải pháp an ninh quốc phòng... nhằm sử dụng hiệu quả các nguồn lực. Hoàn thiện mô hình, tái cơ cấu doanh nghiệp theo tinh thần Nghị quyết Trung ương 3 (Khóa XI), trong đó tập

trung vào lĩnh vực hoạt động chính của Tập đoàn; xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam thành một hình mẫu doanh nghiệp nhà nước tốt nhất, thể hiện vai trò chủ đạo, trụ cột của kinh tế nhà nước trong quá trình phát triển đất nước. Nhân dịp này, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải chúc Ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục thu được những thành tích to lớn, tốt đẹp hơn nữa; đóng góp nhiều hơn nữa, thiết thực hơn nữa vì sự phồn vinh của Tổ quốc; xứng đáng với niềm tin yêu, kỳ vọng của Đảng, Bác Hồ, Nhà nước và nhân dân; tiếp tục giữ vững vị trí trụ cột, đầu tàu trong nền kinh tế của đất nước và khẳng định vị trí cao trên bản đồ dầu khí thế giới.

Thay mặt lãnh đạo Đảng và Nhà nước, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng đã trao tặng danh hiệu Anh hùng Lao động cho Xí nghiệp Khai thác Dầu khí - Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan trao tặng Huân chương Bảo vệ Tổ quốc hạng Nhất cho Lực lượng tự vệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao Huân chương Quân công hạng Ba cho Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro), Huân chương Lao động hạng Nhất cho 2 đồng chí; Huân chương Lao động hạng Nhì cho 1 đồng chí; Huân chương Lao động hạng Ba cho 3 đồng chí. Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng và Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan cũng trao tặng biểu trưng tôn vinh 50 gương mặt tiêu biểu các thế hệ của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Ngọc Linh

Phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Nhanh, mạnh và bền vững^(*)

Phát biểu tại Lễ kỷ niệm 50 năm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, TSKH. Phùng Đình Thực - Ủy viên Ban Thường vụ Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: “Học tập tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh và thực hiện lời mong ước của Người, toàn thể cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam: lấy đồng tâm hiệp lực làm tiền đề, lấy đổi mới mọi mặt và xây dựng lực lượng chuyên nghiệp, đầu tư kỹ thuật mạnh làm phương tiện, quyết tâm thực hiện thành công mục tiêu phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nhanh, mạnh và bền vững”. Tạp chí Dầu khí xin trân trọng giới thiệu với độc giả bài phát biểu của Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại buổi lễ này.



TSKH. Phùng Đình Thực - Ủy viên Ban Thường vụ Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Lễ kỷ niệm.
Ảnh: Ngọc Linh

Nửa thế kỷ qua, dưới sự lãnh đạo của Đảng, sự quản lý của Nhà nước; sự chỉ đạo sâu sát của Chính phủ; sự hỗ trợ, giúp đỡ hiệu quả của các Bộ ngành Trung ương, các địa phương, các đối tác và nhân dân cả nước, Ngành Dầu khí Việt Nam từ những bước đi chập chững ban đầu đã lớn lên cùng đất nước; những người lao động dầu khí qua các thời kỳ với lòng say mê và khát vọng vươn lên, lao động bền bỉ, sáng tạo và cống hiến đã vượt qua mọi khó khăn, thách thức, hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước và nhân dân giao phó, đã xây dựng được Ngành Dầu khí Việt Nam lớn mạnh, hiện đại và đồng bộ, giữ vị trí đầu tàu trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, có nhiều đóng góp to lớn vào công cuộc xây dựng và bảo vệ Tổ quốc Việt Nam Xã hội Chủ nghĩa.

Cuối thế kỷ XIX, đầu của thế kỷ XX không ai có thể nghĩ rằng Việt Nam có các mỏ dầu khí, kể cả những nhà địa chất Pháp nhiều kinh nghiệm đã tiến hành khảo sát, điều tra địa chất, tài nguyên khoáng sản ở Việt Nam. Song từ 50 năm trước, với tầm nhìn xa trông rộng và bằng linh cảm của một thiên tài, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã hình dung đất nước muốn hùng mạnh, nhất định phải có một ngành công nghiệp dầu khí hiện đại. Sau khi miền Bắc nước ta được hoàn toàn giải phóng, trong chuyến thăm Liên Xô đầu tiên, với biết bao chương trình nghị sự trọng đại, Người vẫn dành riêng mối quan tâm cho ngành công nghiệp Dầu khí trong tương lai của đất nước. Câu nói của Người với các kỹ sư, công nhân dầu khí khu công nghiệp dầu lửa Baku - Azerbaijan: “Sau khi Việt Nam kháng chiến thắng lợi, Liên Xô nói chung và Azerbaijan nói riêng giúp đỡ Việt Nam

(*) Nhan đề bài viết do BBT Tạp chí Dầu khí đặt

khai thác và chế biến dầu khí, xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh như Bacu". Đây chính là những dòng chữ vàng đầu tiên của lịch sử Ngành Dầu khí nước nhà, là niềm tin, là ước vọng của đất nước, là mục tiêu hành động, là "kim chỉ nam" trong suốt quá trình xây dựng và phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Năm 1959, theo đề nghị của Chính phủ Việt Nam, Chính phủ Liên Xô đã cử các chuyên gia địa chất dầu khí sang giúp Việt Nam tiến hành điều tra địa chất dầu khí. Trong 2 năm 1959 - 1961, các chuyên gia Liên Xô đã cùng các đồng nghiệp Việt Nam hoàn thành báo cáo tổng hợp "Địa chất và triển vọng dầu khí ở nước Việt Nam Dân chủ Cộng hòa" đầu tiên ở nước ta. Xuất phát từ tầm nhìn chiến lược của Đảng và Nhà nước về ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam, cùng với kết luận ban đầu tại báo cáo địa chất dầu khí nói trên, ngày 9/10/1961, Hội đồng Chính phủ đã ban hành Nghị định số 159 quy định nhiệm vụ, quyền hạn và tổ chức bộ máy của Tổng cục Địa chất trong đó đã xác định rõ có tổ chức Đoàn thăm dò Dầu lửa. Chỉ hơn một tháng sau, ngày 27/11/1961, Tổng cục Địa chất ra Quyết định số 271 thành lập Đoàn Thăm dò Dầu lửa số 36 (tên quen gọi là Đoàn 36 và từ năm 1969 là Liên đoàn địa chất 36). Đây là tổ chức đầu tiên có nhiệm vụ nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Việt Nam với số CBCNV ban đầu trên 200 người, ngân sách ban đầu có khoảng 500 nghìn đồng. Mười sáu năm sau (tháng 3/1975) mỏ khí đầu tiên ở Việt Nam - mỏ Tiền Hải C - huyện Tiền Hải - tỉnh Thái Bình được phát hiện. **Thế theo nguyện vọng của các thế hệ những người làm công tác dầu khí, năm 2009 Thủ tướng Chính phủ đã có Quyết định chọn ngày 27/11 hàng năm là ngày truyền thống của Ngành Dầu khí Việt**

Nam. Tính từ đây, sau 48 năm xây dựng và phát triển, những người lao động Dầu khí đã chính thức có Ngày Truyền thống của riêng mình.

Với khát vọng thực hiện thành công mong ước của Bác Hồ và của cả dân tộc Việt Nam là "**xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh**", ngay sau khi nước nhà thống nhất, ngày 9/8/1975 Ban chấp hành Trung ương Đảng Lao động Việt Nam đã ra Nghị quyết số 244 về việc triển khai thăm dò dầu khí trên cả nước. Thực hiện tư tưởng Chiến lược của Nghị quyết trên, ngày 3/9/1975 Chính phủ đã ban hành Quyết định số 170 về việc thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam - tiền thân của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia hôm nay.

Trong từng giai đoạn phát triển của đất nước, Đảng và Nhà nước luôn đặc biệt quan tâm đến Chiến lược phát triển ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam: ngày 7/7/1988, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 15 về phương hướng phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2000, ngày 19/1/2006, Bộ chính trị đã có Kết luận số 41 và ngày 9/3/2006 Thủ tướng Chính phủ có Quyết định số 386 phê duyệt Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025, với mục tiêu: "**phát triển Ngành Dầu khí trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, đồng bộ, bao gồm: tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất, nhập khẩu. Xây dựng Tập đoàn Dầu khí mạnh, kinh doanh đa ngành trong nước và quốc tế**".

Trong suốt nửa thế kỷ qua đồng hành cùng sự nghiệp cách mạng của Đảng và dân tộc, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã gặt hái được nhiều thành công, trong số nhiều thành công đó có 7 thành tựu to lớn, nổi bật, làm nên tên tuổi, làm nên thương hiệu Dầu khí Việt Nam, đó là:

1. Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò khai thác - phát triển công nghiệp khí - điện - chế biến và dịch vụ dầu khí góp phần đảm bảo an ninh năng lượng đất nước

- Từ chỗ không có dầu khí, đến nay công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã xác định được trữ lượng dầu khí của các phát hiện là 1,3 tỷ tấn quy



Công tác tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí được Petrovietnam xác định là cốt lõi. Ảnh: PVN

dầu và đã nghiên cứu đánh giá tiềm năng còn lại của Việt Nam góp phần đảm bảo an ninh năng lượng của đất nước cho thời gian tới.

- Từ điểm mốc khai thác m³ khí đầu tiên năm 1981 tại mỏ khí Tiền Hải - Thái Bình, đến nay Tập đoàn đang khai thác 20 mỏ dầu khí ở trong nước và 5 mỏ ở nước ngoài (02 mỏ tại Liên bang Nga, 3 mỏ tại Malaysia), với tổng sản lượng dầu khí đến nay (tính đến hết tháng 11/2011) đạt trên 353 triệu tấn quy dầu (trong đó, khai thác dầu là trên 281 triệu tấn và khai thác khí là 82 tỷ m³).

- Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống cơ sở vật chất kỹ thuật hiện đại với nhiều hệ thống thăm dò và khai thác dầu khí nổi trên biển; 3 hệ thống đường ống dẫn khí biển - bờ; 4 nhà máy điện khí đã đưa vào vận hành đóng góp 15% năng lượng điện quốc gia; Nhà máy Đạm Phú Mỹ đang sản xuất 800.000 tấn urê/năm đóng góp gần 40% nhu cầu cả nước; Nhà máy Lọc dầu Dung Quất biểu tượng tiêu biểu của ngành công nghiệp lọc hóa dầu Việt Nam đã đi vào hoạt động cung cấp 30% nhu cầu xăng dầu cả nước. Một hệ thống cơ sở căn cứ dịch vụ kỹ thuật, bến cảng xây lắp dầu khí mạnh được hình thành. Tất cả đã tạo nên một nền công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh.

2. Tập đoàn đã hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả, đóng góp to lớn cho ngân sách, cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước

Tổng doanh thu toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đạt 160 tỷ USD, luôn ở mức tăng trưởng cao gần 20%/năm. Đến nay đã tạo được nguồn vốn chủ sở hữu gần 250 nghìn tỷ đồng, tổng tài sản toàn Tập đoàn 525 nghìn tỷ đồng. Nộp ngân sách Nhà nước đạt trên 57 tỷ USD, chiếm trung bình 28 - 30% tổng thu ngân sách Nhà nước hàng năm.

Năm 2011, trong bối cảnh kinh tế thế giới chưa hồi phục, kinh tế Việt Nam còn nhiều khó khăn, thực hiện Nghị quyết 11 của Chính phủ về kiểm chế lạm phát, ổn định kinh tế vĩ mô, đảm bảo an sinh xã hội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nỗ lực hoàn thành toàn diện các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh. Đặc biệt Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức nhiều chỉ tiêu của cả năm, về đích trước thời gian 3 tháng 4 chỉ tiêu: gia tăng trữ lượng dầu khí, tổng doanh thu, lợi nhuận và nộp ngân sách Nhà nước. Dự kiến cả năm Tập đoàn sẽ nộp ngân sách 155 nghìn tỷ đồng, vượt 55 nghìn tỷ đồng (tương đương vượt 2,7 tỷ USD) so với kế hoạch. Tập đoàn đã tích cực thực hiện công tác an sinh xã hội, năm 2011, Tập đoàn đăng ký 600 tỷ, dự kiến

thực hiện 715 tỷ đồng (vượt so với cam kết 115 tỷ đồng). Với kết quả như trên, có thể khẳng định Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là đơn vị tiên phong, thực hiện tốt nhất Nghị quyết 11 của Chính phủ. Xin chúc mừng, xin cảm ơn tập thể những người lao động Dầu khí anh hùng.

3. Tập đoàn Dầu khí là Tập đoàn tiên phong trong hợp tác, hội nhập quốc tế và mở rộng đầu tư ra nước ngoài

Song song với việc đầu tư phát triển ở trong nước, Tập đoàn đã tích cực tìm kiếm, mở rộng đầu tư ra nước ngoài; đến nay Tập đoàn đang triển khai thực hiện 18 hợp đồng tại 14 nước trên thế giới. Kết quả bước đầu đạt được là từ năm 2006 Tập đoàn đã có tấn dầu thô đầu tiên khai thác từ nước ngoài (Lô PM 304 - Malaysia), tiếp theo đưa 2 mỏ tại khu tự trị Nhenhetsy Liên bang Nga (do Liên doanh Rusvietpetro thực hiện) vào khai thác, mang lại kết quả tốt đẹp cho công cuộc "vươn ra biển lớn". Các dự án trọng điểm khác đang được Tập đoàn tích cực triển khai như: dự án khai thác dầu tại mỏ Nagumanov (do Liên doanh Gazpromviet thực hiện), dự án phát triển mỏ Junin 2 tại Venezuela và mỏ Bir-Seba tại Algeria (do Liên doanh điều hành: PVEP - PTTEP - Sonatrach thực hiện)...

4. Tập đoàn đã xây dựng được đội ngũ những người làm dầu khí hùng hậu, có trình độ cao, từng bước làm



Một góc cảng PTSC. Ảnh: CTV

chủ các hoạt động dầu khí ở trong và ngoài nước, với số lượng hiện có là trên 50 nghìn lao động, trong đó trên 2.500 người có trình độ trên đại học, trên 25.000 người có trình độ đại học và cao đẳng và trên 20.000 công nhân lành nghề, đáp ứng cơ bản nhu cầu phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

5. Tập đoàn đã tích cực phát huy và thực hiện hiệu quả vai trò là đầu tàu kinh tế của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ

Từ kết quả triển khai các công trình dầu khí của Tập đoàn thời gian qua, Tập đoàn đã thực sự là nòng cốt là hạt nhân trong việc hình thành nên các khu công nghiệp tập trung tại: Bà Rịa - Vũng Tàu - Đồng Nai - Hiệp Phước, Cà Mau, Dung Quất - Quảng Ngãi - Đà Nẵng, Nghi Sơn - Thanh Hóa... Tập đoàn luôn chủ động tổ chức thực hiện kịp thời các chủ trương của Đảng và Chính phủ đối phó với những biến động phức tạp của nền kinh tế đất nước. Các sản phẩm chủ yếu của Ngành: dầu thô, xăng dầu, đạm, điện, khí, LPG... đang góp phần tích cực chủ động bình ổn thị trường. Những đóng góp vào ngân sách Nhà nước hàng năm của Tập đoàn đang là một công cụ điều tiết vĩ mô quan trọng của Chính phủ.



6. Tập đoàn tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền và biên giới Quốc gia

7. Tập đoàn đã đóng góp xứng đáng, thiết thực vào công tác an sinh xã hội

Trong giai đoạn 2006 - 2011, xuất phát từ tâm tư, tình cảm, nguyện vọng, trách nhiệm của toàn thể CBCNV đối với xã hội và cộng đồng, toàn Tập đoàn thực hiện công tác an sinh xã hội với tổng số tiền trên 2.500 tỷ đồng, đã góp phần thiết thực cùng Chính phủ thực hiện các vấn đề an sinh xã hội của đất nước.

Các thành tích mà Ngành Dầu khí Việt Nam đạt được trong gần 50 năm xây dựng và phát triển luôn được Đảng, Nhà nước, nhân dân ghi nhận và trao tặng cho nhiều phần thưởng cao quý như: Huân chương Sao Vàng, Huân chương Hồ Chí Minh, Danh hiệu Anh hùng Lao động. Nhiều đơn vị và cá nhân của Tập đoàn được tặng danh hiệu Anh hùng Lao động và nhiều huân huy chương các loại.

Trong không khí tuyệt vời này, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tự hào xin báo cáo với Đảng, Quốc hội, Chính phủ và nhân dân cả nước: tiên tri thiên tài và ước nguyện của Bác Hồ về phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đã trở thành hiện thực. *Vinh quang của Ngành Dầu khí hôm nay được chia sẻ cho tất cả các thế hệ những người đi tìm lửa "Anh hùng" và thuộc về nhân dân cả nước.*

Trong giai đoạn phát triển mới của Tập đoàn bên cạnh nhiều thuận lợi, còn có những khó khăn. Mỗi thành viên trong ngôi nhà Dầu khí Việt Nam Anh hùng không cho phép mình được tự mãn, mà càng phải nỗ lực hơn nữa, nghiêm khắc với bản thân mình nhiều hơn nữa, ý thức trách nhiệm cao hơn nữa trong từng hành động nhỏ nhất của mình và xin hứa trước Đảng, trước nhân dân, sẽ tiếp tục phấn đấu không ngừng, tổ chức thực hiện thắng lợi Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, trong đó tập trung phát triển 5 lĩnh vực cốt lõi:

- Thứ nhất: Tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.
- Thứ hai: Lọc hóa dầu .
- Thứ ba: Công nghiệp khí.
- Thứ tư: Công nghiệp điện.
- Thứ năm: Dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao.

Với mục tiêu phấn đấu đạt được trong từng lĩnh vực như sau:

Về tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí

Đẩy mạnh đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên toàn thềm lục địa, bao gồm cả khu vực nước sâu, xa bờ, nhạy cảm, thông qua thu hút đầu tư nước ngoài, đồng thời chủ động tự đầu tư dẫn dắt. Đẩy mạnh nghiên cứu, hoàn thiện công nghệ khai thác, đảm bảo khai thác hiệu quả cao và kiểm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có; tập trung đầu tư nghiên cứu để áp dụng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu; nghiên cứu các giải pháp để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.

Tiếp tục đẩy mạnh đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài theo hướng: Xác định địa bàn đầu tư chiến lược tại các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, thuận lợi về quan hệ chính trị như: Liên bang Nga và các nước SNG, Venezuela và châu Mỹ La tinh, Trung Đông, Bắc Phi và Đông Nam Á; đa dạng hình thức đầu tư theo hướng tăng cường và mở rộng liên doanh, liên kết với các đối tác chiến lược, công ty dầu khí lớn để giảm thiểu rủi ro. Tập trung vào các dự án trọng điểm, sớm đưa các mỏ đã phát hiện vào phát triển, khai thác. Kết hợp gia tăng tìm kiếm thăm dò và mua mỏ dầu khí.

- *Phấn đấu gia tăng trữ lượng:*

Giai đoạn 2011 - 2020 là 38 - 46 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó: trong nước 25 - 30 triệu tấn/năm, ngoài nước 13 - 16 triệu tấn/năm.

- *Về khai thác dầu khí:*

- + Đến 2015 đạt 33 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó: trong nước 29 triệu tấn, ngoài nước 4 triệu tấn.

- + Đến 2020 đạt 42 - 44 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó: trong nước 30 - 31 triệu tấn, ngoài nước 12 - 13 triệu tấn.

Công nghiệp lọc - hóa dầu

Đầu tư nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, xây dựng các Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn, Long Sơn. Công suất lọc dầu đạt 16 - 17 triệu tấn/năm vào năm 2015 và 30 - 40 triệu tấn/năm vào năm 2025. Tập trung xây dựng các tổ hợp hóa dầu kết hợp với lọc dầu và chế biến khí. Nâng cao năng lực sản xuất các loại phân bón chính của Tập đoàn nhằm chiếm lĩnh thị trường trong nước và xuất khẩu góp phần đảm bảo an ninh lương thực. Xây dựng hệ thống phân phối sản phẩm dầu khí, đảm bảo thực hiện công cụ điều tiết thị trường của Chính phủ; xây dựng các kho chứa tàng trữ dầu thô bảo đảm đồng thời

dự trữ quốc gia và nguồn nguyên liệu vận hành các nhà máy lọc dầu.

Công nghiệp khí

Phát triển công nghiệp khí đồng bộ, trong đó tập trung xây dựng hệ thống hạ tầng cơ sở công nghiệp khí quốc gia: hoàn chỉnh hạ tầng công nghiệp khí khu vực phía Nam, hình thành hạ tầng công nghiệp khí khu vực phía Bắc và miền Trung; từng bước triển khai xây dựng hệ thống mạng nối đường ống dẫn khí liên vùng, liên khu vực; đẩy mạnh đầu tư các dự án xây dựng nhà máy chế biến và xử lý khí (GPP) nhằm chế biến sâu khí thiên nhiên khai thác trong nước để nâng cao hiệu quả sử dụng khí và thực hiện tiết kiệm trong sử dụng tài nguyên.

Đầu tư việc nhập khẩu LPG, LNG một cách hiệu quả, bảo đảm cân bằng cung, cầu khí trong nước. Đồng thời tăng cường đầu tư các dự án sản xuất LPG trong nước (từ các nhà máy GPP và nhà máy lọc dầu) nhằm giảm tỷ trọng và dần thay thế lượng LPG nhập khẩu.

Đảm bảo cung cấp đủ khí cho tiêu thụ công nghiệp (riêng điện chiếm 70 - 80%) và dân sinh trong nước; tích cực đầu tư, phát triển theo hướng đa dạng hóa thị trường tiêu thụ, với quy mô sản lượng khoảng 17 - 21 tỷ m³/năm vào năm 2020.

Công nghiệp điện

Tham gia sản xuất điện theo quy hoạch của Chính phủ, trong đó tập trung vào lĩnh vực sản xuất điện khí gắn với Quy hoạch phát triển công nghiệp khí. Phấn đấu đến năm 2015 tổng công suất các nhà máy điện của PVN là trên 9.250MW; đến năm 2020 là 13.000MW.

Lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí

Tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí nhằm đáp ứng tối đa nhu cầu dịch vụ dầu khí trong nước và từng bước phát triển ra thị trường khu vực và quốc tế, phấn đấu đến năm 2020 cơ bản đáp ứng được nhu cầu dịch vụ trong ngành.

- *Về thị trường:*

- + 2011 - 2015: đáp ứng khoảng 40 - 55% nhu cầu dịch vụ dầu khí trong nước và từng bước phát triển ra thị trường khu vực và quốc tế.

- + 2016 - 2020: đáp ứng 55 - 70% nhu cầu dịch vụ dầu khí trong nước.

- Về doanh thu: 2011 - 2020: doanh thu dịch vụ dầu khí đạt tốc độ tăng trưởng bình quân 20%/năm.

Cùng với việc đẩy mạnh sản xuất ở các lĩnh vực chính, trong thời gian tới Tập đoàn Dầu khí Quốc gia tiếp tục rà soát công tác đầu tư, thực hiện tốt nhất Nghị quyết 11 của Chính phủ, Nghị quyết TW3; tiếp tục tái cơ cấu doanh nghiệp tập trung vào lĩnh vực cốt lõi, nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao sức cạnh tranh trong bối cảnh cạnh tranh quốc tế ngày càng quyết liệt.

Để thực hiện thắng lợi Chiến lược tăng tốc, trong nhiệm kỳ này Đảng ủy, Hội đồng Thành viên, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn sẽ nỗ lực cao nhất để thực hiện thành công ba giải pháp đột phá: giải pháp về con người; Giải pháp về khoa học công nghệ (tập trung đổi mới, đầu tư công nghệ hiện đại. Đầu tư khoa học công nghệ để nâng cao năng suất lao động, năng lực cạnh tranh) và giải pháp về quản lý (quản lý hướng tới chuyên nghiệp, quản lý theo chuẩn mực quốc tế).

Trong ba giải pháp đột phá Tập đoàn sẽ dành nhiều thời gian, nhiều công sức cho giải pháp về phát triển nguồn nhân lực. Tập đoàn sẽ tập trung xây dựng đội ngũ, xây dựng lực lượng cán bộ (bao gồm cả 3 khâu: tìm kiếm, phát hiện; đào tạo, bồi dưỡng; bố trí, sử dụng), đào tạo đồng bộ cả ba loại cán bộ: cán bộ lãnh đạo, cán bộ khoa học công nghệ đầu ngành và cán bộ quản lý sản xuất kinh doanh, để đáp ứng ba mục tiêu: hướng tới hiện đại, chuyên nghiệp; hướng ra thế giới; hướng tới tương lai.

Đồng thời với việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, trong thời gian tới Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam kiên trì xây dựng nền tảng Văn hóa Dầu khí: vừa đậm đà bản sắc dân tộc vừa mang đặc trưng dầu khí. Văn hóa Petrovietnam mà Tập đoàn xây dựng là:

- Đoàn kết - Kỷ cương.
- Chất lượng - Hiệu quả.
- An toàn - Chắc chắn.
- Nhân ái - Trách nhiệm.
- Vì PVN phát triển bền vững.
- Vì Tổ quốc Việt Nam phồn vinh.

Trong giai đoạn tiếp theo, bên cạnh thuận lợi, Tập đoàn cũng nhận thấy những khó khăn, phức tạp là: Các dự án nhiều (có dự án khó, có nhiều dự án lớn). Các dự án thăm dò khai thác dầu khí khu vực nước sâu, các dự án lọc hóa dầu mới, các dự án nhiệt điện chạy than, hoặc dự án khai thác dầu khí tại Venezuela là những dự án lớn,

phức tạp, trong khi cán bộ có trình độ cao đang mỏng, đang thiếu. Nhu cầu vốn tăng cao trong giai đoạn 5 năm tới. Trong bối cảnh suy thoái kinh tế thế giới chưa phục hồi tiếp tục ảnh hưởng đến Việt Nam, đến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, chắc chắn việc thu xếp vốn sẽ gặp nhiều khó khăn. Nguồn tài nguyên dầu khí, đặc biệt các mỏ lớn, ngày càng khan hiếm; chúng ta phải tìm nơi xa hơn, nước sâu hơn, điều kiện địa chất phức tạp hơn, với chi phí tốn kém hơn. Tập đoàn đầu tư ra nước ngoài với quy mô lớn hơn trong điều kiện cạnh tranh quốc tế quyết liệt.

Có khó khăn, có phức tạp; tuy nhiên, thuận lợi là cơ bản. Là Tập đoàn có tiềm lực mạnh với truyền thống 50 năm, đơn vị Anh hùng; bên trên, Tập đoàn được Đảng - Chính phủ tin tưởng; bên ngoài, Tập đoàn được nhân dân cả nước giúp đỡ; bên trong, nếu chúng ta chung sức chung lòng, chắc chắn mọi khó khăn sẽ vượt qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục phát triển.

Học tập tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh và thực hiện lời mong ước của Người, toàn thể cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam: lấy đồng tâm hiệp lực làm **tiền đề**, lấy đổi mới mọi mặt và xây dựng lực lượng chuyên nghiệp, đầu tư kỹ thuật mạnh làm **phương tiện**, quyết tâm thực hiện thành công **mục tiêu** phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nhanh, mạnh và bền vững.

Những người làm công tác dầu khí hôm nay tự hào nhìn lại từng quãng đường đã đi qua đầy khó khăn nhưng rất vẻ vang và luôn tâm niệm rằng, để đạt được những thành công trên, ngoài sự nỗ lực phấn đấu không mệt mỏi, sự đoàn kết nhất trí của các thế hệ những người làm công tác dầu khí; Đảng, Nhà nước và nhân dân đã luôn luôn tạo những điều kiện tốt nhất, trong đó có cả lòng bao dung và độ lượng cho Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển. Thành công này là thành công chung của toàn Đảng và toàn dân Việt Nam.

Nhân dịp này, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam xin bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc nhất tới các đồng chí lãnh đạo Đảng, Nhà nước, các Bộ, Ban, ngành trung ương, các tỉnh, thành phố, đồng bào và chiến sỹ cả nước đã đùm bọc, cứu mang, giúp đỡ tận tình để Ngành Dầu khí có một chỗ dựa vững chắc vươn lên, vượt qua muôn vàn trở ngại để trưởng thành như ngày hôm nay và mong muốn trong thời gian tới tiếp tục được đón nhận sự quan tâm giúp đỡ của các cấp, các ngành để Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững mãi xứng danh là đơn vị Anh hùng.

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với Liên bang Nga

Ngày 15/11/2011, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dẫn đầu đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đến Moscow, bắt đầu chuyến thăm và làm việc với các công ty dầu khí của Liên bang Nga. Đây là chuyến thăm Liên bang Nga đầu tiên của TS. Đỗ Văn Hậu kể từ khi nhậm chức Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Trong thời gian thăm và làm việc tại Moscow - Liên bang Nga, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng đoàn công tác đã có buổi yết kiến Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Sergei Shmatko; đến thăm và làm việc với các công ty dầu khí Nga - Zarubezhneft, Gazprom, TNK-BP, LUKOIL, Transneft. Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu cùng đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đến thăm Công ty "Rusvietpetro" - liên doanh giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft và Công ty "Gazpromviet" - liên doanh giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom.

Tại trụ sở Công ty Dầu khí LUKOIL, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Chủ tịch LUKOIL đã ký Biên bản ghi nhớ về việc hợp tác giữa Petrovietnam và LUKOIL. Ngày 18/11, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Lễ kỷ niệm 20 năm thành lập Công ty OAO LUKOIL tại Moscow. Phát biểu tại buổi lễ, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã nêu bật truyền thống hợp tác lâu đời giữa hai nước Việt Nam và Liên bang Nga trong lĩnh vực dầu khí, bày tỏ lòng biết ơn đối với sự đóng góp của các cán bộ dầu khí lão thành Nga đối với sự phát triển của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam ngày nay.

Cũng trong dịp này, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã đến thăm Đại sứ quán Việt Nam tại Liên bang Nga và tham dự Lễ trao Huân chương Hữu nghị của nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam cho ông Aleksander Mukhin - nguyên chuyên gia Gazprom đã có nhiều đóng góp đối với các dự án hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom.

Nhật Lan



Chủ tịch Gazprom đón Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu cùng đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN



Buổi làm việc giữa lãnh đạo Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Ảnh: PVN



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Lễ kỷ niệm 20 năm thành lập Công ty OAO LUKOIL tại Moscow. Ảnh: PVN

Tuổi trẻ Dầu khí: Xung kích, sáng tạo, đổi mới

Tại diễn đàn của tuổi trẻ Dầu khí, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh, lực lượng thanh niên phải xung kích, sáng tạo, áp dụng khoa học công nghệ, tăng cường tiềm lực cho Ngành, có tâm, khát vọng, nhiệt huyết là động lực chính cho sự phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam.

Phát huy khát vọng của tuổi trẻ

Sáng ngày 24/11/2011, hơn 500 đoàn viên thanh niên Ngành Dầu khí Việt Nam đã tham dự diễn đàn trực tuyến ở 4 điểm cầu Hà Nội, Quảng Ngãi, Tp. HCM, Vũng Tàu. Đây là lần đầu tiên, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức 3 diễn đàn trong cùng một buổi sáng với các nội dung: “Thanh niên với hoạt động sáng tạo trong tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí” (điểm cầu Hà Nội, Vũng Tàu); Diễn đàn “Thanh niên với Văn hóa doanh nghiệp Petrovietnam” (điểm cầu Hà Nội, Tp.HCM); Diễn đàn “Thanh niên với công tác bảo vệ môi trường, an toàn lao động, phòng chống cháy nổ” (Hà Nội, Quảng Ngãi).

Năm Thanh niên 2011 đã gắn đi hết chặng đường hoạt động mà tuổi trẻ Dầu khí xác định với tinh thần “xông pha, tình nguyện, sáng tạo, đổi mới”, Đoàn Thanh niên Tập đoàn và tổ chức Đoàn các cấp đã quan tâm làm tốt công tác giáo dục chính trị, tư tưởng, giáo dục truyền thống, nâng cao nhận thức về vai trò của tổ chức Đoàn, đoàn viên thanh niên. Đẩy mạnh phong trào thi đua yêu nước, thi đua đăng ký đảm nhận công trình, phần việc thanh niên, phong trào “Sáng tạo trẻ”, thi đua tình nguyện, phát huy sáng kiến, cải tiến và áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới, hiến kế với lãnh đạo Tập đoàn và đơn vị trong công tác quản lý, điều hành doanh nghiệp, hoạt động sản xuất kinh doanh.



Vận hành hệ thống xử lý giàn khai thác mỏ Sư Tử Vàng

Tại Diễn đàn, Bí thư Đoàn Thanh niên Tập đoàn Nguyễn Quốc Thịnh yêu cầu các đoàn viên thanh niên mạnh dạn đề xuất cách làm, sáng kiến và những kinh nghiệm trong quá trình thực hiện các nhiệm vụ chính trị, hoạt động sản xuất kinh doanh tại đơn vị. Bí thư Đoàn Thanh niên Tập đoàn hy vọng và tin tưởng rằng từ diễn đàn này sẽ tạo được tiếng nói của tuổi trẻ, khẳng định tuổi trẻ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tạo dựng được hình ảnh riêng biệt về thanh niên, thể hiện ý chí, tự lập, tự cường, sức vươn lên của mỗi cá nhân và tinh thần sáng tạo, làm chủ khoa học kỹ thuật tiên tiến nhất, thể hiện sự thống nhất với phương châm hành động: dám nghĩ, dám làm, dám chịu trách nhiệm...



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì diễn đàn “Thanh niên với hoạt động sáng tạo trong tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí”. Ảnh: Đức Chính

Phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam

Nhấn mạnh vai trò của tuổi trẻ Dầu khí, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có được vị trí như ngày hôm nay có sự đóng góp không nhỏ của lực lượng đoàn viên thanh niên. Ngành Dầu khí Việt Nam đã có những bước tiến dài, trở thành tập đoàn kinh tế mạnh hoạt động cả ở trong và ngoài nước. Theo đánh giá của Tổng giám đốc, nội dung của 3 diễn đàn do Đoàn Thanh niên Tập đoàn tổ chức đều là những vấn đề quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam: không có thăm dò khai thác dầu khí thì không nói đến Văn hóa Dầu khí, mà nói đến hoạt động dầu khí là phải an toàn. Tuổi trẻ Dầu khí là lực lượng chủ chốt phải hình dung được 10 - 15 năm sau, Petrovietnam đang đứng ở đâu, vị thế của Ngành Dầu khí như thế nào. Hiện nay, Tập đoàn đang hoạt động ở toàn bộ thềm lục địa Việt Nam nhưng mới ở vùng nước nông, trong thời gian tới sẽ phải tiến ra vùng nước sâu. Trong 10 năm tới, Tập đoàn đầu tư phương tiện, thiết bị phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt đối với khu vực nước sâu, xa bờ; tự chủ 100% công tác thăm dò, thăm lượng, đánh giá mỏ, chế tạo, xây lắp, thiết kế, vận hành các công trình dầu khí. Bên cạnh đó, Tập đoàn đặt mục tiêu hoàn thiện đồng bộ hạ tầng công nghiệp khí từ Nam ra Bắc, từng bước triển khai xây dựng

hệ thống mạng nối đường ống dẫn khí liên vùng, liên khu vực...

Với những nhiệm vụ lớn như vậy, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu mong muốn thanh niên Dầu khí phát huy tinh thần xung kích, áp dụng khoa học công nghệ, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, đổi mới cách làm trong công việc hàng ngày. Tổng giám đốc nhấn mạnh: “Muốn xung kích, muốn sáng tạo phải có khát vọng phát triển; không có khát vọng, không xung kích thì không phát triển được”. Tuổi trẻ Dầu khí cũng phải xây dựng, phát triển Văn hóa Dầu khí vì tập thể, mình vì mọi người, vì mục tiêu phát triển, vì cái chung, đặt lợi ích của tập thể, lợi ích Quốc gia lên hàng đầu. Phát huy truyền thống vẻ vang của Ngành Dầu khí Việt Nam, với khát vọng trẻ, ý thức xung kích, ý thức trách nhiệm, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng rằng tuổi trẻ Dầu khí sẽ là chỗ dựa và động lực chính cho sự phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam.

Sáng tạo trong thăm dò khai thác dầu khí

Điểm nhấn trong hoạt động của tuổi trẻ Dầu khí lần này là diễn đàn “Thanh niên với hoạt động sáng tạo trong tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí”. Đoàn viên thanh niên tại hai điểm cầu Hà Nội - Vũng Tàu đã thảo luận về các vấn đề như: “Những bước tiến mới trong dịch vụ xử lý

minh giải Real Time” của Đoàn Thanh niên Vietsovpetro, “Vấn đề mất dung dịch khoan trong công tác khoan dầu khí” của Đoàn Thanh niên DMC, “Giải pháp thực hiện đo tham số góc dính ướt của dầu và đá chứa trong nước ở điều kiện nhiệt độ cao” của Đoàn Thanh niên Viện Dầu khí Việt Nam; “Các giải pháp công nghệ gia tăng sản lượng khai thác thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ” của Đoàn Thanh niên Vietsovpetro; “Nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng phương pháp vi sinh hóa lý tổng hợp” của Đoàn Thanh niên Viện Dầu khí Việt Nam... Trong đó, hợp đồng dịch vụ xử lý minh giải Real Time cho 2 giếng khoan Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây của KNOG do các kỹ sư trẻ của Xí nghiệp Địa vật lý giếng khoan - Vietsovpetro thực hiện thành công; giải pháp khắc phục hiện tượng mất dung dịch khoan đối với giếng Đại Hùng 13P của tuổi trẻ DMC-WS hay giải pháp đo góc dính ướt của dầu và đá trong điều kiện môi trường nước vỉa có nhiệt độ cao cho các giếng mỏ Tê Giác Trắng của Đoàn Thanh niên Viện Dầu khí Việt Nam... là minh chứng cụ thể về sự lao động sáng tạo của lực lượng thanh niên.

Tại diễn đàn “Thanh niên với Văn hóa Doanh nghiệp Petrovietnam”, các đoàn viên thanh niên đã thảo luận về dự thảo “Văn hóa doanh nghiệp Petrovietnam”. Nội dung của dự thảo gồm 3 phần chính: đặc trưng văn hóa Petrovietnam, quy tắc ứng xử và quy chế. Trong đó, nội

dung của “giá trị cốt lõi” đó là: Trí tuệ: là điểm tựa và sức mạnh, Chuyên nghiệp: là sự ổn định và bền vững, Nghĩa tình: là chất keo gắn kết, Truyền thống: Giúp vượt qua thách thức, Petrovietnam: Ngôi nhà chung của người lao động dầu khí. Phát biểu kết thúc diễn đàn, đồng chí Trần Quang Dũng - Trưởng Ban Tuyên giáo Đảng ủy Tập đoàn cho rằng dầu khí là tài nguyên nhiều quốc gia trên thế giới có, trong đó có Việt Nam nhưng không phải vô tận. Con người cũng là một tài nguyên nhưng vô tận, việc phát huy tiềm năng sức trẻ vào công việc chung của Tập đoàn sẽ là hướng đi vững chắc của Petrovietnam để xây dựng văn hóa đậm đà bản sắc dầu khí.

Bên cạnh đó, Diễn đàn “Thanh niên với công tác bảo vệ môi trường, an toàn lao động, phòng chống cháy nổ” được các đoàn viên bàn luận nhiều về các công trình Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Kho cảng xuất nhập xăng dầu, phòng chống cháy nổ ở những kho dầu, khí... Theo đồng chí Vũ Khánh Trường - Thành viên Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, vấn đề bảo vệ môi trường, an toàn lao động, phòng chống cháy nổ trong hoạt động dầu khí đang được quan tâm sát sao và đang được tuổi trẻ Petrovietnam đóng góp trí tuệ vào lĩnh vực này.

Hà Linh



Tiêu chí vận hành hiệu quả, an toàn Nhà máy Lọc dầu Dung Quất luôn được đặt lên hàng đầu. Ảnh: BSR



TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM
VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Viện Dầu khí Việt Nam (Vietnam Petroleum Institute -VPI) là Tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của cả nước hoạt động trong tất cả mọi lĩnh vực công nghiệp dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn, Tổ chức nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ duy nhất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 7 trung tâm nghiên cứu chuyên ngành Dầu khí: Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác, Chế biến, An toàn Môi trường, Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ, Kinh tế và Quản lý, Phân tích Thí nghiệm, Lưu trữ.



TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM



Phương pháp phân tích cổ địa lý tương đá, mô hình lắng đọng trầm tích xác định điều kiện hình thành bẫy dầu, khí phi cấu tạo tại khu vực Bắc bể Cửu Long

ThS. Trần Mạnh Cường
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
TS. Nguyễn Mạnh Thường
Hội Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Sử dụng phương pháp phân tích đặc điểm cổ địa lý và mô hình lắng đọng trầm tích để xem xét điều kiện hình thành bẫy phi cấu tạo trong thời kỳ hình thành tập E - hệ tầng Trà Tân tuổi Oligocen, sẽ cung cấp cho bạn đọc những cơ sở khoa học và thực tế, góp phần định hướng triển khai công tác tìm kiếm phát hiện những tích tụ dầu, khí mới trong khu vực Bắc bể Cửu Long và những khu vực liền kề một cách hợp lý và hiệu quả.

Đặt vấn đề

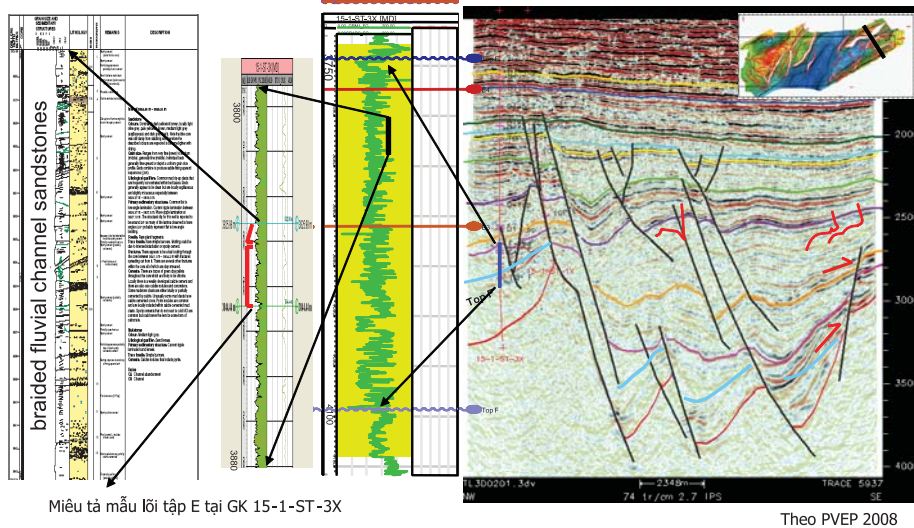
Hơn 30 năm hoạt động thăm dò, khai thác trên thềm lục địa Việt Nam nói chung và trên khu vực Bắc bể Cửu Long nói riêng, nhiều tích tụ dầu, khí lớn là những bẫy cấu tạo đã được phát hiện và đưa vào khai thác. Hy vọng về sự phát hiện đối với những tích tụ dầu, khí kiểu như vậy, hiện nay là rất hiếm. Nhưng yêu cầu gia tăng trữ lượng, đảm bảo sản lượng khai thác ổn định, đáp ứng nhu cầu năng lượng dầu, khí cho phát triển kinh tế đất nước ngày càng tăng. Vì vậy, việc tìm kiếm phát hiện ra những tích tụ mới của dầu mỏ, là những bẫy phi cấu tạo trên thềm lục địa Việt Nam nói chung và tại khu vực Bắc bể Cửu Long nói riêng là rất quan trọng. Việc sử dụng phương pháp nghiên cứu, phân tích đặc điểm cổ địa lý tương đá, mô hình lắng đọng trầm tích đối với các thành tạo trầm tích của tập E - hệ tầng Trà Tân tuổi Oligocen trong mặt cắt địa chất các thành tạo Kanozoi, khu vực Bắc bể Cửu Long là một thử nghiệm đầu tiên, góp phần làm cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc định hướng, lựa chọn, triển khai các phương pháp tìm kiếm, thăm dò những tích tụ dầu mỏ mới một cách hợp lý, làm động lực khuyến khích việc sử dụng những phương pháp mới vào nghiên cứu sự hình thành các bẫy phi cấu tạo trong các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam hiện nay.

Cơ sở dữ liệu

Từ cách đặt vấn đề ở trên, với những khu vực ngập nước trên thềm lục địa Việt Nam là những vùng kín, vì thế việc chọn tập E làm đối tượng nghiên cứu phân tích (Hình 1) phải dựa trên những tài liệu địa vật lý (địa chấn - địa tầng, tương địa chấn, địa vật lý giếng khoan) kết hợp với các tài liệu địa chất giếng khoan, thạch học, cổ sinh địa tầng trong quá trình giám sát địa chất giếng khoan, sau đó tổng hợp xử lý bằng việc ứng dụng những phần mềm chuyên dụng, mới có thể giúp chúng ta xây dựng được những bản đồ cổ địa lý, mô hình lắng đọng trầm tích của thời kỳ hình thành tập E (Hình 2, 3 và 4) và bản đồ môi trường lắng đọng trầm tích tập E (Hình 5) mới có những cơ sở dữ liệu dùng cho những nghiên cứu phân tích đặc điểm cổ địa lý môi trường lắng đọng trầm tích liên quan đến điều kiện hình thành các bẫy phi cấu tạo trong các thành tạo trầm tích của tập E hệ tầng Trà Cú và phần dưới hệ tầng Trà Tân tuổi Oligocen, khu vực Bắc bể Cửu Long là khu vực không có những điểm lộ đá gốc trên thềm lục địa Đông Nam Việt Nam.

CHỈ DẪN: Cột địa tầng Cột địa chất Cột địa tầng Cột địa chất Cột địa tầng Cột địa chất (Theo PVPEP, 2007)	KAINOZOI							Giới
	PALEOGEN			NEOGEN			PLIOXEN ĐỆ TỬ	Hệ
	OLIGOXEN		MIOXEN			PLUOXEN - ĐỆ TỬ	Thống	
	Dưới	Trên	Dưới	Giữa	Trên			
Móng	Trà Cú	Trà Tân	Bạch Hồ	Cồn Sơn	Đông Nai	Biển Đông	Hệ tầng	
1000	0-500	140-2000	300 - 1250	250 - 900	500 - 750	400 - 700	Bề dày (m)	
								Thạch học
M	F	m	D	C	BI	BI	BI	Tập địa chấn
Poor / Barren, N6		Ridali Bed		N9 - N13		N15 - N18 TT3	NN10 - NN11	Đới cơ sinh
Florschuetzia trilobata		FL levipoli		FI meridionalis		Dacrydium-Phyllocladus zone		
C. vanrd	C. dorogensis L. neogenicus Sub.	M. howard Acmezone	FL. trilo.	FL. merl. sub.				
Sông, hồ	Hồ - Biển nông	Delta - Biển nông	Đồng bằng ven biển - Biển nông	Biển nông - Ven bờ	Biển nông			Môi trường
Dầu	Dầu Khí		Dầu					Biểu hiện DK

Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp Bắc bể Cửu Long



Hình 2. Kết quả minh giải tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý tập E

Phân tích cổ địa lý, môi trường lắng đọng trầm tích

Bằng kết quả minh giải tổng hợp tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan đối với tập E (Hình 2). Việc mô tả mẫu lõi tập E tại giếng khoan 15 - 1 - ST - 3X cho thấy trong tập E tồn tại các lớp cát bãi bồi là do cát lòng sông, với độ lựa chọn tương đối đồng đều, có kích thước hạt trung bình nằm xen kẽ chính hợp trong những thành tạo trầm tích của tập E, đó là đối tượng rất thuận lợi cho khả năng

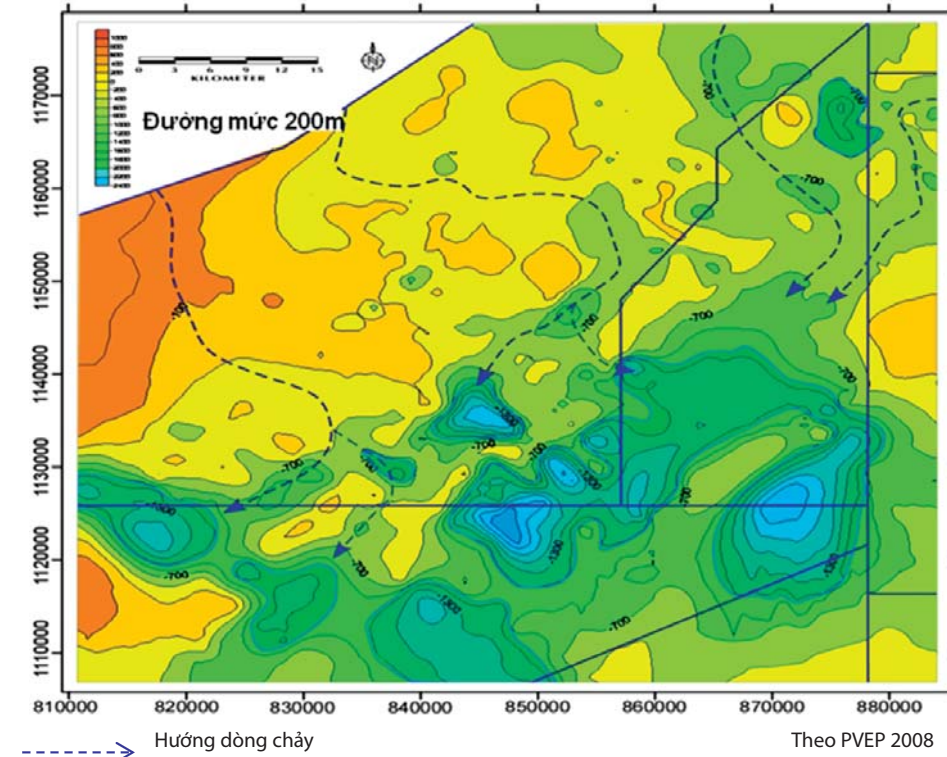
trở thành tầng chứa dầu, khí có thể gặp trong tập E. Đó cũng chính là dấu hiệu, là điều kiện để xác định sự hình thành bẫy phi cấu tạo dạng địa tầng chính hợp trong mặt cắt của khu vực Bắc bể Cửu Long nói chung và trong tập E nói riêng.

Từ những dấu hiệu đó, chúng ta có thể phân tích đặc điểm cổ địa lý, tập E trên Hình 3. Ở Hình 3, chúng ta thấy đặc điểm địa lý tự nhiên vào thời kỳ tập E có địa hình phân cắt, đường bờ của bể trầm tích khúc khuỷu, bề lắng đọng có diện tích rộng mở ở phần phía Nam và Đông Nam, nơi đây có độ sụt lún mạnh hơn tạo nên các trũng sâu, đó là khu vực lắng đọng chủ yếu của toàn bể, song mức độ sụt lún cục bộ ở từng bộ phận trong phạm vi của phần Nam, Đông Nam khu vực Bắc bể Cửu Long cũng khác nhau, chính vì vậy mà nơi đây đã tạo ra những hố sụt cục bộ và trở thành những trung tâm lắng đọng của nguồn vật liệu được chuyển tải từ khối bóc mòn phía Đông và phía Tây - Tây Bắc, dọc theo các dòng chảy, ban đầu chủ yếu theo hướng Bắc - Tây Bắc sau khi vượt qua khu vực bị bóc mòn, thì dòng chảy lại đổi hướng chuyển tải vật liệu xuống hướng Nam, cung cấp vật liệu lắng đọng cho các trũng cục bộ phân bố ở phần diện tích phía Nam, Đông Nam của khu vực Bắc bể Cửu Long.

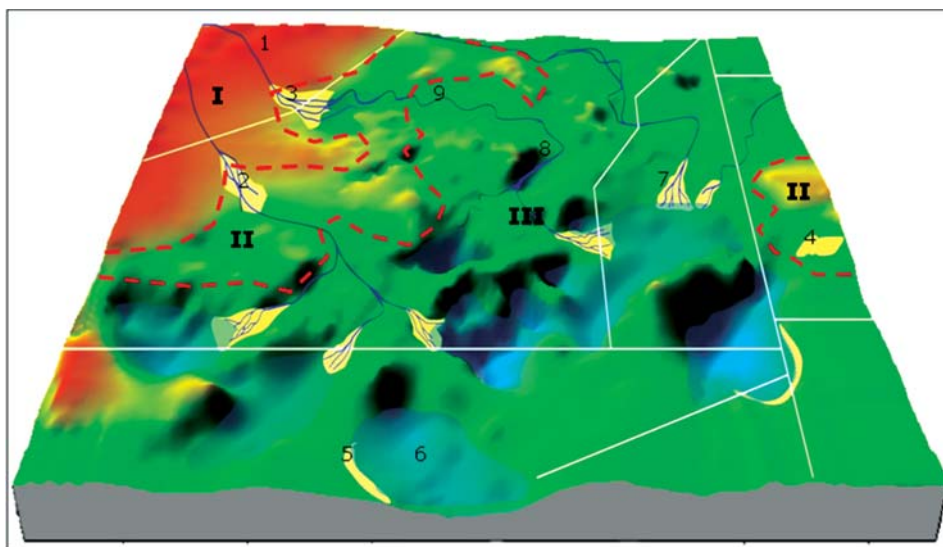
Do đặc điểm cổ địa lý ở trên đã tạo ra mô hình lắng đọng trầm tích tập E của khu vực được thể hiện ở Hình 4. Qua Hình 4, ta thấy rõ ranh giới của đới bóc mòn I, đới chuyển tiếp II và đới lắng đọng thực thụ III, trên mỗi đới đều thể hiện những mô hình lắng đọng trầm tích riêng.

Ở đới I chỉ phát triển kiểu lắng đọng trầm tích lòng sông, kênh rạch với số thứ tự 1, như được ghi trên hình vẽ. Ở đới II, phát triển chủ yếu mô hình lắng đọng của các tướng của sông 2, bãi bồi tam giác châu cửa sông 3 và sườn dốc 4. Đó là những kiểu lắng đọng rất điển hình và thuận lợi

cho sự hình thành các bẫy địa tầng kiểu chỉnh hợp trên sườn dốc của các bể trầm tích. Ở đới III, đới lắng đọng thực thụ, với đặc trưng của mô hình lắng đọng trầm tích của các tướng bãi bồi ven sông 9, hồ móng ngựa 8, doi cát ven hồ 5 và bãi bồi đầm hồ 6, thậm chí phát triển khá phổ



Hình 3. Bản đồ cổ địa lý thời kỳ tập E



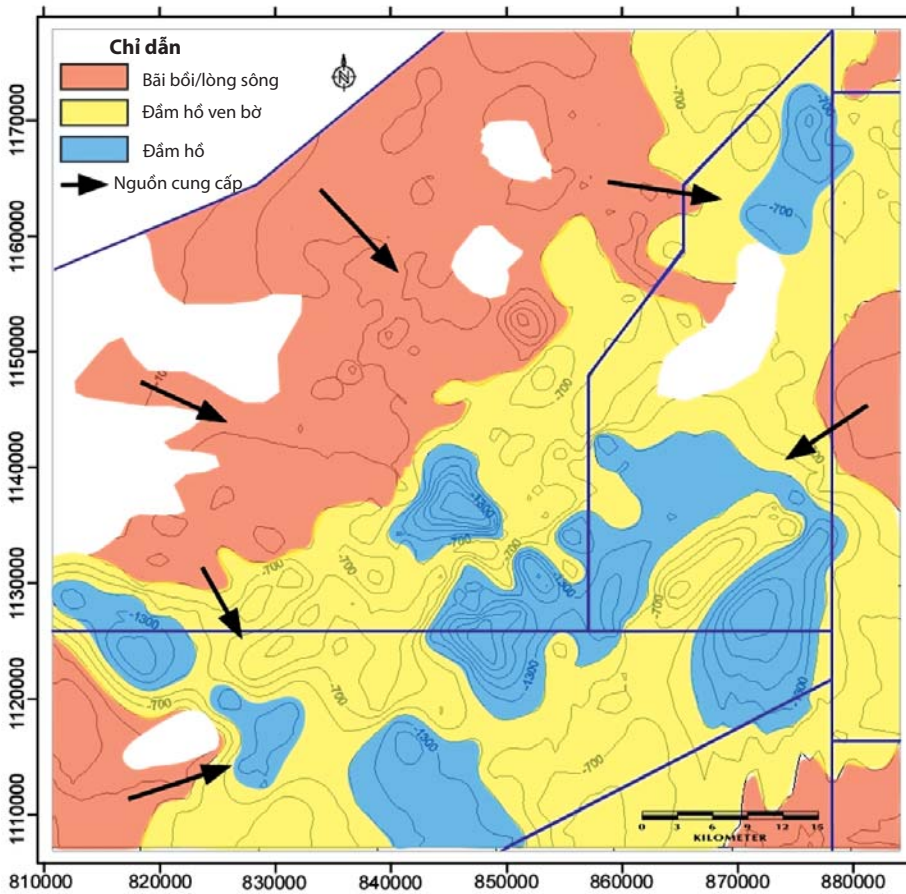
- 1 - Hẻm núi; 2 - Quạt bồi tích; 3 - Quạt châu thổ; 4 - Chân dốc;
- 5 - Cát ven hồ; 6 - Đầm hồ; 7 - Châu thổ và cửa sông;
- 8 - Sông ngoằn ngoèo; 9 - Sông bện;
- I - Vùng nâng cao; II - Vùng chuyển tiếp; III - Vùng lắng đọng

Theo PVEP 2008

Hình 4. Mô hình lắng đọng trầm tích tập E

biến kiểu mô hình lắng đọng trầm tích kiểu bãi bồi tiến delta 7 là kết quả của sự thay đổi tốc độ dòng chảy, điển hình với tốc độ ổn định êm đềm ở những vùng cửa sông trong vùng lắng đọng thực thụ, thuộc kiểu địa hình có dạng bình nguyên. Từ những mô hình lắng đọng trầm tích được phát triển ưu tiên của từng đới được thể hiện ở Hình 4 nêu trên, cung cấp cho chúng ta một nhận xét tổng quát về đặc điểm nguồn gốc môi trường lắng đọng của thời kỳ tập E - tuổi Oligocen sớm, trong mặt cắt trầm tích của khu vực Bắc bể Cửu Long, hoàn toàn là môi trường lục địa. Thêm một bằng chứng giúp cho chúng ta có cơ sở xác định, đánh giá về khả năng tồn tại của bẫy phi cấu tạo, kiểu địa tầng chỉnh hợp trong khu vực Bắc bể Cửu Long.

Để có được những bằng chứng tin cậy hơn về đặc điểm của sự hình thành các bẫy phi cấu tạo trong tập E - tuổi Oligocen sớm trong mặt cắt trầm tích Bắc bể Cửu Long, ta có thể xem xét kết quả xây dựng bản đồ môi trường lắng đọng trầm tích tập E (Hình 5). Trên Hình 5, biểu diễn quy mô phân bố của các môi trường lắng đọng trầm tích của thời kỳ tập E, khu vực Bắc bể Cửu Long. Ở đó, thể hiện rất rõ môi trường bãi bồi lòng sông và đầm hồ ven bờ chiếm trên



Hình 5. Bản đồ môi trường lắng đọng trầm tích tập E

diện tích chủ yếu tới 3/4 diện tích khu vực Bắc bể Cửu Long thời kỳ Oligocen sớm, chỉ còn lại khoảng 1/4 diện tích khu vực là có sự tồn tại của môi trường đầm hồ đích thực, phân bố phù hợp với mô hình lắng đọng trầm tích là đới III, đới lắng đọng thực thụ phân bố ở phần phía Nam và Đông Nam khu vực Bắc bể Cửu Long, đã được thể hiện trên Hình 4. Nguồn cung cấp vật liệu trầm tích cũng biểu hiện rất rõ, hầu hết vật liệu trầm tích được cung cấp từ hướng Tây - Tây Bắc, chỉ có một phần rất hạn chế là từ hướng Đông - Đông Bắc (Hình 5).

Trao đổi và kết luận

Qua những phân tích về cổ địa lý, mô hình lắng đọng và môi trường trầm tích của các thành tạo địa chất của tập E, trên cơ sở của các hình vẽ minh họa ở trên có thể thấy việc nhận dạng về sự hình thành các bể dầu, khí kiểu phi cấu tạo trong khu vực Bắc bể Cửu Long nói chung theo không gian và trong tập E tuổi Oligocen sớm trong mặt cắt địa tầng các thành tạo Kainozoi theo thời gian nói riêng, nổi lên một ý nghĩa rất quan trọng của việc nghiên

cứu cổ địa lý tương đá đối với những khu vực kín, là những khu vực ngập nước ven bờ trên thềm lục địa, hoặc là những vùng đồng bằng hạ lưu của sông Hồng, sông Cửu Long là rất cần thiết. Kết quả của những phương pháp xây dựng bản đồ cổ địa lý, mô hình lắng đọng và môi trường trầm tích sẽ giúp chúng ta có cơ sở phân tích sự tồn tại của các bể dầu, khí kiểu mới, phi cấu tạo, mà bằng phương pháp vẽ bản đồ cấu tạo truyền thống qua khảo sát địa vật lý, thu nổ sóng địa chấn phản xạ, rất khó phát hiện. Điều đó sẽ giúp chúng ta có cơ sở để định hướng công tác thăm dò, lựa chọn và triển khai các phương pháp tìm kiếm, thăm dò hợp lý đối với các bể phi cấu tạo một cách thực tế. Nhằm phát hiện các kiểu tích tụ dầu, khí khác có khả năng tồn tại trong khu vực nghiên cứu của chúng ta. Góp phần

gia tăng trữ lượng, ổn định sản lượng khai thác, đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển kinh tế của đất nước.

Tài liệu tham khảo

1. Bajenova T.K. và nnk, 1981. *Đánh giá sự hình thành và tích tụ của dầu mỏ trong các giai đoạn khác nhau của quá trình hình thành các bể trầm tích*. MGU, Moscow, p. 202 - 203.
2. Berger M.G. và nnk, 1979. *Nghiên cứu cổ địa lý trong địa chất dầu mỏ*. Moscow, Nauka, p. 7 - 29.
3. Taylor Brian, Hayes D.E, 1983. *Origin and history of the East Sea basin*. Lamont Doherty geological observatory of Columbia University Palisades, New York, 1983, p. 23 - 56.
4. Vietnam Petroleum Institute, Sept, 1998. *Seminar on petroleum geology of the Cuu Long basin block 15 - 1*. Hand at brochure to Cuu Long JOC, VPI, Ha Noi.



Phát triển hệ thống duy trì áp suất vỉa ở các mỏ thuộc Liên doanh Vietsovpetro

KS. Nguyễn Văn Đức, KS. Zarunev S.
KS. Vũ Quốc Tuyển, KS. Nguyễn Công Hiếu
Viện NCKH &TK Dầu khí biển, Vietsovpetro

Phương pháp duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước (còn gọi là PPD - viết tắt theo phiên âm tiếng Nga - Поддержание пластового давления) nhằm mục đích nâng cao hệ số thu hồi dầu là một trong các phương pháp cơ bản đang được áp dụng ở Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro. Phương pháp này được bắt đầu tiến hành từ tháng 7/1987, giếng bơm ép đầu tiên là giếng số 22 với nhiệm vụ bơm ép nước biển vào các vỉa dầu thuộc đối tượng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ. Một năm sau đó, phương pháp duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước được mở rộng ra tầng Oligocen dưới rồi đến thân dầu đá móng. Đến nay nó phát triển hầu khắp trên các mỏ dầu khí thuộc Vietsovpetro (Hình 1 - Sơ đồ kết nối hệ thống duy trì áp suất vỉa thuộc các mỏ Vietsovpetro). Hiệu quả của phương pháp này được thể hiện qua các chỉ số sau: Đến thời điểm 01/01/2011, theo tính toán của Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ được thiết lập năm 1998 thì hệ số thu hồi dầu là 17% nhưng thực tế đạt 23 - 32% với sản lượng dầu khai thác cộng dồn kể từ khi bắt đầu khai thác là 189,9 triệu tấn, đã bơm ép vào vỉa với khối lượng nước biển đã qua xử lý là 263,3 triệu m³ và đưa về bờ khoảng 22.387,26 triệu m³ khí đốt.

Dưới đây là những điểm nhấn của quá trình phát triển hệ thống duy trì áp suất ở Liên doanh Vietsovpetro:

Lựa chọn và các tiêu chí của chất bơm ép

Liên doanh Vietsovpetro đã lựa chọn nước biển là chất bơm ép để bơm vào vỉa nhằm duy trì áp suất vỉa và quét dầu và đẩy vào giếng khai thác. Việc nâng cao chất lượng nước bơm ép gắn liền với quá trình phát triển hệ thống thiết bị máy bơm ép và được nói chi tiết ở phần dưới. Ở khu vực giàn công nghệ trung tâm số 2 (gọi tắt là giàn STP-2) vùng mỏ Bạch Hổ, nước biển dùng để bơm ép vỉa được bơm lên từ độ sâu 25m. Các mẫu nước được lấy tại chiều sâu này cùng với các mẫu nước lấy từ phin lọc tinh ở các tổ hợp máy bơm (thường gọi là Block Module hay BM) được gửi về Phòng Thí nghiệm nước thuộc Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (Viện NIPI) để phân tích. Kết quả phân tích các mẫu này được đưa ra trong Bảng 1.

Theo kết quả phân tích, nước bơm ép sau khi được xử lý đã đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật để ra và cho thấy do có hệ thống xử lý nước hoàn chỉnh nên trong nước biển bơm ép vỉa không có vi khuẩn hiếu khí và vi khuẩn khử

Các đặc tính hoá lý sinh của nước biển và nước bơm ép

Số TT	Các chỉ số	Nước biển ở STP-2 lấy từ độ sâu 25m	Nước bơm ép trong BM 40000 sau khi xử lý
1	Màu sắc	Không màu	Không màu
2	Mùi	Không	Không
3	Tỷ trọng, g/cm ³	1,023	1,023
4	pH	7,7	8,1
5	Cl ⁻ , mg/l	19104	18980
6	SO ₄ ²⁻ , mg/l	2611	2518
7	HCO ₃ ⁻ , mg/l	134	157
8	CO ₃ ²⁻ , mg/l	0	0
9	OH ⁻ , mg/l	0	0
10	S ²⁻ , mg/l	0	0
11	Na ⁺ + K ⁺ , mg/l	11268	11270
12	Ca ⁺⁺ , mg/l	406	363
13	Mg ⁺⁺ , mg/l	1286	1249
14	Ba ⁺⁺ , mg/l	< 0,1	< 0,1
15	Sr ⁺⁺ , mg/l	5	5
16	ΣFe, mg/l	0,02	0,00
17	Tổng khoáng hoá, g/l	34,809	34,537
18	Tạp chất rắn, mg/l	0,38	0,2
19	Nồng độ dầu, mg/l	0	0
20	Vi khuẩn hiếu khí, tế bào/ml	Nhỏ nhất: 100 - 1000 Lớn nhất: 100000 - 1000000	0
21	Vi khuẩn khử sunfat, tế bào/ml	Nhỏ nhất: 1 - 10/500ml Lớn nhất: 1 - 10/ml	0

sunfat. Các vi khuẩn này có trong nước biển nhưng khi đi qua hệ thống xử lý ở các tổ hợp máy bơm ép (BM) chúng bị tiêu diệt bởi hipoxlorit natri (NaClO₄). Theo tiêu chuẩn kỹ thuật chỉ ra rằng sự tồn tại các vi khuẩn này trong nước bơm ép là hoàn toàn cấm kỵ vì những vi khuẩn này không chỉ gây ô nhiễm hệ thống duy trì áp suất vỉa nói chung mà còn gây ô nhiễm môi trường vỉa sản phẩm tạo ra các lắng đọng, tích tụ.

Về tổng thể, nước biển là nguồn bổ sung vô tận cho việc bơm ép để duy trì áp suất vỉa với giá thành thấp nhất. Sau khi được xử lý với công nghệ cao, nó hoàn toàn đáp ứng những yêu cầu kỹ thuật của hệ thống duy trì áp suất vỉa.

Phát triển và hoàn thiện hệ thống thiết bị máy bơm của hệ thống duy trì áp suất vỉa

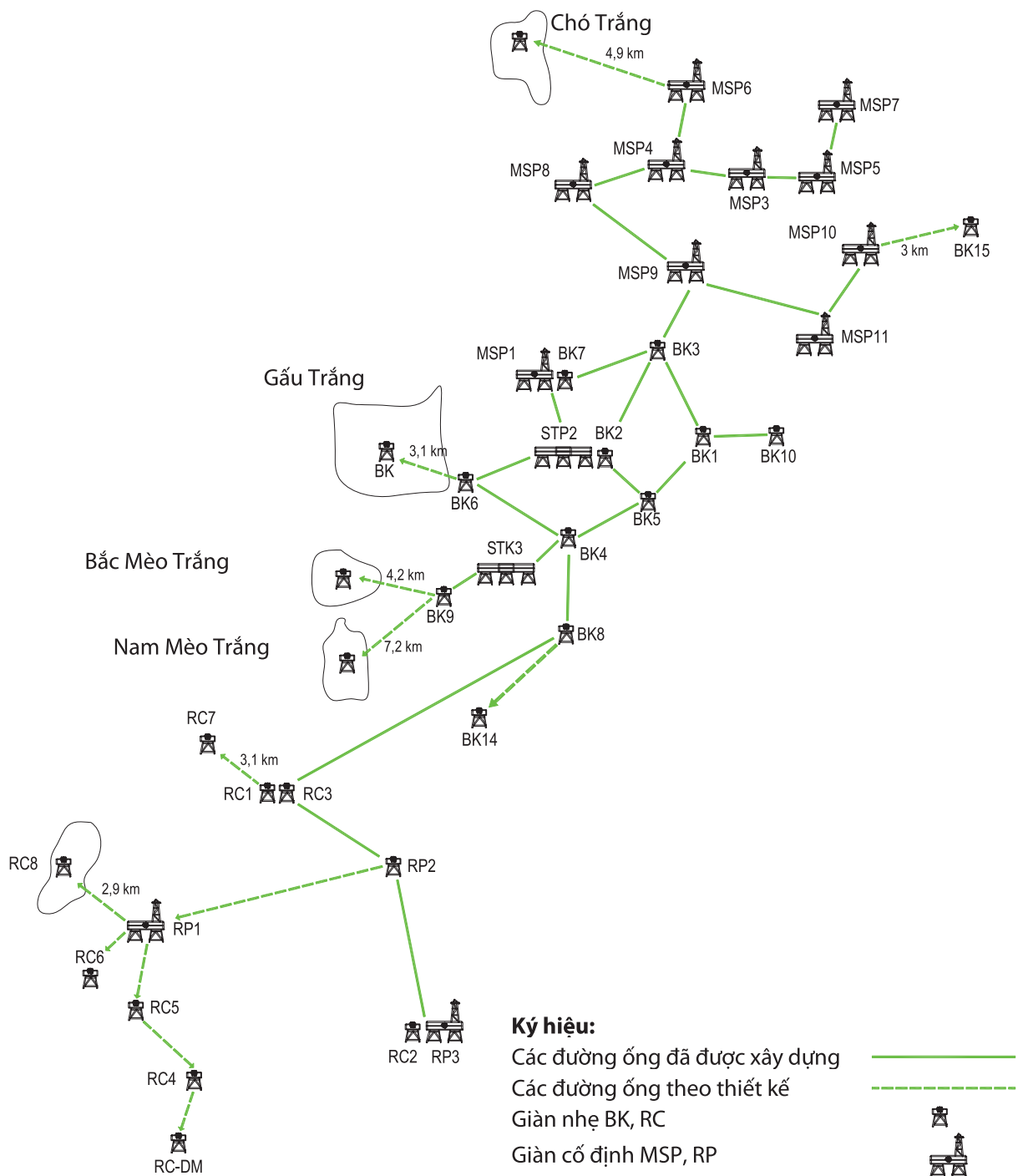
Mỏ Bạch Hổ có hai loại giàn: Giàn nhẹ thường gọi là BK (viết tắt từ phiên âm tiếng Nga - Блок кондукторов) có diện tích mặt bằng hẹp trên đó chỉ đủ để thiết bị cho 7

giếng khai thác và chỗ sinh hoạt cho khoảng 10 người và không có chỗ để đặt thiết bị máy bơm ép nên khi cần bơm ép nước vào vỉa cần phải xây dựng đường ống nước cao áp để đưa nước từ các giàn lớn hoặc giàn chuyên dụng bơm ép về. Giàn lớn hay giàn cố định thường gọi là MSP (viết tắt từ phiên âm tiếng Nga - Морская стационарная платформа) có diện tích rộng gấp 20 lần giàn BK, trên đó có thể vừa khoan vừa khai thác vừa tiến hành bơm ép nước vào vỉa. Trong thời gian đầu khai thác mỏ Bạch Hổ, để duy trì áp suất vỉa, các máy bơm ly tâm kiểu ESN-250-1600, 4AN-700, UESPK đã được bố trí trên các giàn MSP dùng cho mục đích bơm ép nước vào vỉa để duy trì áp suất. Nhưng những máy bơm này có công suất nhỏ, áp suất ở miệng ra của máy bơm thấp và thời gian sử dụng chúng trong điều kiện biển là rất thấp (nhanh chóng bị rỉ sét dẫn đến làm việc kém hoặc không làm việc), không đáp ứng yêu cầu của sản xuất.

Năm 1992 số lượng giếng bơm ép tăng lên do lượng nước bơm ép theo yêu cầu lớn, do đó hệ thống duy trì

áp suất vỉa đã được hình thành trên các giàn cố định. Hệ thống này gồm nhiều máy bơm nhỏ lẻ như đã giới thiệu ở trên nhưng mang tính cục bộ (bơm ép tại chỗ) nên được gọi là Hệ thống duy trì áp suất vỉa cục bộ (hay hệ thống PPD cục bộ). Hệ thống PPD cục bộ rất đơn giản ngoài các máy bơm kiểu ESN-250-1600, 4AN-700 và UESPK vẫn dùng từ trước đây, nay bổ sung thêm các máy bơm kiểu ADENA và FMC có công suất và độ bền cao với việc hình thành hệ

thống xử lý nước bơm ép nhưng rất đơn giản: Sau khi được bơm lên, nước biển được bổ sung thêm định lượng chất khử oxy, chất chống ăn mòn và chất khử khuẩn rồi bơm vào giếng bơm ép rồi vào vỉa. Những năm tiếp theo, cùng với xây dựng công trình tổ hợp giàn công nghệ trung tâm 3 (STK-3) tại khu vực này cũng đồng thời xây dựng giàn bơm ép nước chuyên dụng gọi là giàn PPD-30.000.



Hình 1. Sơ đồ kết nối hệ thống duy trì áp suất vỉa thuộc các mỏ Vietsovpetro

Giàn PPD-30.000 gồm 3 tổ hợp máy bơm (3BM) với công suất mỗi tổ hợp là 10.000m³/ng, tổng công suất của giàn là 30.000m³/ng, với áp suất đầu ra 250atm, có hệ thống xử lý nước hoàn chỉnh. Tiếp theo sự ra đời của giàn bơm ép vỉa PPD-30.000, thiết bị bơm ép vỉa trên giàn MSP-8 và MSP-9 cũng được nâng cấp bằng việc đặt trên mỗi giàn này một tổ hợp máy bơm (BM) với công suất mỗi tổ hợp là 5.000m³/ng, áp suất đầu ra của máy bơm là 250atm, với hệ thống xử lý nước hoàn chỉnh thay cho các máy bơm điện ly tâm công suất nhỏ như đã nói ở trên.

Như vậy bằng việc đưa giàn PPD-30.000 và các tổ hợp máy bơm ép trên giàn MSP-8, 9 tạo ra hai hệ thống duy trì áp suất vỉa: hệ thống duy trì áp suất vỉa cục bộ (PPD cục bộ, đôi khi còn gọi PPD khu vực) và hệ thống duy trì áp suất vỉa (PPD trung tâm). Cùng với việc phát triển hệ thống thiết bị máy bơm, hệ thống đường ống nước cao áp tới các giếng bơm ép ở các giàn MSP, giàn BK đã được hoàn thiện. Hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm có công suất lớn với công nghệ xử lý nước biển bơm ép hoàn thiện nên giữ vai trò chủ đạo trong công nghệ bơm ép vỉa.

Năm 1996, tại khu vực giàn công nghệ trung tâm số 2, giàn bơm ép vỉa 40.000 (giàn PPD-40.000) được xây dựng xong và có tổng công suất 40.000m³/ng gồm 4 tổ hợp máy bơm BM, mỗi tổ hợp có công suất 10.000m³/ng, hệ thống xử lý nước biển hoàn thiện, áp suất đầu ra 250atm. Như vậy việc đưa giàn PPD-40.000 vào sử dụng, hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm đã thực sự trở thành lực lượng chủ đạo với tổng công suất thiết kế là 80.000m³/ng, áp suất đầu ra 250atm. Theo tính toán nó đủ khả năng bảo đảm cung cấp nước để duy trì áp suất vỉa cho mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và những mỏ mới thuộc lô 09-1.

Trước đây do hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm mỏ Bạch Hổ chưa đủ lớn, mỏ Rồng cách xa mỏ Bạch Hổ, hơn nữa lượng nước bơm ép vỉa ở mỏ Rồng theo yêu cầu nhỏ nên mỏ Rồng sử dụng hệ thống cục bộ để duy trì áp suất vỉa. Nhưng hiện nay các đối tượng khai thác của mỏ Rồng đã phát triển nhiều và mở rộng gồm các giàn RP-1, RP-3, RC-1, RC-2... nên lượng nước bơm ép của mỏ Rồng yêu cầu rất lớn (ở đây các giàn RP-1, RP-3 có tính năng như giàn MSP còn các giàn RC-1, RC-2... có tính năng giống như BK). Hệ thống duy trì áp suất vỉa của mỏ Rồng đã được kết nối với hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm mỏ Bạch Hổ. Tuy vậy khu vực giàn RP-1 vẫn còn sử dụng hệ thống duy trì áp suất vỉa cục bộ với việc sử dụng máy bơm FCM và ADENA. Nhưng trong tương lai gần, khi đường

ống nước cao áp từ giàn RP-2 đến giàn RP-1 xây dựng xong thì giàn RP-1 sẽ nhận được bơm ép từ hệ thống duy trì áp suất vỉa trung tâm, khi đó sự cần thiết máy bơm FCM và ADENA không còn nữa.

Thiết kế tối ưu cấu trúc thiết bị lòng giếng bơm ép

Xác định mức tổn hao áp lực trong ống nâng của giếng bơm ép nước có ý nghĩa rất lớn khi thiết kế cấu trúc thiết bị lòng giếng. Việc phân tích tổn hao áp lực nhằm mục đích lựa chọn cấu trúc ống nâng hợp lý, mà nó cho phép tăng áp lực lên vỉa, giảm tổn hao thủy lực trong ống nâng đồng thời hoặc làm tăng lưu lượng nước bơm ép hoặc làm giảm áp suất bơm ép, nhờ vậy mà giảm tải cho các thiết bị máy bơm tiết kiệm được lượng điện tiêu thụ trong khi lượng nước bơm ép không thay đổi.

Qua nghiên cứu cho thấy tổn hao thủy lực do độ nhám của thành ống phụ thuộc trước hết vào thời gian sử dụng và loại ống.

Cùng với thời gian sử dụng, độ nhám của ống thay đổi (có thể từ vài tháng đến nhiều năm), mức tăng lên của tổn hao áp lực phụ thuộc vào đường kính ống và lưu lượng nước bơm ép và có thể đạt tới một giá trị rất lớn.

Có thể lấy thí dụ với các giếng bơm ép 116 và 74 trong giai đoạn đầu của quá trình bơm ép sử dụng ống khai thác (NKT - viết tắt từ phiên âm tiếng Nga - Нагнетательная компрессорная труба) có đường kính 73mm, chiều sâu tương ứng là 2.770m và 3.070m. Theo tính toán tổn hao thủy lực trong các giếng này là 71,6 và 39,2atm ở chế độ bơm ép 700m³/ng. Sau khi thay đổi lại cấu trúc ống nâng cụ thể là ống NKT đường kính 73mm được thay bằng ống NKT đường kính 89mm thì tổn hao thủy lực trong các giếng này là 43,5 và 24,8atm. Kết quả tính toán cũng chỉ ra rằng cũng trong trường hợp trên thay bằng ống mới thì tổn hao thủy lực trong các giếng này giảm tới 55,6 và 27,6atm.

Các phương pháp phục hồi và tăng độ tiếp nhận của giếng bơm ép

Để đạt mục đích tận thu lượng dầu tồn đọng trong vỉa sản phẩm, cần phải tăng cường lượng nước bơm ép. Giải quyết vấn đề này cần phải hoặc là xây dựng giếng bơm ép mới hoặc là nâng cao độ tiếp nhận của các giếng bơm ép hiện có. Như một quy luật, để nâng cao độ tiếp nhận của các giếng bơm ép cần phải sử dụng các giải pháp tác động vùng cận đáy giếng bằng hóa phẩm hoặc vỡ vỉa thủy lực. Đặc biệt đối với các giếng bơm ép ở các

đối tượng khai thác là trầm tích lục nguyên sau một thời gian làm việc độ tiếp nhận giếng giảm và áp suất bơm ép tăng thì giải pháp tác động vùng cận đáy giếng bằng hóa phẩm hoặc vỡ vỉa thủy lực là rất cần thiết.

Tài liệu hướng dẫn định mức cũng chỉ rõ: Các giếng mới đưa vào bơm ép sau một năm đưa vào sử dụng độ tiếp nhận giảm 20% so với độ tiếp nhận ban đầu, thì giếng cần phải tiến hành xử lý và làm sạch vùng cận đáy bằng hệ thống bọt, hoặc bằng gaslift.

Tuy nhiên trong điều kiện mỏ dầu khí biển, vỉa sản phẩm có nhiệt độ cao (đến 150°C), việc sử dụng hóa phẩm ở điều kiện như vậy thường bị hạn chế và làm giảm hiệu quả của quá trình xử lý vùng cận đáy giếng. Việc tìm kiếm, ứng dụng các phương pháp mới và hoàn thiện các giải pháp đã có để nâng cao độ tiếp nhận của giếng bơm ép là cần thiết.

Sử dụng các giải pháp tổng hợp hóa lý vi sinh với hệ thống duy trì áp suất vỉa để nâng cao hệ số thu hồi dầu

Ở Liên doanh Vietsovpetro để nâng cao hệ số thu hồi dầu, công nghệ tổ hợp hoá lý vi sinh đã được ứng dụng trên cơ sở kết hợp với hệ thống duy trì áp suất vỉa.

Sử dụng nước biển có độ nhớt khác nhau nhằm mục đích đẩy dầu ra khỏi vỉa vào giếng khai thác thì tỉ lệ tương quan giữa độ nhớt của dầu và nước tăng lên dẫn đến hệ số thu hồi dầu hiện thời và cuối cùng bị giảm. Để giảm tương quan tỷ lệ này nhằm tới đích nâng cao hệ số thu hồi cần phải sử dụng dung dịch polymer gốc nước. Việc sử dụng dung dịch polymer gốc nước cho phép làm điều hòa sự chênh lệch thủy dẫn và khả năng thấm lọc của dầu và nước, làm đồng đều trường đẩy dầu bởi nước, kéo dài giai đoạn khai thác dầu không có nước trong sản phẩm, nhờ vậy mà hệ số thu hồi dầu tăng lên.

Năm 2010 đã tiến hành thử nghiệm bơm hoá phẩm hoá lý vi sinh vào giếng bơm ép 202 trên giàn MSP-4 đồng thời theo dõi sự ảnh hưởng của hoá phẩm này tới 6 giếng khai thác dầu xung quanh đó (giếng: 60, 98, 806, 815, 816, 817) thuộc vòm Bắc đối tượng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ.

Kết quả quan sát cho thấy sau khi bơm ép hoá phẩm hoá lý vi sinh vào giếng bơm

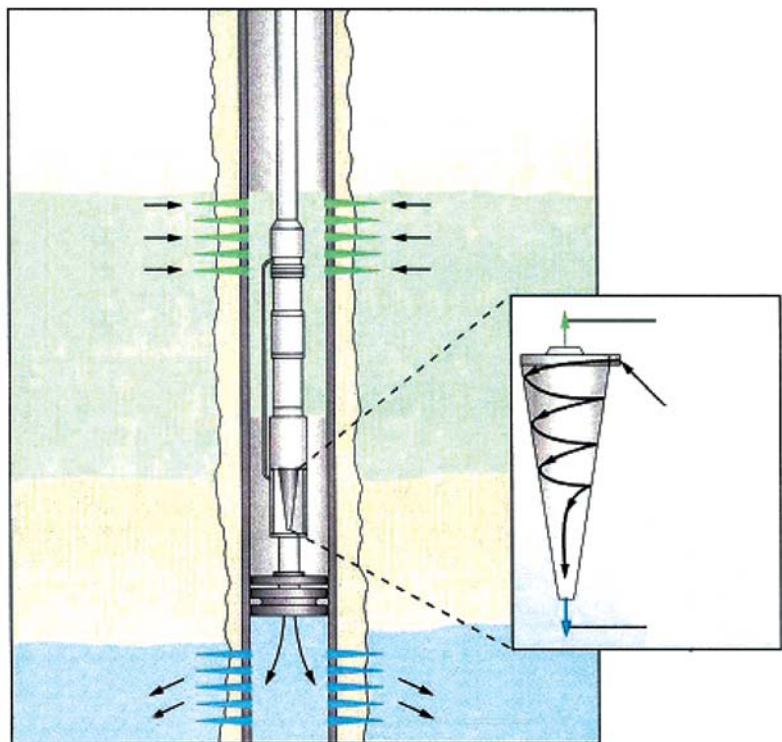
ép 202, tốc độ ngập nước trong sản phẩm của các giếng kể trên bị chậm lại, tương quan giữa độ tiếp nhận/áp suất bơm ép tăng lên, lượng khí nén tiêu thụ trong các giếng khai thác gaslift giảm.

Sau 6 tháng kể từ khi bơm ép hoá phẩm hóa lý vi sinh vào giếng 202, tổng lượng dầu khai thác thêm vào cuối năm 2010 là 8 nghìn tấn với doanh thu là 5.103,8 nghìn USD, lãi suất ròng là 2.022 nghìn USD.

Qua thử nghiệm này cho thấy phương pháp trên đòi hỏi vốn đầu tư không lớn vì nó được thực hiện theo sơ đồ khai thác hiện hành trong điều kiện duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước nội vi thân dầu. Với kết quả khả quan như vậy cần phải xây dựng kế hoạch thử nghiệm phương pháp này rộng rãi hơn nữa không chỉ cho các đối tượng khai thác là trầm tích lục nguyên mà ngay cả cho các thân dầu đá móng.

Dùng nước khai thác đồng hành bơm ép trở lại vỉa

Hiện tại nước khai thác đồng hành sau khi xử lý đầy đủ được thải xuống biển (Hình 2). Mỗi ngày trên các giàn công nghệ trung tâm số 2 (STP-2) và tổ hợp công nghệ trung tâm số 3 (STK-3) có khoảng 3.500 - 4.000m³ nước loại này, trong tương lai sẽ còn tăng lên nữa. Những kết



Hình 2. Sơ đồ xử lý nước đồng hành khai thác

quả phân tích các mẫu nước khai thác đồng hành này sau khi xử lý đáp ứng đầy đủ các yêu cầu mà các văn bản kỹ thuật quy định. Mặc dù vậy, trước khi thải xuống biển nó vẫn chứa tiềm ẩn nguy hiểm cho môi trường.

Cùng với thời gian, lượng nước khai thác đồng hành sẽ tăng lên do độ ngập nước sản phẩm tăng. Xử lý và làm sạch nước này là một vấn đề cấp thiết. Ý tưởng bơm ép nước này trở lại vỉa sản phẩm là giải pháp tốt nhất để giải quyết vấn đề trên.

Do nước biển bơm ép và nước khai thác đồng hành không có tính tương thích nên có thể giải quyết bằng cách dùng hệ thống bơm ép khác nhau để bơm ngược vào vỉa.

Trong trường hợp sử dụng nước khai thác đồng hành bơm ép vào vỉa cần phải phân tích các tính chất hóa lý vi sinh của nó nhằm ngăn ngừa có thể xảy ra các ảnh hưởng tiêu cực. Bởi vì, tùy thuộc vào điều kiện môi trường mà các tính chất này thay đổi rất nhanh.

Để giảm thiểu chi phí liên quan tới việc khai thác dầu và làm sạch nước khai thác đồng hành thì quy trình tách nước đồng hành ra khỏi dầu cần phải thực hiện ở giai đoạn sớm nhất nhờ ý tưởng dùng thiết bị tách ngay trong lòng giếng khai thác. Điều này cho phép tách và bơm ép nước này vào vỉa không cần phải đưa lên bề mặt, do đó giảm được chi phí sản xuất.

Hiện nay Vietsovpetro đang tiếp tục hoàn thiện công nghệ xử lý nước nói riêng và hệ thống duy trì áp suất vỉa

bằng bơm ép nước nói chung. Mục tiêu chủ yếu nhằm tăng cường tính hiệu quả của việc sử dụng nước đồng hành khai thác nhằm giảm bớt áp lực cho môi trường, tăng cường hiệu quả làm việc của hệ thống duy trì áp suất vỉa và giảm chi phí khai thác ở các mỏ thuộc Liên doanh Vietsovpetro.

Tài liệu tham khảo:

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



Cảng Vietsovpetro. Ảnh: CTV

Giới thiệu phương pháp mô hình số để dự báo các thông số trong quá trình cô lập khí CO₂ và thu hồi khí CH₄ từ các vỉa than Việt Nam

TS. Phùng Quốc Huy

Viện Khoa học Công nghệ mỏ

GS.TS. Kyuro Sasaki, TS. Yuichi Sugai

Khoa Kỹ thuật, Đại học Kyushu

1. Lời giới thiệu

Các loại khí nhà kính (greenhouse gases) như khí CO₂, CH₄, NO_x, CFC đang tăng nhanh do quá trình công nghiệp hoá và do các hoạt động của con người. Trong số các loại khí đó, CO₂ là khí thoát ra bầu khí quyển nhiều nhất và là nguyên nhân chính gây nên hiệu ứng nhà kính. Khí CO₂ sinh ra chủ yếu do đốt các loại nguyên vật liệu có nguồn gốc hoá thạch (than đá, dầu mỏ và khí đốt) với quy mô lớn như ở các nhà máy nhiệt điện, nhà máy sản xuất phân bón, xi măng, hoá chất hoặc với quy mô nhỏ hơn như khí thải từ các phương tiện giao thông, từ các khu dân cư, từ việc đốt rừng làm rẫy của nông dân.

Hiện tại, lượng khí CO₂ phát thải ra khí quyển chiếm khoảng 72% khí gây hiệu ứng nhà kính và đây là khí có ảnh hưởng lớn đến sự thay đổi nhiệt độ của trái đất (IPCC, 2005) [1]. Chính vì thế, việc cắt giảm lượng khí CO₂ phát thải ra khí quyển là một yêu cầu cấp bách đối với việc ổn định hàm lượng khí CO₂ trong khí quyển và giảm bớt nguy cơ về biến đổi khí hậu.

Nghị định thư Kyoto (1997) đã kêu gọi các nước công nghiệp hoá giảm phát thải CO₂ xuống còn 95% lượng phát thải của năm 1990 vào năm 2012. Từ thực tế này, rất nhiều chương trình quốc gia và quốc tế đã thiết lập nhằm tuyên truyền về khí gây hiệu ứng nhà kính và các biện pháp đối phó. Theo đó, hàm lượng khí CO₂ trong khí quyển có thể được kiểm soát bằng cách giảm lượng phát thải khí CO₂ hoặc bẫy và thu hồi khí CO₂ để đưa đến một vị trí an toàn như cô lập xuống lòng đất.

Có nhiều giải pháp công nghệ cho việc cô lập khí CO₂ đã được nghiên cứu và đề xuất như bơm khí CO₂ xuống đáy đại dương; cô lập dưới các địa tầng, địa chất (các tầng nước muối sâu, các mỏ dầu đã khai thác, mỏ khí và

những vỉa than sâu, không thể khai thác được); dùng các phương pháp hoá học. Trong số đó, công nghệ cô lập khí CO₂ xuống vỉa than đồng thời thu hồi khí CH₄ từ vỉa than (CO₂ Enhanced Coalbed Methane Recovery - CO₂ - ECBMR) là một trong những công nghệ có nhiều ưu điểm. Khí CO₂ có thể được cô lập vào vỉa than ở dạng hấp thụ nên có độ ổn định cao và khả năng hấp thụ vào bề mặt của than lớn. Hơn nữa, cô lập khí CO₂ trong vỉa than còn tạo ra cơ chế thế chỗ CH₄ góp phần nâng cao hiệu suất thu hồi khí CH₄ từ vỉa than.

Vì vậy, cô lập CO₂ xuống vỉa than là một phương pháp hiệu quả, kinh tế đối với việc giảm phát thải CO₂. Thêm vào đó, các nhà máy nhiệt điện thường được xây dựng gần các vùng than nên chi phí vận chuyển khí CO₂ phục vụ cho việc cô lập cũng giảm đi đáng kể.

Trong nghiên cứu này, mô hình số cho việc cô lập CO₂ đồng thời thu hồi khí CH₄ trong vỉa than đã được xây dựng cho vỉa than của mỏ Mạo Khê (Việt Nam). Mô hình số giúp cho việc nghiên cứu độ nhạy của mô hình đối với các thông số chính trong mô hình như lưu lượng khí CH₄ được thu hồi, lưu lượng khí CO₂ bơm vào, độ thấm thấu khí, tốc độ dòng khí, khoảng cách giữa các lỗ khoan và mối quan hệ giữa khả năng hấp thụ khí CO₂, CH₄ và nhiệt độ đất đá.

2. Phương pháp mô hình số

2.1. Cô lập CO₂ và thu hồi CH₄

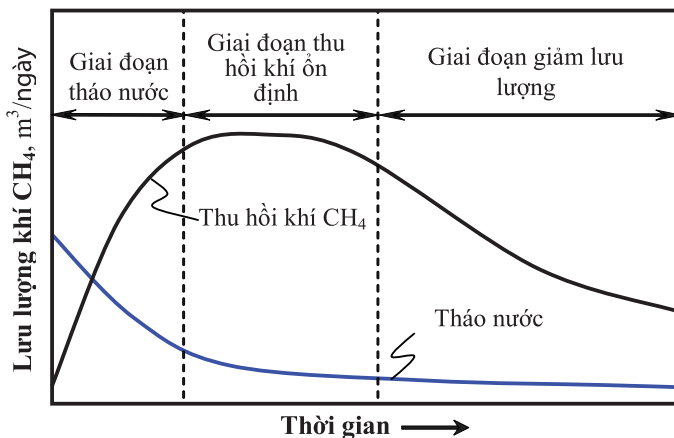
Khí CO₂ có khả năng hấp thụ vào các vỉa than mạnh hơn CH₄. Vì thế, khi CO₂ được bơm vào các vỉa than, các phần tử khí CO₂ được ưu tiên hấp thụ vào bề mặt trong của các hạt than. Sau đó các phần tử CO₂ này sẽ lần lượt thế chỗ khí mêtan đang tồn tại trong vỉa. Khí CH₄ bị đẩy ra

khỏi bề mặt trong các hạt than khuếch tán qua hệ thống vi khe nứt và chảy vào lỗ khoan thu hồi khí thông qua hệ thống khe nứt tuân theo định luật Darcy. Để đẩy 1 mole khí CH₄ ra khỏi vỉa than cần 2 đến 3 mole khí CO₂ (P. Q. Huy và nnk, 2009) [2].

Nhìn chung các dự án và nghiên cứu về phần mềm mô phỏng quá trình thu hồi khí trong vỉa than đã được phát triển để mô phỏng quá trình thu hồi khí CH₄ có tính đến các yếu tố địa tầng của vỉa than, tính chất của vỉa than. Tuy nhiên, để mô phỏng chính xác hơn nữa quá trình cô lập khí CO₂ và thu hồi khí CH₄ trong các vỉa than, các thông số sau cần phải được bổ sung và hoàn thiện như:

- + Độ rỗng kếp, độ thấm thấu khí kếp.
- + Hỗn hợp khí.
- + Nhiều pha (khí, nước) phù hợp với điều kiện thực tế.
- + Khí đơn và hỗn hợp khí khi khuếch tán từ hạt than và các khe nứt.
- + Khí đơn và hỗn hợp khí khi hấp thụ hoặc nhả khí tại bề mặt hạt than.
- + Độ trương nở và co hẹp của mẫu than khi hấp thụ hoặc nhả khí [2, 6].
- + Độ co hẹp và đàn hồi của các khe nứt tự nhiên khi đo đặc độ thấm thấu khí [6, 9].
- + Hấp thụ không đẳng nhiệt của khí [10].

Khả năng vận dụng hỗn hợp khí là một đặc điểm quan trọng trong quá trình mô phỏng CO₂- ECBMR với khí ống khói từ các nhà máy nhiệt điện (Thomas & nnk, 2008) [3].



Hình 1. Các giai đoạn trong quá trình thu hồi khí mêtan

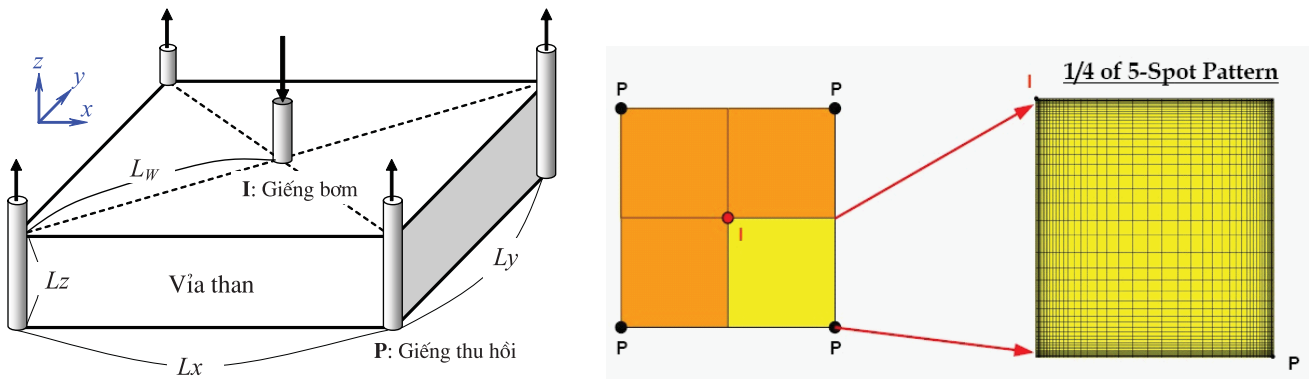
Sự tiến bộ gần đây của các phần mềm mô phỏng quá trình CBM/ECBMR đã lập tùy vào việc sử dụng hỗn hợp khí trong vỉa than và sự thay đổi về tính chất của than trong khi thu hồi khí CH₄. Xem xét đến các yếu tố phù hợp với mô hình số, phần mềm mô phỏng ECLIPSE™ với chức năng CBM (Coalbed Methane) do công ty Schlumberger phát triển được lựa chọn cho nghiên cứu này. ECLIPSE™ là một phần mềm thương mại, giải bằng phương pháp phần tử hữu hạn, ba chiều, nhiều pha, độ rỗng kép. Mô hình dùng để mô phỏng hiện tượng nén của đất đá cũng được tích hợp trong phần mềm ECLIPSE™ (Palmer và Mansoori 1998) [4]. Phần mềm này cho phép mô phỏng quá trình thu hồi khí mêtan trong vỉa than dưới cơ chế thông thường (CBM) và cơ chế thu hồi tăng cường (CO₂ - ECBMR) bằng cách bơm khí CO₂ vào vỉa than.

Khi áp suất khí trong vỉa than giảm, các phần tử khí CH₄ sẽ tách ra khỏi bề mặt hạt than chảy vào lỗ khoan tháo khí thông qua hệ thống khe nứt. Để thu hồi được khí từ than, trước hết khí hấp thụ trong than phải được tách ra khỏi than.

Việc này được thực hiện bằng cách giảm áp suất của vỉa tới áp suất nhả khí tới hạn. Quá trình giảm áp được hoàn thành qua việc tháo nước tồn tại trong các vỉa than. Khi nước trong vỉa được tháo ra, áp suất trong vỉa bắt đầu giảm, khí bắt đầu từ từ thoát ra. Tùy thuộc vào áp suất khí cũng như độ thấm thấu khí, thời gian đạt được lưu lượng khí thoát ra lớn nhất có thể đến vài năm sau khi tháo nước. Điều này trái ngược với khí khai thác dầu mà ở đó lưu lượng lớn nhất sẽ đạt được ở thời điểm bắt đầu khai thác và giảm theo thời gian (Hình 1). Vì thế, khi áp suất vỉa ban đầu lớn hơn áp suất nhả khí tới hạn thì vỉa khí được gọi là vỉa dưới bão hòa. Khi khí bão hòa tăng trong hệ thống khe nứt, dòng khí chảy từ khối than tới các khe nứt và độ thấm thấu khí tương đối của khí (K_{rg}) tăng cho đến trạng thái bão hòa khí mà vỉa khí bắt đầu cung cấp khí ra lỗ khoan tháo khí.

2.2. Mô hình vỉa khí than và hệ thống lưới

Mô hình mô phỏng là ¼ của mô hình 5 giếng (Hình 2). Mô hình được xây dựng bằng phần mềm ECLIPSE™. Hệ thống lưới sử dụng một lớp với kích thước từ 22 x 22 x 30 đến 72 x 72 x 30 ô lưới và kích thước của vỉa than từ 110 x 110 x 84m tới 360 x 360 x 84m (Bảng 1).



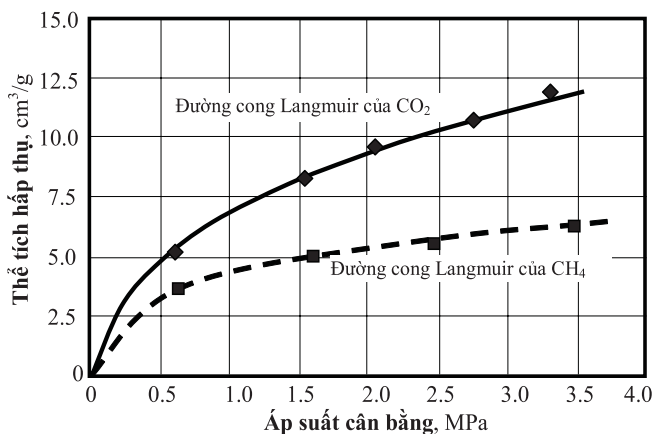
Hình 2. Mô hình 5 giếng để cô lập CO₂ và thu hồi khí CH₄

Bảng 1. Các thông số, kích thước của mô hình số

Khoảng cách giếng L_w (m)	Kích thước của mô hình ($L_x \times L_y \times L_z$) (m)	¼ diện tích mô hình 5 giếng (m ²)	Tổng số ô lưới ($n_x \times n_y \times n_z$)
78	110 × 110 × 8,4	3025	22 × 22 × 30 = 14520
106	150 × 150 × 8,4	5625	30 × 30 × 30 = 27000
156	220 × 220 × 8,4	12100	44 × 44 × 30 = 58080
205	290 × 290 × 8,4	21025	58 × 58 × 30 = 100920
255	360 × 360 × 8,4	32400	72 × 72 × 30 = 155520

2.3. Hấp thụ đẳng nhiệt và khuếch tán

Trong bài báo này, vỉa than của mỏ Mạo Khê được lựa chọn để nghiên cứu. Các thông số cơ bản như khả năng hấp thụ khí CH₄, CO₂ của vỉa than đã được đo đạc và được thể hiện trên Hình 3. Hằng số thể tích hấp thụ Langmuir của mẫu than ở vỉa 9Đ đã được chọn để đưa vào mô hình như một tham số đầu vào. Hằng số Langmuir cho từng loại khí được thể hiện trong Bảng 2.



Hình 3. Khả năng hấp thụ khí CO₂ và CH₄ của than Mạo Khê [2, 5, 7, 8]

Bảng 2. Các thông số đầu vào của mô hình

Các thông số đầu vào của mô hình	Đơn vị	Giá trị
Độ rỗng của than	-	0,01
Độ thấm thấu khí theo trục x, k_x	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục y, k_y	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục z, k_z	mD	0,1
Áp suất ban đầu của vỉa, P_{int}	MPa	5,5
Nhiệt độ trong vỉa than, T	°C	45
Chiều dày vỉa, m	m	8,4
Chiều sâu của khoáng sàng, D	m	524
Độ bão hoà CH ₄ ban đầu	-	0,05
Độ bão hoà nước ban đầu	-	0,95
Thời gian nhả khí CH ₄ , τ	ngày	20
Thời gian nhả khí CO ₂ , τ	ngày	10
Thể tích hấp thụ Langmuir của khí CH ₄ , V_L	m ³ /t	7,35
Áp suất Langmuir của khí CH ₄ , P_L	MPa	0,76
Thể tích hấp thụ Langmuir của khí CO ₂ , V_L	m ³ /t	15,58
Áp suất Langmuir của khí CO ₂ , P_L	MPa	1,24
Áp suất khí CO ₂ khi bơm vào	MPa	8
Áp suất khí CH ₄ khi thu hồi	MPa	0,14

* mD = đơn vị đo độ thấm thấu khí, 1mD = 10⁻¹⁵m²

Trong mô hình này, phương trình Langmuir mở rộng được áp dụng để tính toán lượng khí hấp thụ trong than.

$$G_{si} = G_{sLi} \left[1 - (w_a + w_{we}) \right] \frac{p \delta_i}{1 + p \sum_{j=1}^{nc} \frac{\delta_j}{P_{Lj}}}$$

Trong đó : G_{si} = Khả năng hấp thụ khí trong hỗn hợp khí của thành phần thứ i , m^3/t .

G_{sLi} = Khả năng hấp thụ khí đơn chất của thành phần thứ i , m^3/t .

W_a = Độ tro, %.

W_{we} = Độ ẩm cân bằng, %.

P_{Li} hoặc P_{Lj} = Áp suất Langmuir của thành phần thứ i hoặc thứ j , MPa.

σ_i hoặc σ_j = Tỷ lệ mole của thành phần thứ i hoặc j trong pha khí tự do, %.

n_c = Số lượng hỗn hợp khí.

P = Áp suất ở pha khí tự do, MPa.

Dòng khí khuếch tán giữa khối hạt than và khe nứt được tính theo công thức sau đây:

$$F_i = D_{ci} \cdot S_g \cdot RF_i (m_i - \rho_c \cdot L_i) \quad (2)$$

Trong đó :

m_i = Mật độ mole trong khối than.

ρ_c = Trọng lượng riêng của than, Kg/m^3 .

D_{ci} = Hệ số khuếch tán của thành phần thứ i . ρ

RF_i = Hệ số hấp thụ của thành phần thứ i .

S_g = Hệ số bão hoà khí.

2.4. Phân tích độ nhạy của các thông số

Sự thành công của mô hình số mô phỏng quá trình cô lập CO_2 xuống vỉa than đồng thời thu hồi CH_4 phụ thuộc vào một số thông số cơ bản như áp suất khí CO_2 bơm vào, khoảng cách giữa giếng bơm khí và giếng thu hồi khí. Để giảm rủi ro cho các dự án CO_2 – ECBMR, việc phân tích độ nhạy của các thông số cơ bản cần phải được tiến hành để xác định được khoảng cách giếng khoan tối ưu, lưu lượng khí CO_2 bơm vào tối ưu, thời gian dừng bơm khí CO_2 ... Bài báo này đi vào phân tích độ nhạy của 4 thông số sau đây:

2.4.1. Độ nhạy với áp suất khí CO_2

Tiến hành so sánh hai trường hợp đó là khi không bơm khí CO_2 và khi bơm khí CO_2 . Khoảng cách giữa giếng

bơm khí CO_2 và giếng thu hồi khí là 106m và áp suất khí CO_2 là $8MP_a$.

2.4.2. Độ nhạy với khoảng cách giữa giếng bơm khí CO_2 và giếng thu hồi khí CH_4

Giả sử rằng áp suất khí CO_2 là hằng số ($P = 8 MP_a$), các phân tích với khoảng cách giếng bơm khí và giếng thu hồi khí khác nhau đã được tiến hành. Khoảng cách giữa 2 giếng lần lượt là $L_w = 78m, 106m, 156m, 205m$ và $255m$.

2.4.3. Độ nhạy với độ thấm thấu khí

Khoảng cách giữa giếng bơm khí CO_2 và giếng thu hồi khí là 106m và áp suất khí CO_2 là $8MP_a$. Lần lượt thay đổi giá trị độ thấm thấu khí $k = 0,5$; $k = 1$; $k = 2mD$.

2.4.4. Độ nhạy với nhiệt độ vỉa than

Giả sử rằng khoảng cách giữa 2 giếng là cố định ($L_w = 106m$) và áp suất khí CO_2 là hằng số ($P = 8 MP_a$), độ thấm thấu khí cho cả hai chiều là như nhau ($k_x = k_y = 1mD$). Lần lượt thay đổi giá trị về nhiệt độ $T = 40^\circ C, T = 50^\circ C, T = 65^\circ C$.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Độ bão hoà khí

Độ bão hoà khí CH_4 và CO_2 trong mô hình của mỏ than Mạo Khê được thể hiện trên Hình 4 và Hình 5 cho các trường hợp thời gian tính từ lúc bơm khí CO_2 vào vỉa than là 3 tháng, 6 tháng, 9 tháng và 12 tháng. Khoảng cách giữa giếng bơm CO_2 và giếng thu hồi CH_4 $L_w = 156m$ và độ thấm thấu khí theo cả 2 chiều $k_x = k_y = 1mD$. Kết quả chỉ ra rằng độ bão hoà của CH_4 và CO_2 đối với than Mạo Khê là khá chậm do độ thấm thấu khí cũng như độ khuếch tán khí thấp. Dựa vào mô hình số này, tuổi thọ của các giếng khoan, khối lượng khí CO_2 bơm vào, khối lượng khí CH_4 thu hồi có thể tính toán được.

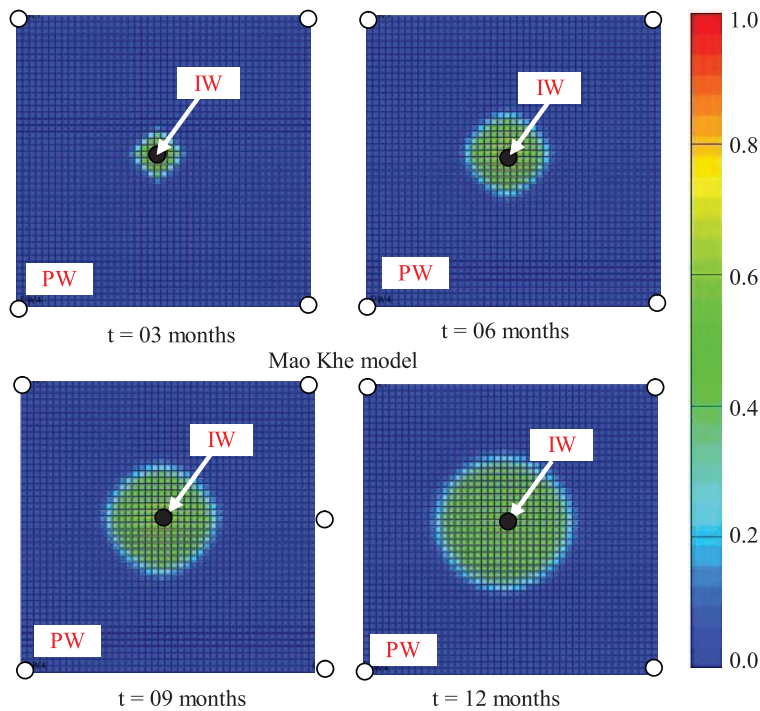
Nhìn trên Hình 4 và Hình 5 ta thấy tại thời điểm 12 tháng sau khi giếng khoan đi vào hoạt động, mức độ bão hoà đạt được khoảng 30%.

3.2. Phân tích độ nhạy với áp suất khí CO_2

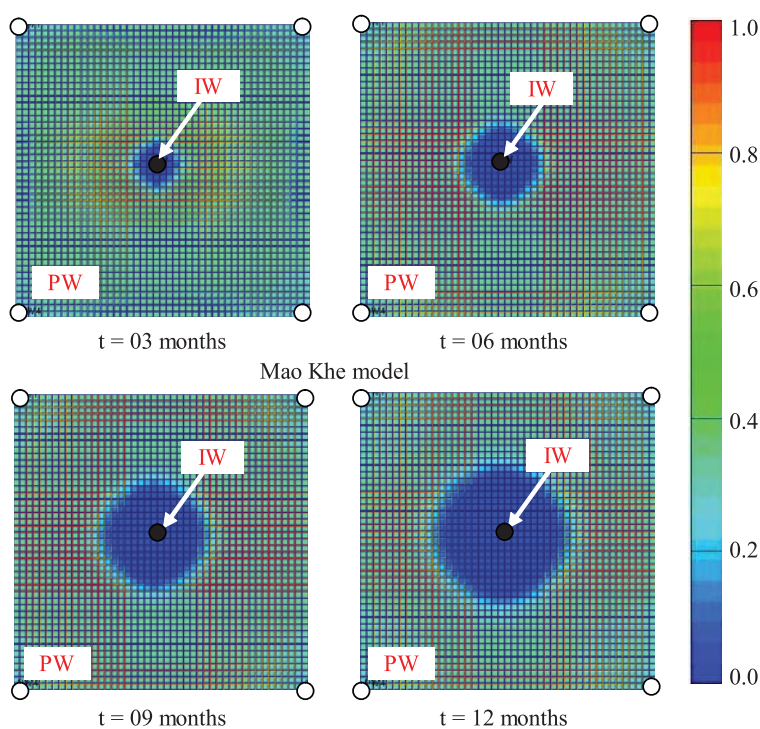
Trong phần này, tiến hành so sánh hai mô hình đó là có bơm khí CO_2 và không bơm khí CO_2 vào vỉa than trong quá trình thu hồi khí CH_4 . Các thông số đầu vào cho hai mô hình này được thể hiện trên Bảng 3.

Hình 6 thể hiện kết quả lưu lượng khí CH₄ thu hồi được theo cả hai trường hợp có bơm khí CO₂ và không bơm khí CO₂. Kết quả cho thấy rằng khi bơm khí CO₂ vào vỉa than đã làm tăng lưu lượng CH₄ thu hồi lên 195% từ 2069m³/ngày đến 4052m³/ngày. Tổng lưu lượng CH₄ thu

hồi được cũng tăng 168% từ 1,2 x 10⁵m³ lên tới 2,0 x 10⁵m³ khi có sử dụng khí CO₂. Lưu lượng khí CH₄ thu hồi được trên một ngày đạt giá trị lớn nhất tại thời điểm khoảng 6 tháng sau khi giếng khoan đi vào hoạt động và sản lượng ngày sẽ giảm dần.



Hình 4. Độ bão hoà khí CO₂



Hình 5. Độ bão hoà khí CH₄

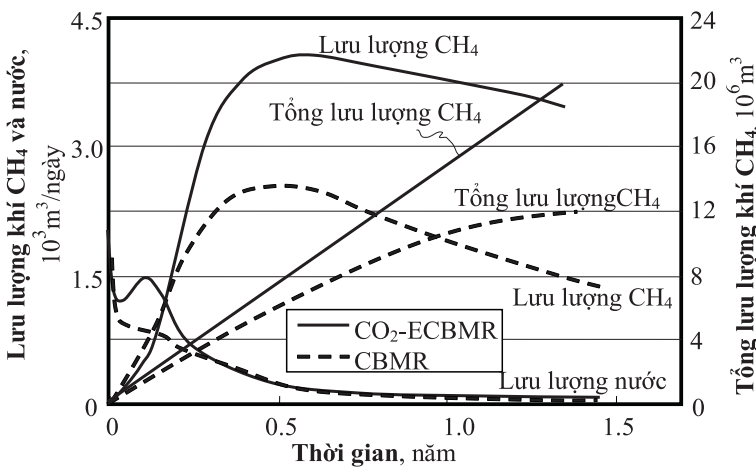
Trong mô hình này, giếng thu hồi khí CH₄ sẽ tạm dừng nếu như hàm lượng khí CO₂ trong giếng thu hồi vượt quá 20%. Bởi vì nếu hàm lượng khí CO₂ trong giếng thu hồi vượt quá 20%, khí CH₄ sẽ trở lên không tinh khiết, khi đó chi phí để khử CO₂ sẽ gây tốn kém và không hiệu quả. Mô hình số này có thể xác định được thời điểm cần thiết phải dừng giếng khoan thu hồi khí.

Trong quá trình hoạt động của giếng khoan, nước ngầm trong vỉa than được tháo ra đầu tiên ngay sau khi mở giếng, sau đó là khí CH₄. Nước được tháo ra nhiều nhất trong khoảng một tháng đầu tiên và lưu lượng nước thoát ra trong trường hợp có bơm khí CO₂ cũng lớn hơn so với trường hợp không bơm khí CO₂. Sản lượng khí CH₄ thu hồi tăng nhanh sau một tháng đầu tiên (do thời gian một tháng đầu giếng khoan chủ yếu dành cho thoát nước) và đạt tới lưu lượng ngày tối đa tại thời điểm khoảng 6 tháng sau khi giếng đi vào khai thác. Đối với trường hợp không bơm khí CO₂, lượng nước thoát ra là do áp suất trong vỉa (5,5 MPa). Vì thế, nước không thể thoát ra hết được, một số vẫn ngậm trong vỉa than dẫn đến lưu lượng khí thu hồi sẽ thấp hơn so với khi bơm khí CO₂. Hơn nữa, do tính chất hấp thụ vào than của CO₂ mạnh hơn CH₄, vì thế các phân tử CO₂ sẽ thế chỗ các phân tử CH₄ giúp cho khả năng thu hồi khí sẽ cao hơn khi bơm CO₂ vào vỉa than.

Tóm lại, cô lập khí CO₂ đồng thời thu hồi khí CH₄ trong vỉa than đã mang lại lợi ích kép đó là nâng cao hiệu suất thu hồi khí CH₄ trong vỉa than và cô lập CO₂ xuống vỉa than. Sản lượng CH₄ tăng lên khi bơm khí CO₂ sẽ góp phần làm tăng doanh thu của dự án. Mặt khác, nếu dự án được phê chuẩn là dự án dạng cơ chế phát triển sạch (CDM), lượng CO₂ cô lập được trong vỉa than có thể nhận được tín chỉ giảm phát thải carbon và có thể giao dịch mang lại lợi nhuận cho dự án.

Bảng 3. Các thông số đầu vào của mô hình số khi thay đổi áp suất khí CO₂

Các thông số kỹ thuật	Đơn vị	Giá trị
Áp suất khí CO ₂	MPa	0 và 8
Khoảng cách giữa giếng bơm và giếng thu hồi, L _w	m	106
Áp suất đáy giếng thu hồi	MPa	0,14
Áp suất ban đầu của vỉa, P _{int}	MPa	5,5
Độ thấm thấu khí theo trục x, k _x	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục y, k _y	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục z, k _z	mD	0,1
Nhiệt độ trong vỉa than, T	°C	45



Hình 6. Lưu lượng CH₄ trong trường hợp có bơm CO₂ và không bơm CO₂ (CO₂-ECBMR: có bơm khí CO₂; ECBMR: không bơm khí CO₂)

Bảng 4. Các thông số đầu vào của mô hình số khi thay đổi khoảng cách giữa 2 giếng

Các thông số kỹ thuật	Đơn vị	Giá trị
Áp suất khí CO ₂	MPa	8
Khoảng cách giữa giếng bơm và giếng thu hồi, L _w	m	78; 106; 156; 205; 255
Áp suất đáy giếng thu hồi	MPa	0,14
Áp suất ban đầu của vỉa, P _{int}	MPa	5,5
Độ thấm thấu khí theo trục x, k _x	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục y, k _y	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục z, k _z	mD	0,1
Nhiệt độ trong vỉa than, T	°C	45

3.3. Phân tích độ nhạy với khoảng cách giếng

Công nghệ bẫy và cô lập CO₂ (CO₂ capture and storage - CCS) đã được phê chuẩn như một phương pháp

tính toán cho các dự án dạng cơ chế phát triển sạch (CDM). Vì thế, việc đánh giá hiệu quả kinh tế bao gồm cả các tín chỉ giảm phát thải CO₂ là vô cùng quan trọng.

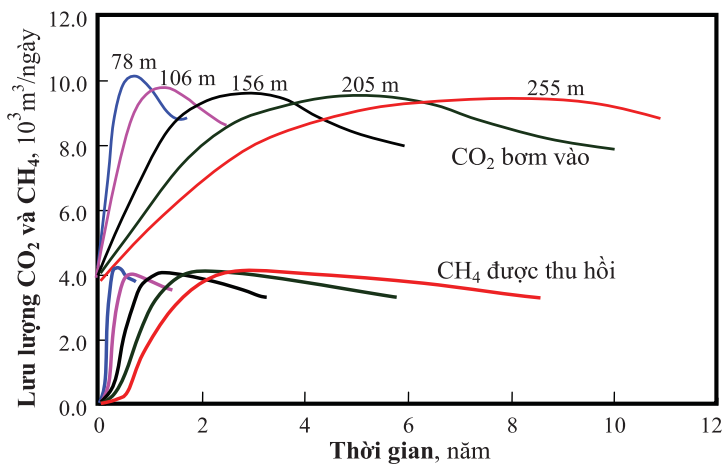
Nghiên cứu độ nhạy với khoảng cách giữa giếng bơm khí CO₂ và giếng thu hồi khí CH₄ giúp cho việc quyết định khoảng cách tối ưu giữa hai giếng cũng như thời điểm phải ngừng thu hồi khí CH₄.

Những mô hình số được sử dụng trong bài báo này giúp giảm giá thành và giảm thiểu rủi ro về mặt kinh tế trước khi tiến hành các dự án cô lập khí CO₂ và thu hồi CH₄ trong vỉa than. Bài báo này phân tích độ nhạy với khoảng cách giếng cho mô hình của than Mạo Khê. Mô hình này sử dụng giếng khoan để bơm khí CO₂ vào vỉa than. Khoảng cách từ giếng bơm CO₂ đến giếng thu hồi CH₄ thay đổi với 5 trường hợp như sau L_w = 78m, L_w = 106m, L_w = 156m, L_w = 205m và L_w = 255m. Các thông số đầu vào của mô hình được thể hiện trong Bảng 4.

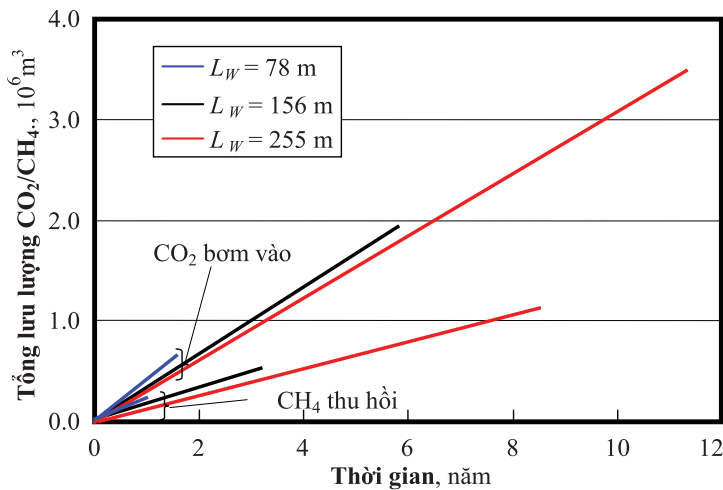
Hình 7 thể hiện lưu lượng CH₄ được thu hồi và lượng CO₂ được cô lập vào vỉa than khi thay đổi khoảng cách giữa hai giếng (L_w). Kết quả cho thấy rằng lưu lượng ngày tối đa khác nhau không nhiều khi thay đổi khoảng cách giữa hai giếng. Khoảng cách giữa hai giếng (L_w) càng xa thì sản lượng ngày lớn nhất càng giảm. Sản lượng ngày của CH₄ và CO₂ tương ứng là 4.000 và 10.000 m³/ngày. Sản lượng khí CH₄ trong trường hợp L_w = 78m hơi cao hơn các trường hợp khác và thời gian tạm dừng giếng thu hồi nhỏ hơn một năm.

Tổng lưu lượng CH₄ và CO₂ đối với các khoảng cách giếng khác nhau được thể hiện trên Hình 8. Kết quả cho thấy, tổng lưu lượng CH₄ trong trường hợp L_w = 255m là lớn nhất, đạt 1,25 x 10⁶m³ trong vòng 8,4 năm sau khi giếng đi vào khai thác. Tổng sản lượng CH₄ thấp nhất trong trường hợp L_w = 78m và thời gian thu hồi cũng nhỏ nhất (< 1 năm). Chính vì

sản lượng thấp và thời gian quá ngắn nên trường hợp này sẽ bị loại bỏ khi tiến hành tối ưu hoá.



Hình 7. Lưu lượng khí CO₂ và CH₄ với các khoảng cách giếng khác nhau



Hình 8. Tổng lưu lượng khí CO₂ và CH₄ với các khoảng cách giếng khác nhau

Để tối ưu hoá khoảng cách giữa các giếng trong mô hình cô lập CO₂ đồng thời thu hồi khí CH₄, việc đánh giá hiệu quả kinh tế đã được thực hiện. Các tham số cho tối ưu hoá được thể hiện trong Hình 5. Tổng lợi nhuận trên một đơn vị diện tích khoáng sàng (vỉa than) được tính theo công thức sau:

$$\frac{B}{A} = \frac{(I_{CH_4} + I_{CO_2})R_f - (D + M)}{2.L_w^2} \quad (3)$$

Trong đó:

B: Tổng lợi nhuận, (USD)

I_{CH₄}: Thu nhập từ việc bán khí CH₄, (USD)

I_{CO₂}: Thu nhập từ việc bán khí CO₂, (USD)

R_f: Hệ số thu hồi vốn

D: Chi phí khoan, (USD)

M: Chi phí từ giếng khoan, (USD)

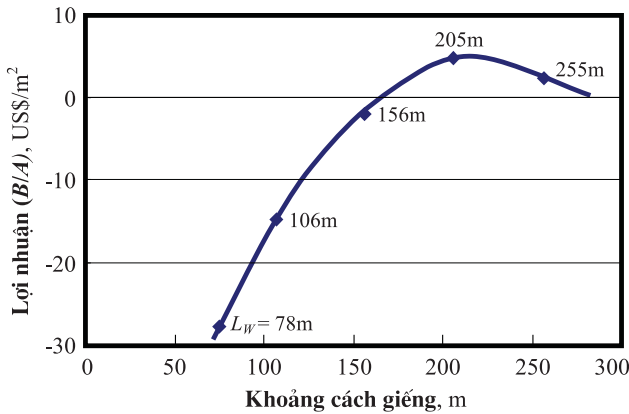
A: Diện tích vùng khoáng sàng nằm trong phạm vi để thu hồi khí, (m²)

Trong bài báo này, giá bán khí CH₄ tạm tính là 0,4USD/m³ và CO₂ là 0,05USD/m³. Kết quả phân tích kinh tế cho thấy rằng mô hình của Mạo Khê đạt lợi nhuận cao nhất (B = 104.500USD) khi khoảng cách giữa hai giếng là 255m.

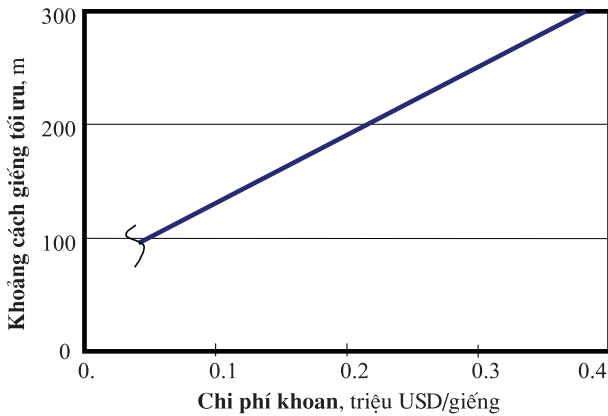
Bảng 5. Các thông số đầu vào cho việc tối ưu hoá khoảng cách giếng

Các thông số	Khoảng cách giếng				
	L _w = 78m	L _w = 106m	L _w = 156m	L _w = 205m	L _w = 255m
Giá thành khoan (D), USD	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Thời gian thu hồi (t), year	0,70	1,40	3,20	5,80	8,40
Chi phí duy trì 1 năm (m), USD	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Chi phí duy trì cho toàn bộ dự án (M), USD	14.000	28.000	64.000	116.000	168.000
Diện tích khoáng sàng (A), m ²	3.025	5.625	12.100	21.025	32.400
Tổng lưu lượng khí CH ₄ (P _{CH₄}), m ³	250.000	275.000	490.000	850.000	1.250.000
Tổng lưu lượng khí CO ₂ (P _{CO₂}), m ³	650.000	800.000	1.950.000	3.200.000	4.000.000
Thu nhập từ CH ₄ (I _{CH₄}), USD	110.000	121.000	215.600	374.000	550.000
Thu nhập từ CO ₂ (I _{CO₂}), USD	32.500	40.000	97.500	160.000	200.000
Hệ số thu hồi, R _f	0,90	0,90	0,77	0,75	0,63
Lợi nhuận (B), USD	-85.750	-83.100	-22.913	84.500	104.500
Lợi nhuận trên 1 đơn vị diện tích khoáng sàng (B/A), USD /m ²	-28,3	-14,8	-1,9	4,0	3,2

Do giá thành thiết bị cũng như chi phí khoan khá cao nên với khoảng cách giữa hai giếng $L_w \leq 205\text{m}$ sẽ không hiệu quả về mặt kinh tế. Tuy nhiên, lợi nhuận trên một đơn vị diện tích khoáng sàng ($B/A = 4 \text{ USD}/\text{m}^2$) cao nhất tại $L_w = 205\text{m}$. Vì vậy, $L_w = 205\text{m}$ được cân nhắc là khoảng cách tối ưu giữa hai giếng căn cứ vào kết quả phân tích độ nhạy của mô hình này (Hình 9).



Hình 9. Mối quan hệ giữa lợi nhuận và khoảng cách giếng



Hình 10. Chi phí khoan và khoảng cách giếng tối ưu

Hình 10 chỉ ra mối quan hệ giữa khoảng cách giếng tối ưu và chi phí khoan. Kết quả cho thấy khoảng cách tối ưu giữa hai giếng tăng dần với chi phí khoan. Nghĩa là chi phí khoan càng lớn thì khoảng cách giữa hai giếng càng phải xa hơn, vùng khoáng sàng khí phải rộng hơn và thời gian khai thác khí cũng phải lâu hơn.

Với cách tiếp cận này, khoảng cách tối ưu giữa các giếng có thể đạt được trong mô hình thực tế của dự án cô lập CO_2 và thu hồi CH_4 trong vỉa than.

Phân tích độ nhạy với khoảng cách giữa hai giếng bơm khí CO_2 và giếng thu hồi CH_4 là một cách tiếp cận hữu ích để đưa ra khoảng cách tối ưu nhất và thời điểm để tạm dừng giếng thu hồi CH_4 cũng như giếng bơm khí CO_2 .

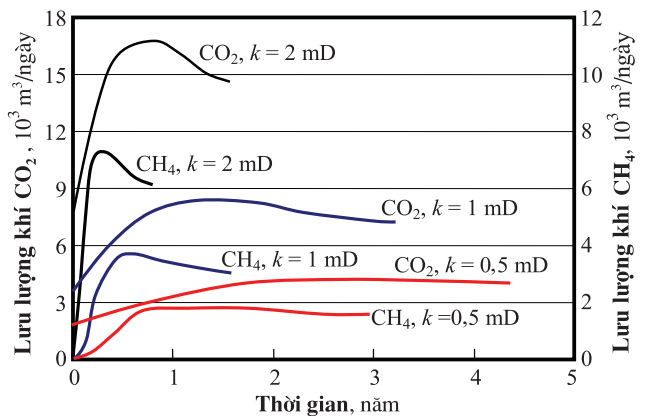
Điều này giúp giảm giá thành khi hoạt động và giảm thiểu rủi ro về kinh tế cho dự án dạng này.

3.4. Phân tích độ nhạy với độ thấm thấu khí

Các thông số đầu vào cho mô hình này được thể hiện trong Bảng 6. Lưu lượng ngày của CO_2 và CH_4 tương ứng với độ thấm thấu khí $k_x = k_y = 0,5\text{mD}$, 1mD và 2mD được thể hiện trên Hình 11. Kết quả cho thấy lưu lượng CO_2 và CH_4 đều tăng khi độ thấm thấu khí của than lớn nhưng thời gian khai thác của giếng thu hồi CH_4 ngắn hơn so với giếng bơm khí CO_2 . Trong trường hợp độ thấm thấu khí $k_x = k_y = 2\text{mD}$, lưu lượng khí CO_2 xấp xỉ $1,7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{ngày}$ và giá trị này lớn gần gấp đôi so với trường hợp độ thấm thấu khí là 1mD và gấp 4 lần khi độ thấm thấu khí bằng $0,5\text{mD}$. Vì vậy, lưu lượng khí và độ thấm thấu khí có quan hệ tỷ lệ thuận với nhau.

Bảng 6. Các thông số đầu vào của mô hình số khi thay đổi độ thấm thấu khí

Các thông số kỹ thuật	Đơn vị	Giá trị
Áp suất khí CO_2	MPa	8
Khoảng cách giữa giếng bơm và giếng thu hồi, L_w	m	106
Áp suất đáy giếng thu hồi	MPa	0,14
Áp suất ban đầu của vỉa, P_{int}	MPa	5,5
Độ thấm thấu khí theo trục x, k_x	mD	0,5; 1,0; 2,0
Độ thấm thấu khí theo trục y, k_y	mD	0,5; 1,0; 2,0
Độ thấm thấu khí theo trục z, k_z	mD	0,05; 0,1; 0,2
Nhiệt độ trong vỉa than, T	°C	45



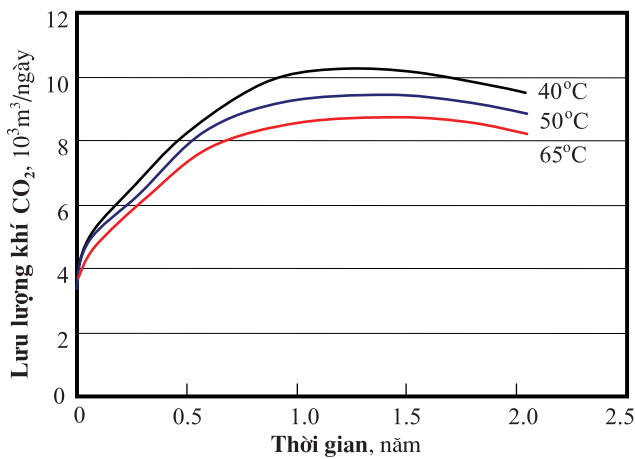
Hình 11. Lưu lượng khí CO_2 và CH_4 với độ thấm thấu khí khác nhau

3.5. Phân tích độ nhạy với nhiệt độ

Sự thay đổi lưu lượng khí CO_2 khi nhiệt độ thay đổi đã được nghiên cứu trong bài báo này (Hình 12). Các tham số đầu vào cho mô hình được trình bày trong Bảng 7.

Bảng 7. Các thông số đầu vào của mô hình số khi thay đổi nhiệt độ trong vỉa than

Các thông số kỹ thuật	Đơn vị	Giá trị
Áp suất khí CO ₂	MPa	8
Khoảng cách giữa giếng bơm và giếng thu hồi, L _w	m	106
Áp suất đáy giếng thu hồi	MPa	0,14
Áp suất ban đầu của vỉa, P _{int}	MPa	5,5
Độ thấm thấu khí theo trục x, k _x	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục y, k _y	mD	1,0
Độ thấm thấu khí theo trục z, k _z	mD	0,1
Nhiệt độ trong vỉa than, T	°C	40, 50, 65



Hình 12. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới lưu lượng khí CO₂ bơm vào

Kết quả chỉ ra rằng khi nhiệt độ tăng thì sản lượng khí CO₂ bơm vào vỉa than sẽ giảm. Điều này là do khả năng hấp thụ khí của than giảm đi khi nhiệt độ tăng. Khả năng hấp thụ khí của than phụ thuộc vào nhiệt độ đã được nghiên cứu bởi một số tác giả (P.Q Huy và nnk, 2009) [6], (Sasaki và nnk, 2009) [7].

4. Kết luận

Cô lập CO₂ đồng thời thu hồi CH₄ từ vỉa than là một phương pháp hiệu quả để cô lập khí CO₂ vì lượng khí CH₄ thu hồi được sẽ mang lại lợi nhuận góp phần giảm chi phí cho dự án cô lập CO₂. Trong bài báo này, các phân tích độ nhạy với các thông số trong mô hình của than Mạo Khê đã được thực hiện. Sau đây là một số tổng kết:

+ Kết quả mô phỏng sử dụng mô hình 5 giếng (4 giếng thu hồi khí CH₄ và 1 giếng cô lập khí CO₂) cho vỉa than của mỏ Mạo Khê chỉ ra rằng sản lượng khí CH₄ thu hồi được tăng 195% khi sử dụng giếng cô lập khí CO₂.

+ Việc phân tích độ nhạy đối với các thông số là một công cụ hữu ích cho việc quyết định lựa chọn các thông số tối ưu như khoảng cách giữa 2 giếng, thời gian dừng giếng thu hồi khí và các thông số khác.

+ Trong mô hình của mỏ Mạo Khê ở nghiên cứu này, khoảng cách giữa hai giếng bằng 205m được xem là khoảng cách tối ưu về kỹ thuật và kinh tế do sản lượng ngày đạt giá trị tối đa, tỷ suất lợi nhuận cao nhất và sản lượng khí CO₂ cô lập cũng cao nhất.

Tài liệu tham khảo

1. IPCC, 2005. *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press, NY.
2. P. Q. Huy, K. Sasaki, Y. Sugai, T. Kiga, M. Fujioka, T. Adachi, 2009. *JCPT (SPE)*, 48-10, p. 58 - 63.
3. G. Thomas and B. Dale, 2008. *International Journal of Coal Geology*, 74, p. 215 - 236.
4. I. Palmer, J. Mansoori, 1998. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. December, SPE52607.
5. P. Q. Huy, K. Sasaki, Y. Sugai, 2006. *Proc. of 4th Int. Workshop on Earth Science and Technology*, p. 271 - 278.
6. P. Q. Huy, K. Sasaki, Y. Sugai, S. Ichikawa, T. Babadagli, 2009. *Proc. of International Symposium on Earth Science and Technology*, p. 145 - 150.
7. K. Sasaki, T. Yasunami, Y. Sugai, 2009. *Journal of MMIJ*, 125-12, p. 605 - 613.
8. K. Sasaki, K. Fujii, S. Yamaguchi, K. Ohga, K. Hattori, Y. Kishi, 2004. *Journal of MMIJ*, 120-8, p. 461 - 458.
9. P. Q. Huy, K. Sasaki, Y. Sugai, S., 2010. *Int. Journal of Coal Geology*, 83, p.1 - 10.
10. T. Yasunami, K. Sasaki, Y. Sugai, 2009. *JCPT(SPE)*, 49-4, p. 44 - 50.

Nghiên cứu quá trình sản xuất nhiên liệu diesel đạt tiêu chuẩn Việt Nam từ dầu nhờn thải bằng phương pháp cracking nhiệt

ThS. Dương Viết Cường, KS. Phạm Ngọc Thuyên
KS. Đoàn Sỹ Hoàn

Trường Đại học Mở - Địa chất

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu thành công quá trình sản xuất nhiên liệu diesel từ dầu nhờn thải bằng phương pháp cracking nhiệt và sử dụng khoáng sét diatomit Phú Yên làm chất lọc hấp phụ nhằm khử màu và mùi sản phẩm. Nghiên cứu cũng đã sử dụng các phương pháp phân tích hóa lý hiện đại để xác định các chỉ tiêu hóa lý cơ bản của nguyên liệu và sản phẩm như: thành phần các hợp chất hydrocacbon trong nguyên liệu và trong các phân đoạn sản phẩm (GC), hàm lượng lưu huỳnh, hàm lượng nước, chỉ số cetan, thành phần cặn...

1. Đặt vấn đề

Năm 2010 ở Việt Nam thải ra khoảng 316.000 tấn dầu thải [1]. Dầu nhờn thải nếu không được thu gom, quản lý chặt chẽ và đề xuất các phương án tái sử dụng sẽ gây ô nhiễm môi trường, ảnh hưởng trực tiếp đến nguồn đất, nguồn nước, động thực vật và con người. Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về ngưỡng chất thải nguy hại (QCVN 07:2009/BTNMT) đã quy định dầu nhờn thải là một trong số chất thải nguy hại cần được kiểm soát nghiêm ngặt.

Các phương pháp tái sử dụng dầu nhờn thải hiện nay chủ yếu tập trung vào ba phương pháp chính [2, 3, 4, 5, 6]:

- Sử dụng làm chất đốt: Dầu nhờn thải được trộn với dầu đốt FO theo một tỷ lệ nhất định để làm chất đốt cho các nhà máy đòi hỏi chất lượng dầu đốt không cao. Phương pháp này có ưu điểm là sử dụng được ngay mà không phải xử lý. Nhược điểm chính của phương pháp là hiệu quả không cao. Mặt khác lại là yếu tố gián tiếp gây ô nhiễm không khí.

- Tái sinh nhằm thu hồi dầu gốc: Phương pháp này đã được nghiên cứu nhiều trong và ngoài nước. Ưu điểm nổi trội của phương pháp này là giữ nguyên được mục đích sử dụng ban đầu của dầu, nghĩa là dầu thải được tái sinh và quay trở lại làm dầu bôi trơn. Điều này không những

tránh được ô nhiễm môi trường mà còn có tác dụng bảo tồn nguồn tài nguyên dầu mỏ. Nhược điểm của phương pháp là công nghệ chế biến phức tạp, quy mô lớn, đòi hỏi nguồn nguyên liệu phải tập trung, ổn định.

- Cracking sản xuất nhiên liệu diesel: Phương pháp này có nhiều ưu việt hơn cả, đặc biệt đối với những nước đang phát triển, có nguồn nguyên liệu không tập trung như Việt Nam. Phương pháp cracking chủ yếu được quan tâm là cracking nhiệt và cracking xúc tác. Các chất xúc tác thường được sử dụng là: Zeolit, H_2SO_4 , HI, NaOH, Na_2CO_3 . So với quá trình cracking nhiệt thì quá trình cracking xúc tác tạo ra các sản phẩm có chất lượng cao hơn do tạo ra nhiều các hợp chất có nhánh hơn và ít các hợp chất đối hơn. Tuy nhiên qua khảo sát, nhóm tác giả nhận thấy sự tác động của các chất xúc tác này đến quá trình cracking đối với dầu thải là không thực sự lớn mà lại gây ăn mòn thiết bị vì trong dầu nhờn thải chứa nhiều cặn bùn, nhiều các hợp chất dị nguyên tố nên rất dễ gây ngộ độc, làm mất hoạt tính của chất xúc tác. Vì vậy, nhóm tác giả lựa chọn phương pháp sản xuất nhiên liệu diesel từ dầu nhờn thải bởi quá trình cracking nhiệt.

Sản phẩm của quá trình cracking vẫn tối màu và có mùi đặc trưng của lưu huỳnh, do đó cần phải loại bỏ bằng cách sử dụng các hợp chất tẩy màu, mùi.

2. Thực nghiệm

2.1. Chuẩn bị nguyên liệu

Dầu nhờn thải được sử dụng để sản xuất dầu diesel trong quá trình nghiên cứu được lấy từ các nguồn chính là: dầu động cơ xăng tại các cửa hàng sửa chữa xe máy khu vực Hà Nội (M1), dầu nhờn thải của các loại động cơ diesel ở các mỏ than khu vực Quảng Ninh (M2), dầu nhờn động cơ dùng cho đầu máy tàu hỏa, được thu gom tại các trạm bảo dưỡng, sửa chữa thuộc Công ty Đầu máy xe lửa Hà Nội (M3) và dầu nhờn động cơ tàu thủy được thu gom tại các Trạm sửa chữa, đóng tàu Hải Phòng (M4).

Các loại dầu thải thường nhiễm một lượng lớn các cặn bùn, nước, nhũ tương. Do đó cần phải xử lý sơ bộ trước khi đem đi tái chế. Các phương pháp làm sạch sơ bộ ở đây bao gồm:

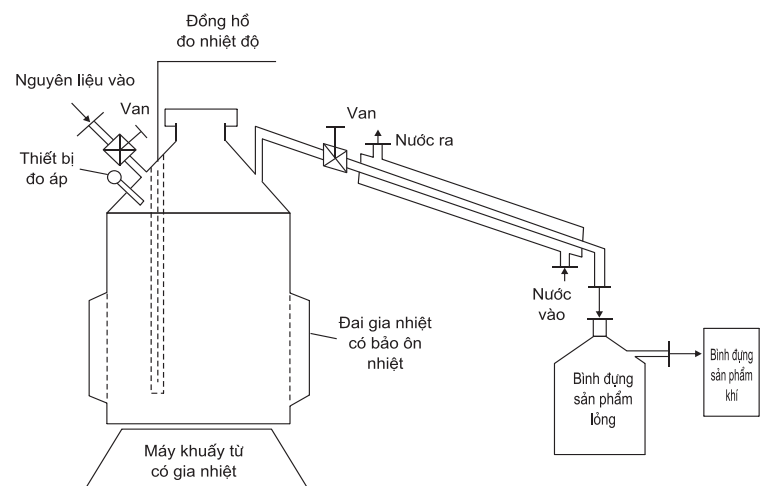
- Loại bỏ các tạp chất cơ học: Để loại bỏ các tạp chất cơ học, nhóm tác giả sử dụng các vật liệu lọc như: lưới lọc, vải sợi amiăng, thủy tinh xốp. Sau đó, sử dụng các chất đông tụ để kết khối các cặn bẩn lại với nhau tạo ra chất bẩn có kích thước lớn hơn, rồi loại bỏ chúng bỏ bằng cách lọc - tách hoặc ly tâm. Các chất đông tụ thường được sử dụng là: các chất điện ly (Na_2CO_3 , Na_3PO_4), các chất điện ly hữu cơ, chất hoạt động bề mặt, các keo hoạt tính bề mặt và các phản ứng kết hợp các phân tử hóa nước. Mặt khác nhóm tác giả cũng sử dụng axit sunfuric kết hợp với phương pháp lọc rửa để tách các chất nhựa asphalt, các hydrocacbon không no, các sản phẩm oxy hóa, hợp chất chứa lưu huỳnh và các tạp chất ra khỏi dầu thải [2, 3].

- Loại nước: nước lẫn trong dầu nhờn thải, nước còn lại sau quá trình xử lý sơ bộ và lọc rửa mẫu cần phải loại bỏ đến mức cho phép trước khi tiến hành cracking mẫu. Nếu hàm lượng nước lớn, chúng có thể phản ứng với các hydrosulfua sinh ra do quá trình nhiệt phân mẫu tạo các hợp chất có tính axit làm giảm chất lượng của sản phẩm cracking.

Các mẫu được cho vào bình chưng, gia nhiệt từ 110°C trong thời gian 2 giờ để đuổi hết lượng nước lẫn trong dầu.

Bảng 1. Khảo sát hàm lượng nước trong các mẫu dầu thải (% khối lượng)

Mẫu	Lượng nước	Hàm lượng nước ban đầu trong dầu thải	Hàm lượng nước đã loại ở 110°C trong 2 giờ	Hàm lượng nước còn lại trong dầu thải
M1		1,7652	1,75	0,0152
M2		1,8683	1,85	0,0183
M3		1,7165	1,70	0,0165
M4		2,1186	2,10	0,0186



Hình 1. Hệ thống cracking dầu nhờn thải

2.2. Sơ đồ công nghệ cracking dầu nhờn thải

Thiết bị phản ứng là bình inox có dung tích 1,2l được thiết kế đồng hồ đo nhiệt độ và đồng hồ đo áp suất. Nhiệt độ hiển thị là nhiệt độ bên trong khối dầu, áp suất là áp suất của hơi tự sinh trong bình phản ứng. Dưới tác dụng của nhiệt, dầu nhờn thải bị cracking thành phân đoạn nhẹ hơn. Phần hơi đi ra khỏi bình phản ứng được ngưng tụ bởi hệ thống làm lạnh bằng nước. Sản phẩm lỏng được hứng bằng bình hai cổ, sản phẩm khí đi ra bình chứa sản phẩm khí.

2.3. Chưng cất phân đoạn diesel

Sản phẩm thu được có chứa diesel và các phân đoạn khác. Nhiệt độ chưng cất của phân đoạn diesel là 200 - 330°C, dầu diesel cho động cơ diesel tốc độ chậm, tải trọng lớn có thể chưng cất ở nhiệt độ cao hơn, đến 400°C.

2.4. Xử lý sản phẩm diesel bằng khoáng diatomit Phú Yên

Phân đoạn diesel thu được sau quá trình chưng cất phân đoạn có chứa các hợp chất không no, các hợp chất mang màu, các hợp chất của oxy như axit hữu cơ và este, các hợp chất dị nguyên tố như S, N. Nhóm tác giả đã lựa chọn diatomit Phú Yên để loại màu và mùi sản phẩm [7, 8, 9, 10]. Đây là nguyên liệu sẵn có trong nước, rẻ và có thành phần hóa học chủ yếu như Bảng 1.

Diatomit Phú Yên là loại vật liệu mao quản trung bình, có diện tích bề mặt lớn 67,31m²/g, đa số diện tích bề mặt của oxit silic có đường kính mao quản vào khoảng 8,21nm và thể tích lỗ xốp là 0,138cm³/g.

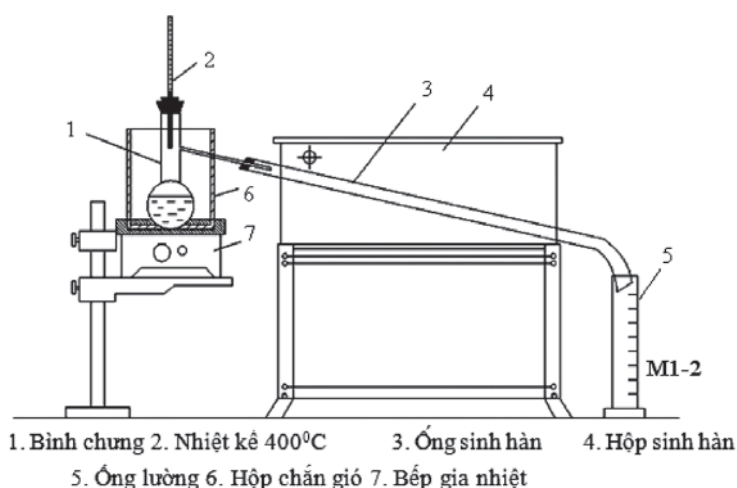
Diatomit dạng bột mịn được sấy trong tủ sấy ở 110°C trong 10 giờ để đuổi hết nước sau đó cho vào bình lọc với tỷ lệ nhất định rồi được nén chặt đến mật độ khoảng 1g/cm³. Dầu được cho vào bình, để một thời gian cho ngấm hết toàn bộ chất lọc, sử dụng khí nén của máy nén khí để thúc đẩy quá trình lọc nhanh hơn.

Bình lọc được nhóm làm để tài thiết kế với dung tích là 5 lít sử dụng khí nén để thúc đẩy quá trình lọc, có van khóa điều chỉnh áp lực của dòng khí nén để kiểm soát thời gian lưu của dầu trong thiết bị lọc.

3. Kết quả và thảo luận

Để đánh giá sự giảm phẩm cấp chất lượng của các mẫu dầu thải, nhóm tác giả đã tiến hành xác định các tính chất hóa lý của các mẫu nghiên cứu và so sánh một số thông số kỹ thuật cơ bản đối với một loại dầu nhờn mới tiêu biểu cho nhóm dầu thải đó.

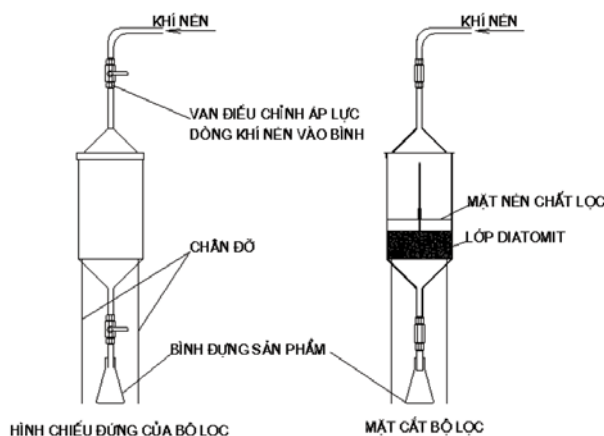
Thông thường, để thực hiện chức năng của dầu nhờn, trong thành phần phụ gia luôn luôn chứa các ion kim loại (Ca, Ba, Zn) và các dị nguyên tố (S, Cl,



Hình 2. Sơ đồ chưng cất phân đoạn để thu được diesel

Bảng 2. Thành phần hóa học của diatomit Phú Yên

SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	Na ₂ O	SO ₃
> 63%	< 7%	< 18%	< 1,4%	< 1,1%	< 3%	< 0,2%	< 2,5%



Hình 3. Hệ thống lọc khử mùi - màu diesel sau quá trình cracking bằng diatomit

Bảng 3. Đặc trưng kỹ thuật của một số loại dầu nhờn ở Việt Nam

Các chỉ tiêu kỹ thuật	Mức chất lượng tương đương với mẫu dầu nhờn thải nghiên cứu			
	M1	M2	M3	M4
Phân cấp chất lượng	API SG/CE; SAE-15W/40	API CF-4; SAE 20W/50	API CF; SAE-50	API CD/SF; SAE-50
Tỷ trọng ở 15°C	0,880	0,881	0,884	0,895
Độ nhớt ở 100°C, cSt	19,5	20	20,5	21
Chỉ số độ nhớt	135	125	96	95
Điểm chớp cháy cốc hở, °C	225	220	240	270
Hàm lượng nước, %kl	0,05	0,05	0,05	0,05
Hàm lượng kim loại, %kl				
Pb	-	0,73	-	-
Cu	-	0,61	-	-
Fe	-	19	-	-
Zn	-	240	-	-
Ca	-	270	-	-
Trị số kiềm tổng, mgKOH/g	10	10,8	10	6

Bảng 4. Chỉ tiêu hóa lý các mẫu dầu nhờn thải sử dụng trong thí nghiệm

Chỉ tiêu	Phương pháp thử	M1	M2	M3	M4
Tỷ trọng ở 15°C	ASTM D1298	0,881	0,883	0,905	0,889
Độ nhớt ở 100°C, cSt	ASTM D445-06	13,10	19,37	14,55	13,58
Điểm chớp cháy cốc hở, °C	ASTM D92-05	192	215	216	198
Hàm lượng nước, mg/kg	ASTM D95-05	151,6	182,5	165,4	185,6
Hàm lượng kim loại, mg/kg	ASTM D4628-05				
Ca		405	463	464	463
Zn		504	524	530	524
Fe		19	34	68	45
Cu		0,5	0,61	0,8	0,7
Pb	0,01	0,73	0,01	0,02	
Hàm lượng lưu huỳnh, %kl	ASTM D4294	0,552	0,652	0,825	0,818
Trị số kiềm tổng, mg KOH/g	ASTM D2896-06	9,22	8,23	5,45	6,50
Màu dầu	ASTM D4176	Đen	Đen	Đen	Đen

Br). Hàm lượng lưu huỳnh trong dầu gốc chỉ chiếm khoảng (0,05 - 1)% kl nhưng trong dầu nhờn thương phẩm hàm lượng các hợp chất lưu huỳnh có thể lên tới (1 - 5)%kl. Các hợp chất này là các hợp chất mong muốn trong dầu nhờn nhưng sự có mặt của chúng lại ảnh hưởng không tốt đến chất lượng nhiên liệu diesel và quá trình cracking mẫu.

Mặc dù các mẫu dầu nhờn thải sau khi được xử lý sơ bộ đã loại đi hàm lượng khá lớn các loại cặn bùn, nước nhưng qua Bảng 3 và 4 dễ nhận thấy: các mẫu dầu đều xuống cấp sau quá trình sử dụng. Mẫu nào sử dụng càng trong các điều kiện càng khắc nghiệt càng dễ bị oxy hóa, càng xuống cấp nhiều. Điều này được minh chứng qua sự giảm các giá trị như: độ nhớt, điểm chớp cháy, trị số kiềm tổng và sự tăng các giá trị như: tỷ trọng, hàm lượng kim loại, hàm lượng lưu huỳnh so với các chỉ tiêu hóa lý dầu bôi trơn mới.

Để xác định thành phần các hợp chất hydrocacbon của mẫu nhằm theo dõi sự biến đổi về thành phần hóa học của mẫu trong quá trình nghiên cứu, nhóm tác giả đã tiến hành phân tích mẫu dầu thải M1 bằng máy sắc ký khí GC. Kết quả phân tích được thể hiện trong Bảng 5.

Qua phương pháp phân tích sắc ký khí, dựa vào bảng mẫu chuẩn của máy phân tích đã xác định được 80 hợp chất có trong dầu nhờn thải. Trong dầu mỏ nói chung và dầu bôi trơn nói riêng, có hàng trăm, hàng nghìn các hợp chất hữu cơ khác nhau [11]. Việc xác định hết và đầy đủ các hợp chất này là không thực sự cần thiết. Tuy nhiên việc xác định được phần lớn các hợp chất sẽ cho phép ta đánh giá một cách tương đối về sự biến đổi của chúng trong quá trình cracking.

Quá trình cracking được thực hiện trong thiết bị cracking như đã trình bày ở trên. Thể tích lấy các phân đoạn sản phẩm và điều kiện của quá trình thể hiện trong Bảng 6.

Bảng 5. Thống kê kết quả phân tích GC-MS mẫu M1

Các hợp chất	% khối lượng
Các hợp chất chứa vòng benzen	46,12
Các hợp chất chứa vòng naphtha	2,61
Các hợp chất chứa vòng cyclo	2,05
Các hợp chất parafin	44,27
- Mạch thẳng	33,43
- Mạch nhánh	10,84
Các hợp chất olefin	0
Các hợp chất chứa dị nguyên tố	6,5
- Hợp chất chứa lưu huỳnh	2,96
- Hợp chất chứa oxy	1,86
- Hợp chất chứa brom	1,17
- Hợp chất chứa clo	0,51

Bảng 6. Điều kiện và sản phẩm thu được của quá trình cracking dầu nhờn thải

Mẫu	M1	M2	M3	M4
Sản phẩm				
Thể tích khí, %	10,5	9,5	7	8
Thể tích diesel, %	80	80	82,5	82,5
Thể tích cặn, %	9,5	10,5	10,5	9,5
Nhiệt độ lấy mẫu*, °C	320	327	355	340
Nhiệt độ kết thúc, °C	452	459	461	452
Áp suất lấy mẫu, atm	1 - 2	1 - 2	1 - 2	1 - 2
Thời gian lấy mẫu, giờ	1,5	1,5	1,5	1,5

Nhiệt độ lấy mẫu: là nhiệt độ tại đó áp suất hơi trong bình nhiệt phân đạt 2atm thì mở van trước sinh hàn để thu sản phẩm

Nhiệt độ kết thúc lấy mẫu: là nhiệt độ tại đó thu được khoảng 95% thể tích mẫu đã đem đi cracking

Qua Bảng 6 nhận thấy: nhiệt độ lấy sản phẩm của cả 4 mẫu trên nằm trong khoảng 320 - 461°C, thấp hơn nhiều so với nhiệt độ cracking phân đoạn dầu gốc có số nguyên tử cacbon tương đương là 470 - 540°C ở 20atm [11]. Điều

Bảng 7. Các chỉ tiêu hóa lý của phân đoạn diesel sau cracking và chưng cất phân đoạn

Chỉ tiêu hóa lý	Phương pháp	Kết quả				Diesel 0,25%S TCVN 5689:2005
		M1-1	M2-1	M3-1	M4-1	
Tỷ trọng ở 15°C, kg/l	TCVN 6594-07	0,8323	0,8347	0,8374	0,8305	0,82 - 0,86
Độ nhớt động học ở 40°C, cSt	TCVN 3171-07	3,1324	3,3121	3,4120	2,5364	2 - 4,5
Thành phần cất, °C						
- Cất 50%V	TCVN 2698-07	285	293	298	257	Báo cáo
- Cất 90%V		360	367	374	355	≤ 360
Điểm bắt cháy cốc kín, °C	TCVN 2693-07	56	58	53	54	≥ 55
Hàm lượng lưu huỳnh, %kl	ASTM D4294	0,1862	0,2046	0,2312	0,1645	0,25
Hàm lượng tro, %kl	TCVN 2690-07	0,008	0,008	0,009	0,009	≤ 0,01
Chỉ số cetan	TCVN 3180-07	51	53	46	50	≥ 46
Hàm lượng nước, mg/kg	ASTM D95-05	152,3	148,6	150,5	203,2	≤ 200
Hàm lượng tạp chất, %kl	ASTM D473	0,005	0,004	0,007	0,005	≤ 0,01
Ngoại quan	-	Đen, hắc	Đen, hắc	Đen, hắc	Đen, hắc	Sạch, trong

này chứng tỏ các mẫu dầu thải đã bị oxy hóa mạnh, làm cho cấu trúc không bền nên rất dễ bị phân hủy bởi nhiệt. Mặt khác theo nhóm tác giả, bản chất trong dầu nhờn thải có chứa các phụ gia chứa các hợp chất amin, amit, hydroxyl, ion kim loại và các axit hữu cơ nên chúng đóng vai trò như các xúc tác lỏng ion tác động rất lớn đến quá trình cracking. Chúng đóng vai trò như các chất xúc tác thúc đẩy quá trình tạo gốc tự do hoặc cacbocation trong quá trình cracking.

Phân đoạn sản phẩm chính sau khi cracking được tiến hành chưng cất phân đoạn nhằm loại bỏ các phân đoạn khí, xăng, và phân đoạn cặn. Quá trình chưng cất 1000ml ta thu được 850ml phân đoạn diesel có nhiệt độ sôi từ 200 - 330°C. Kết quả phân tích các chỉ tiêu hóa lý, phân tích GC phân đoạn diesel được thể hiện qua Bảng 7 và 8.

Qua Bảng 7 nhận thấy hầu hết các chỉ tiêu hóa lý của diesel sau quá trình chưng cất đều nằm trong ngưỡng cho phép của diesel thương phẩm. Một số chỉ tiêu như: thành phần cất, nhiệt độ chớp cháy cốc kín, hàm lượng tro, hàm lượng nước có giá trị xấp xỉ hoặc cao hơn một chút so với tiêu chuẩn nhưng có thể chấp nhận được và có thể cải thiện được trong các công đoạn tinh chế sản phẩm tiếp theo.

So sánh Bảng 8 và Bảng 5 ta thấy hàm lượng các hợp chất chứa vòng thơm giảm rất mạnh, hàm lượng các hợp chất parafin giảm còn các hợp chất olefin tăng chứng tỏ quá trình cracking bẻ mạch và phá vỡ cấu trúc của các vòng thơm trong nguyên liệu dầu nhờn thải ban đầu. Cũng do sự bẻ mạch các hợp chất có phân tử lớn thành các phân tử nhỏ hơn mà hàm lượng các hợp chất chứa

Bảng 8. Thống kê các hợp chất có trong nhiên liệu diesel sau khi chưng cất mẫu M1-1

Các hợp chất	% khối lượng
Các hợp chất chứa vòng bezen	2,49
Các hợp chất chứa vòng naphtha	0
Các hợp chất chứa vòng cyclo	7,16
Các hợp chất parafin	54,55
- Mạch thẳng	43,60
- Mạch nhánh	10,95
Các hợp chất olefin	19,94
- Mạch thẳng	14,11
- Mạch nhánh	5,83
Các hợp chất chứa dị nguyên tố	15,86
- Hợp chất chứa lưu huỳnh	9,07
- Hợp chất chứa oxy	5,35
- Hợp chất chứa brom	0,75
- Hợp chất chứa clo	0,69

lưu huỳnh nói riêng và hợp chất dị nguyên tố nói chung đều tăng so với nguyên liệu ban đầu. Điều này có thể là do trong nguyên liệu, các hợp chất chứa lưu huỳnh thường có phân tử lượng lớn nên máy GC không phát hiện được, nhưng khi các mạch hydrocacbon bị bẻ mạch hoặc phân hủy thì các hợp chất này có thể nằm trong khoảng nhận biết của máy phân tích.

Sản phẩm sau chưng cất có màu tối và hắc do các hợp chất tạo màu và mùi gây lên. Quá trình khử màu và mùi sản phẩm được thực hiện bằng diatomit Phú Yên. Các chỉ tiêu hóa lý của các mẫu sau quá trình hấp phụ được chỉ ra trong Bảng 9.

Bảng 9. Các chỉ tiêu của phân đoạn diesel sau khi lọc bằng khoáng diatomit Phú Yên

Chỉ tiêu hóa lý	Phương pháp	Kết quả				Diesel 0,25% theo TCVN 5689:2005
		M1-2	M2-2	M3-2	M4-2	
Tỷ trọng ở 15°C, kg/l	TCVN 6594-07	0,8307	0,8328	0,8334	0,8255	0,82-0,86
Độ nhớt động học ở 40°C, cSt	TCVN 3171-07	3,0134	3,221	3,285	2,4364	2-4,5
Thành phần cất, °C	TCVN 2698-07	280	289	290	248	Bảo cáo ≤ 360
- Cất 50%V						
- Cất 90%V		353	360	368	345	
Điểm bắt cháy cốc kín, °C	TCVN 2693-07	56	58	53	54	≥ 55
Hàm lượng lưu huỳnh, %kl	ASTM D4294	0,1262	0,1546	0,210	0,1125	0,25
Hàm lượng tro, %kl	ASTM D473	0,006	0,007	0,008	0,008	≤ 0,01
Chỉ số cetan	TCVN 3180-07	52	54	49	51	≥ 46
Điểm đông đặc, °C	TCVN 3753-07	-3	-3	- 3	-3	≤ +6
Hàm lượng nước, mg/kg	ASTM E203	98,2	99,8	120,5	152,2	≤ 200
Cặn cacbon của 10% cặn chưng cất, %kl	TCVN 6304-06	0,18	0,25	0,28	0,25	≤ 0,3
Ăn mòn mảnh đồng ở 50°C trong 3 giờ	TCVN 2694-07	1a	1a	1a	1a	Loại 1
Hàm lượng tạp chất, %kl	ASTM D473	0,004	0,004	0,005	0,004	≤ 0,01
Thang màu dầu	ASTM D1500	L3,5	L3,5	L3,5	L3,5	-
Mùi dầu	-	Mùi dầu	Mùi dầu	Mùi dầu	Mùi dầu	-

Bảng 10. Ảnh hưởng của khối lượng diatomit tới khả năng hấp phụ

Mẫu	Chỉ số	Chiều cao chất lọc diatomit, cm	Thời gian lọc, phút	Hiệu suất sản phẩm, %	Thang màu	Độ nhớt ở 40°C, cSt
M1		0	-	-	D 8,0 DIL	-
M1-1		0	-	-	D8,0 DIL	3,3
		2,5	30	97	6,0	3,3
		3,0	45	95	4,5	3,3
		3,5	60	93	L3,5	3,1
		4,0	95	92	L3,0	3,0

Từ Bảng 9 có thể khẳng định nhóm nghiên cứu đã tổng hợp thành công nhiên liệu diesel từ các mẫu dầu nhờn thải M1 và M2 bằng phương pháp cracking nhiệt, sử dụng diatomit Phú Yên làm chất khử mùi và màu của sản phẩm sau cracking. Đối với các mẫu M3 và M4, các tính chất chưa đạt TCVN 5689:2005 như điểm bắt cháy cốc kín và thành phần cất 90% nhưng các giá trị này không có sự chênh lệch nhiều so với tiêu chuẩn. Có thể dễ dàng điều chỉnh các thông số này qua quá trình chưng cất phân đoạn sản phẩm diesel. Mặt khác, tính chất hóa lý sản phẩm sau quá trình cracking từ các mẫu nguyên liệu ban đầu khác nhau không khác nhau nhiều, điều này cũng có thể khẳng định có thể áp dụng quy trình này cho hầu hết các chất bôi trơn có nguồn gốc từ dầu khoáng (trừ dầu biến thể, một chất khó bị bẻ mạch ở điều kiện thí nghiệm).

Nhóm tác giả cũng đã tiến hành khảo sát các điều kiện tối ưu để xác định khả năng khử màu, mùi của chất hấp phụ

diatomit Phú Yên. Kết quả khảo sát 1 lít mẫu M1-1 cho mỗi thí nghiệm chỉ ra trong Bảng 10 và 11.

Từ Bảng 10 nhận thấy sau khi hấp phụ, chỉ tiêu màu của dầu diesel tốt hơn rất nhiều so với dầu trước khi hấp phụ, đặc biệt so với dầu nhờn thải. Khi tăng lượng diatomit thì khả năng hấp phụ tăng. Tuy nhiên lượng diatomit càng tăng thì chỉ tiêu màu của dầu diesel giảm chậm trong khi đó hiệu suất thu dầu diesel sạch giảm và đặc biệt là thời gian lọc tăng nhanh, ảnh hưởng đến khả năng áp dụng trong thực tế sản xuất. Một trong những khó khăn lớn nhất hiện nay là thời gian lọc của quá trình thường quá chậm, kéo theo làm giảm năng suất chế biến. Thông thường muốn giảm thời gian lọc thì chỉ có thể giảm chiều cao lớp chất hấp phụ hoặc điều chỉnh vận tốc dòng khí nén. Tuy nhiên nếu lượng chất hấp phụ quá ít thì hiệu suất của quá trình lọc lại giảm. Nếu tăng lượng chất hấp phụ thì thời gian lọc tăng nhanh. Việc

Bảng 11. Khả năng xử lý màu và mùi sản phẩm phụ thuộc vào số lần lọc của chất hấp phụ diatomit Phú Yên

Mẫu	Số lần lọc của chất hấp phụ	Thời gian, phút	Hiệu suất, %	Thang màu
M1-1	1	60	93	L3,5
	2	63	93	L3,5
	3	67	92	L3,5
	4	71	90	L4,0
	5	78	89	L4,0
	6	85	88	L4,5

điều chỉnh vận tốc dòng khí nén đôi khi rất khó khăn. Nếu tăng vận tốc dòng khí nén quá cao thì thường tạo ra áp lực lớn lên bề mặt chất hấp phụ, làm cho chất hấp phụ dễ bị cuốn theo nhiên liệu diesel. Vậy chiều cao chất hấp phụ thích hợp trong nghiên cứu này là 3,5cm.

Dựa vào Bảng 11 thì số lần lọc tối đa của chất hấp phụ diatomit có thể chấp nhận được trong quá trình xử lý màu mùi sản phẩm là 6 lần lọc. Cụ thể, với các lần lọc từ 1 - 3 thì màu của sản phẩm gần như không có sự khác biệt, nhưng từ lần lọc thứ 4 thì màu của sản phẩm sau lọc đậm hơn, chuyển từ màu vàng chanh sang màu vàng sậm. Điều này có thể giải thích là do các lần lọc trước đó, các phân tử hydrocacbon, các hợp chất gây màu... chiếm chỗ trong các mao quản của chất hấp phụ làm giảm khả năng hấp phụ của chất hấp phụ cho các lần sau đó. Nếu tăng số lần lọc mẫu của diatomit lên thì thời gian lọc tăng lên rất nhanh mà hiệu quả xử lý màu và mùi giảm đáng kể.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu thành công quá trình sản xuất nhiên liệu diesel đạt tiêu chuẩn diesel thương phẩm từ dầu nhờn thải bằng phương pháp cracking nhiệt. Kết quả nghiên cứu cụ thể như sau:

- Đã khảo sát và lựa chọn được phương pháp thích hợp để loại bỏ được các tạp chất cơ học, nước lẫn trong dầu thải bằng phương pháp lọc, đông tụ và chưng cất.
- Đã xây dựng được quy trình cracking dầu nhờn thải thành nhiên liệu diesel với các điều kiện thực hiện:
 - + Lượng mẫu: 1 lít/mẻ.
 - + Áp suất tự sinh: 1 - 2atm.
 - + Nhiệt độ lấy sản phẩm và kết thúc quá trình: 320 - 461°C.
 - + Thời gian thực hiện phản ứng: 1,5 giờ.
- Lựa chọn được loại khoáng diatomit Phú Yên sẵn có trong nước, giá thành rẻ và xử lý triệt để màu và mùi của sản phẩm diesel từ quá trình cracking dầu nhờn thải.

Tài liệu tham khảo

1. Số liệu thống kê của Phòng thương mại công nghiệp Việt Nam (VCCI).
2. TS. Nguyễn Danh Nhi, 2000. *Nghiên cứu khả năng làm sạch dầu nhờn bằng khoáng diatomit*. Đề tài cấp Bộ Giáo dục.
3. Bùi Huê Cầu. *Đề tài "Tái sinh dầu nhờn phế thải"*. Bộ Thương mại và Du lịch Tổng công ty Xăng dầu khu vực II.
4. Firas Awaja, Dumitru Pavel, 2006. *Design aspects of used lubricating oil re-refining*. Elsevier B.V, Elsevier's science and Technology rights department in Oxford, UK.
5. Nimir, O.M., Abdul Mutalib, M.I. and Adnan R, 2000. *Recycling of used lubricating oil by solvent extraction A guideline for single solvent desing*. Faculty of Chemiscal Engineering, Insitute of Technology Petronas, Malaysia. Patent 80990.
6. R. Booser, 1988. *Handbook of Lubrication*, Vol 1, Vol 2, CRS Press, Inc., Boca Raton, Florida, Six Printing.
7. Phạm Cẩm Nam, 2009. *Xác định các đặc tính của nguyên liệu diatomit Phú Yên bằng FT-IR, XRD, XRF kết hợp với phương pháp tính toán lý thuyết DFT*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Đà Nẵng, số 2 (31).
8. Nguyễn Thị Thanh Huyền, Nguyễn Văn Hạnh, Trần Văn Lũng, 2/2006. *Nghiên cứu công nghệ chế biến bột trợ lọc từ quặng diatomit mỏ Hòa Lộc, Phú Yên*. Khoa học Công nghệ mỏ, p. 12 -15.
9. Phạm Cẩm Nam, 1998. *Kết quả ban đầu về nguyên liệu diatomite Phú yên và các hướng áp dụng trong công nghiệp sản xuất*. Tạp san Khoa học - Đại học Đà Nẵng, số 3, p. 49 - 55.
10. Nguyễn Danh Nhi, 2002. *Nghiên cứu khả năng làm sạch dầu nhờn bằng khoáng diatomit*. Tạp chí Dầu khí số 7, p. 53.
11. TS. Phan Tử Bằng, 2002. *Giáo trình hóa học dầu mỏ và khí tự nhiên*. Nhà xuất bản Giao thông vận tải.

Nghiên cứu khả năng hấp phụ ion kim loại đồng sử dụng tro của vỏ khoai tây

TS. Bùi Thị Lệ Thủy, KS. Nguyễn Xuân Hải
Trường Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Quá trình hấp phụ để loại ion kim loại đồng trong dung dịch nước sử dụng tro của vỏ khoai tây được thực hiện theo mẻ. Ảnh hưởng của các yếu tố đến quá trình hấp phụ đã được nghiên cứu. Ở điều kiện tối ưu trong vùng khảo sát, hiệu suất của quá trình hấp phụ đạt tới 98,5 % khi loại Cu^{2+} trong dung dịch có nồng độ 190mg/l ở pH 6. Quá trình đã được mô tả bằng mô hình đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir và Freundlich. Kết quả nghiên cứu theo mô hình đẳng nhiệt hấp phụ Langmuir cho thấy khả năng hấp phụ Cu^{2+} tối đa của chất hấp phụ là 53,9mg/g.

1. Giới thiệu

Kim loại nặng là các nguyên tố có khối lượng nguyên tử từ 63,5 - 200,6 và khối lượng riêng lớn hơn 5,0 [1]. Cùng với sự phát triển nhanh chóng của các ngành công nghiệp như mạ, luyện kim, phân bón, thuốc da, giấy, dược... nguồn nước thải có chứa các kim loại nặng trực tiếp và gián tiếp gây ô nhiễm môi trường ngày càng tăng. Không như các tạp chất hữu cơ, kim loại nặng không phân hủy sinh học mà tích tụ lại trong cơ thể sống. Rất nhiều kim loại nặng có độc tính cao và là tác nhân gây ung thư. Các kim loại độc trong nước thải công nghiệp bao gồm: kẽm, đồng, niken, thủy ngân, cadimi, chì và crom.

Hấp thu một lượng dư đồng vào cơ thể sẽ dẫn đến đau đầu, rụng tóc, tăng nhịp tim, buồn nôn, hồng thận và gan. Đồng thời nó cũng gây ra các vấn đề về tâm lý như: hoạt động bất thường của não, trầm cảm, tâm thần phân liệt, lượng lớn đồng hấp thụ qua đường tiêu hoá có thể gây tử vong [2]. Tổ chức y tế thế giới khuyến cáo nồng độ đồng tối đa của ion Cu^{2+} trong nước uống là 1,5mg/l [3]. Một số kim loại nặng khác cũng đặc biệt nguy hiểm đối với sức khỏe con người và sự an toàn của hệ sinh thái. Vì thế cần phải loại bỏ chúng trong nước thải. Các phương pháp truyền thống để loại bỏ kim loại nặng bao gồm: thẩm thấu ngược, xử lý điện hóa, trao đổi ion [4].

Các phương pháp này có thể làm giảm ion kim loại nặng nhưng không có hiệu quả cao do bị hạn chế bởi

khoảng pH, giá thành vật liệu và vận hành cao. Trong những năm gần đây, có nhiều nghiên cứu tập trung vào việc sử dụng các chất hấp phụ rẻ tiền để loại đồng và các kim loại nặng trong dung dịch nước. Một số chất hấp phụ như: mùn cưa, oxit silic, oxit sắt, tro bùn thải, bã cây oliu, keo vô cơ, than hoạt tính đã được nghiên cứu dùng làm chất xử lý các chất thải chứa nhiều Cu^{2+} [5 - 10].

Trong nghiên cứu này, Cu^{2+} trong dung dịch nước được xử lý dùng tro của vỏ khoai tây với mục đích tận dụng nguồn nguyên liệu hấp phụ rẻ tiền, sẵn có trong nước và giảm chất thải gây ô nhiễm môi trường. Ngoài ra, động học của quá trình và ảnh hưởng của các điều kiện tiến hành cũng được nghiên cứu.

2. Thực nghiệm

2.1. Chuẩn bị chất hấp phụ

Vỏ khoai tây được rửa để loại bỏ hết tạp chất bẩn, tráng lại bằng nước cất thật sạch rồi ngâm trong nước cất khoảng 3 giờ. Mẫu thu được đem sấy ở 100°C trong 3 giờ, nung ở 700°C trong 2 giờ sau đó lấy mẫu ra đem nghiền nhỏ, sấy và sử dụng làm chất hấp phụ.

2.2. Quá trình tách ion Cu^{2+} trong dung dịch bằng chất hấp phụ

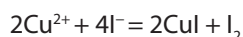
Thí nghiệm được thực hiện trong bình cầu có lắp máy khuấy, sinh hàn hồi lưu và nhiệt kế. Dung dịch $CuSO_4$ và

chất hấp phụ được đưa vào bình cầu, sử dụng các dung dịch NaOH 0,1M và HNO₃ 0,1M để điều chỉnh độ pH của hỗn hợp. Hỗn hợp được khuấy với tốc độ 150 vòng/phút ở nhiệt độ và thời gian nghiên cứu.

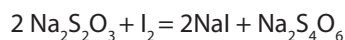
Sau khi kết thúc quá trình, dùng giấy lọc để lọc tách chất hấp phụ và dung dịch, cũng có thể dùng phương pháp ly tâm để tách. Dung dịch thu được đem chuẩn độ để xác định nồng độ ion kim loại còn lại trong dung dịch.

Phương pháp chuẩn độ để xác định nồng độ ion Cu²⁺ trong dung dịch sau hấp phụ

Trong nghiên cứu này, phương pháp chuẩn độ ion được dùng để xác định nồng độ ion Cu²⁺ trong dung dịch. Các phản ứng cơ bản bao gồm:



I₂ thoát ra được chuẩn độ bằng dung dịch Na₂S₂O₃ theo phản ứng sau:



Chất chỉ thị dùng ở phản ứng này là hồ tinh bột [11, 12].

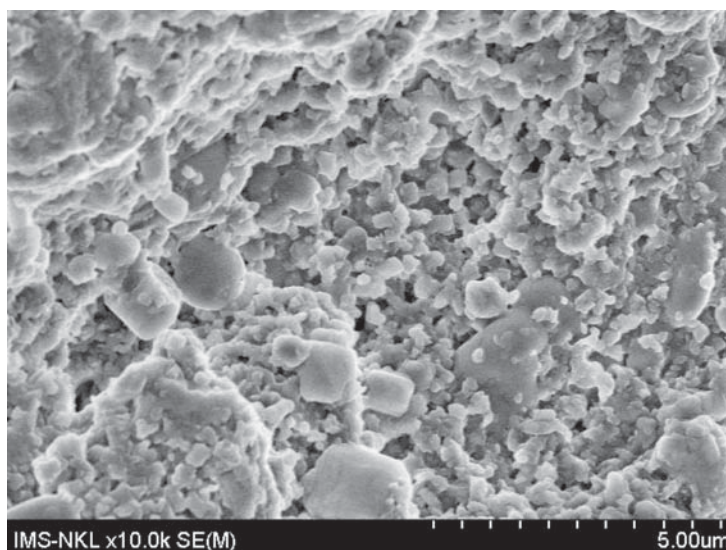
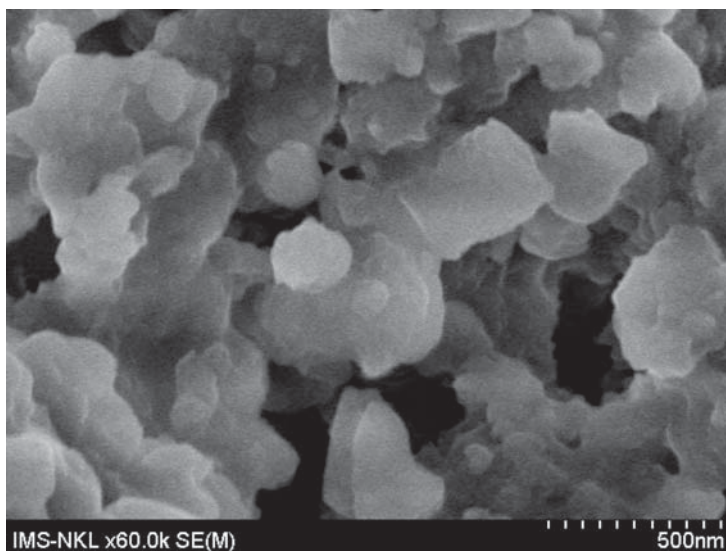
2.3. Tái sinh chất hấp phụ

Chất hấp phụ sau khi sử dụng được rửa bằng nước cất và cho vào bình cầu 3 cổ, cho thêm vào 100ml dung dịch HCl nồng độ thích hợp, khuấy trong 60 phút. Khi quá trình nhả hấp phụ kết thúc, sử dụng giấy lọc để tách lấy tro, đem sấy khô và nghiền nhỏ để dùng cho các thí nghiệm tái hấp phụ.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng tính chất

Tro thu được sau khi nung được xác định một số tính chất vật lý. Diện tích bề mặt của mẫu nhỏ khoảng 0,6m²/g chứng tỏ đây là sự hấp phụ bề mặt. Sự hấp phụ bị ảnh hưởng bởi các tính chất hóa lý của chất hấp phụ và chất bị hấp phụ. Ảnh SEM (Hình 1) ở các độ phân giải khác nhau cho thấy các hạt phân bố tương đối đồng đều khoảng 2 - 3µm, bề mặt của chất hấp phụ có nhiều khe rãnh, điều đó cho phép tăng khả năng hấp phụ của chất hấp phụ



Hình 1. Ảnh chụp kính hiển vi điện tử quét của mẫu chất hấp phụ (tro vỏ khoai tây)

3.2. Ảnh hưởng của một số yếu tố đến quá trình hấp phụ

Các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình hấp phụ như: khối lượng chất hấp phụ, nồng độ dung dịch chất hấp phụ, thời gian, nhiệt độ và pH được nghiên cứu để tìm ra các thông số tối ưu trong vùng khảo sát.

3.2.1. Ảnh hưởng của khối lượng chất hấp phụ

Các thí nghiệm được thực hiện ở cùng điều kiện với khối lượng chất hấp phụ thay đổi. Kết quả được trình bày ở Hình 2.

Kết quả ở Hình 2 cho thấy khối lượng chất hấp phụ tối ưu để thu được hiệu suất hấp phụ cao nhất là 1g. Với khối lượng chất hấp phụ thấp hơn 1g thì quá trình hấp phụ chưa xảy ra hoàn toàn do đó hiệu suất hấp phụ chưa đạt giá trị cao nhất. Khi khối lượng chất hấp phụ tăng dần thì lượng ion kim loại đồng được hấp phụ trên bề mặt chất hấp phụ cũng tăng dần và đạt cực đại tại 1g. Khi khối lượng chất hấp phụ tăng nữa thì hiệu suất hấp phụ lại giảm nhẹ. Trong các thí nghiệm tiếp theo, lượng chất hấp phụ sử dụng đều là 1g/100ml dung dịch Cu^{2+} .

3.2.2. Ảnh hưởng của nồng độ dung dịch bị hấp phụ

Khi nồng độ của dung dịch chứa Cu^{2+} tăng từ 95 - 380 mg/l thì hiệu suất quá trình hấp phụ giảm nhẹ từ 98% xuống còn 95% (Hình 3). Điều này là phù hợp vì quá trình hấp phụ là một quá trình cân bằng. Để so sánh và đánh giá khả năng hấp phụ của chất hấp phụ ở các điều kiện khác nhau, trong toàn bộ nghiên cứu này các thí nghiệm đều sử dụng dung dịch chứa Cu^{2+} 190mg/l.

3.2.3. Ảnh hưởng của thời gian

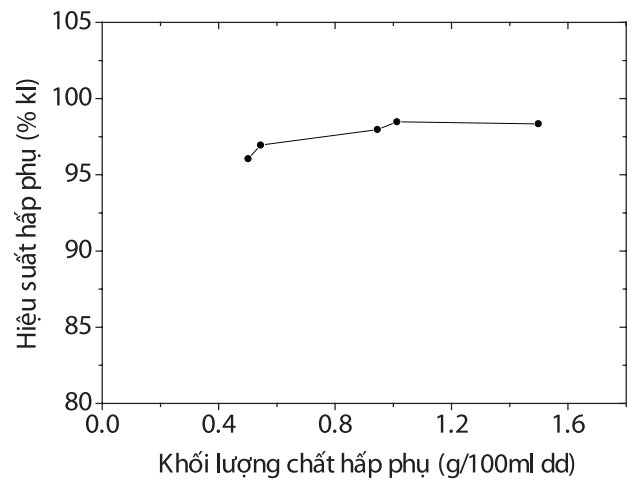
Khi tăng dần thời gian thì hiệu suất hấp phụ tăng và đạt cực đại là 98,5% ở 20 phút, sau đó hiệu suất không thay đổi chứng tỏ quá trình đã đạt tới cân bằng (Hình 4). Vì vậy, thời gian hấp phụ tối ưu là 20 phút.

3.2.4. Ảnh hưởng của nhiệt độ

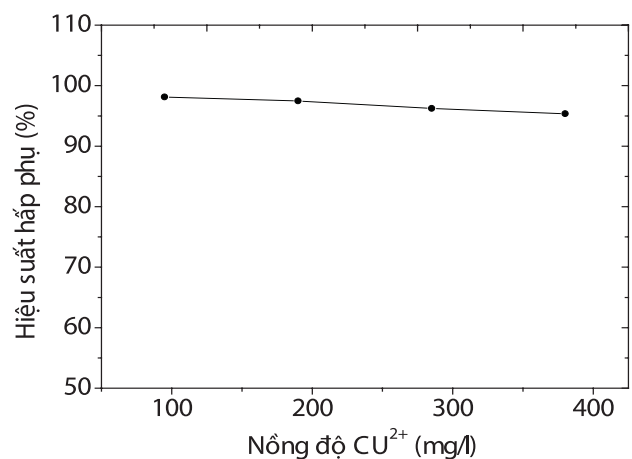
Ảnh hưởng của nhiệt độ được nghiên cứu trong khoảng 20 - 40°C (Hình 5). Kết quả cho thấy hiệu suất hấp phụ giảm khi tăng nhiệt độ. Điều này phù hợp với nhiệt động học, hấp phụ là quá trình tỏa nhiệt, do đó nhiệt độ càng tăng thì quá trình hấp phụ càng giảm và quá trình giải hấp tăng. Vậy nhiệt độ tối ưu cho quá trình hấp phụ trong khoảng khảo sát là 20°C.

3.2.5. Sự ảnh hưởng của pH

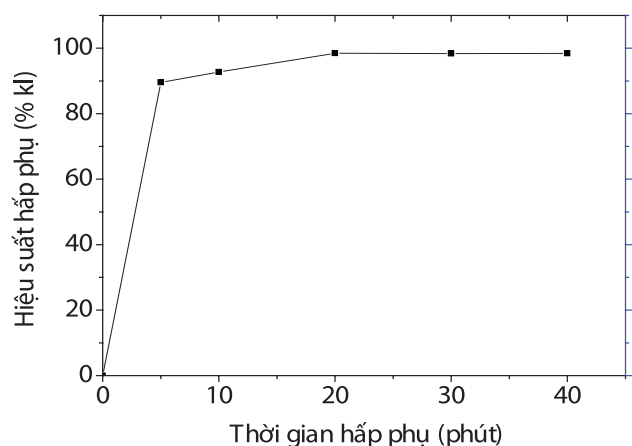
Quá trình hấp phụ ion Cu^{2+} được nghiên cứu ở môi trường có pH thay đổi từ 1 - 14 (Hình 6). Kết quả cho thấy pH = 6 là tối ưu để thu được hiệu suất hấp phụ lớn nhất (98,5%). Ở pH thấp hơn trong dung dịch tồn tại nhiều ion H^+ . Các ion này phản ứng với nhóm chức anion trên bề mặt chất hấp phụ làm hạn chế số lượng các nhóm chức cho sự hấp phụ ion đồng [13]. Do đó hiệu suất hấp phụ giảm. Tuy nhiên khi pH > 6 trong dung dịch lại có nhiều ion OH^- tạo kết tủa hydroxit với ion đồng làm cản trở sự hấp phụ ion đồng lên bề mặt chất hấp phụ [5, 14, 15]. Điều này dẫn đến sự giảm hiệu suất hấp phụ.



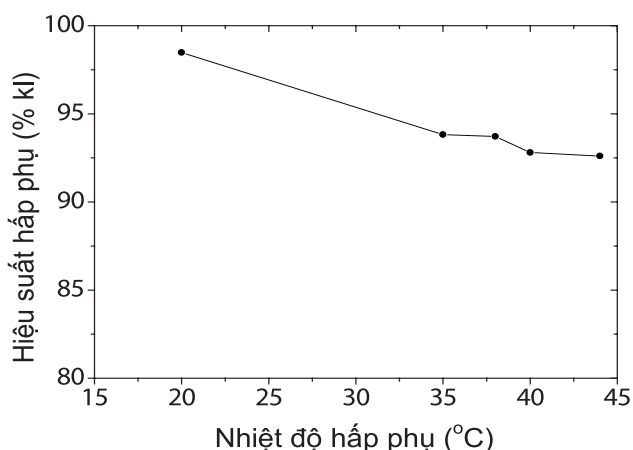
Hình 2. Ảnh hưởng của khối lượng chất hấp phụ đến quá trình hấp phụ ($[Cu^{2+}] = 190 \text{ mg/l}$, 20 phút, 20°C, pH = 6)



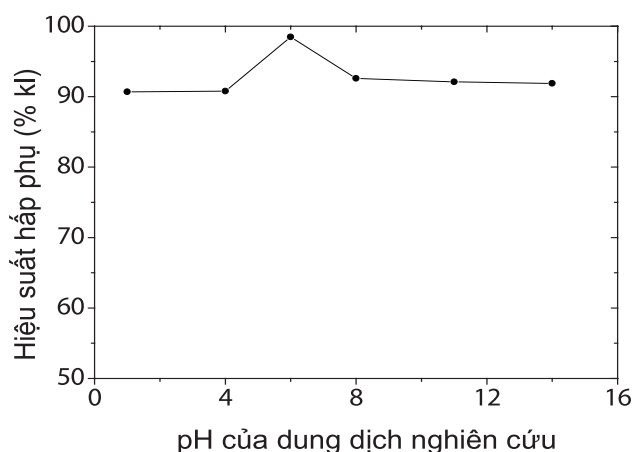
Hình 3. Ảnh hưởng của nồng độ dung dịch Cu^{2+} đến hiệu suất hấp phụ (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20 phút, 20°C, pH = 6)



Hình 4. Ảnh hưởng của thời gian hấp phụ đến hiệu suất hấp phụ (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, $[Cu^{2+}] = 190 \text{ mg/l}$, 20°C, pH = 6).



Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu suất hấp phụ (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, $[Cu^{2+}] = 190 \text{ mg/l}$, 20 phút, pH = 6)



Hình 6. Ảnh hưởng của pH đến hiệu suất hấp phụ 20 phút (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, $[Cu^{2+}] = 190 \text{ mg/l}$, 20 phút, 20°C)

Bảng 1. Khả năng tái sử dụng chất hấp phụ ($[Cu^{2+}] = 190 \text{ mg/l}$, 1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20°C, 20 phút, pH = 6)

Lần hấp phụ	HSHP (%)	Độ HP (mg/g)
1	98,47	18,71
2	96,55	18,34
3	96,35	18,30

3.2.6. Tái sử dụng chất hấp phụ

Khả năng tái sử dụng chất hấp phụ là một tính chất quan trọng. Dãy các thí nghiệm được thực hiện ở cùng điều kiện sử dụng lại chất hấp phụ sau khi nhả hấp phụ. Quá trình được lặp lại ba lần, thu được kết quả ở Bảng 1.

Hiệu suất hấp phụ giảm dần khi số lần hấp phụ tăng là do sau mỗi lần hấp phụ và giải hấp đã mất đi một lượng các tâm hoạt động trên bề mặt chất hấp phụ. Quá trình nhả hấp không hoàn toàn cũng làm giảm hiệu suất của

quá trình hấp phụ. Tuy nhiên, hiệu suất hấp phụ chỉ giảm nhẹ chứng tỏ chất hấp phụ có khả năng tái sử dụng cao.

3.3. Sự hấp phụ đẳng nhiệt

Tính chất đặc trưng cho quá trình hấp phụ thường được nghiên cứu bằng cách sử dụng một số mô hình hấp phụ đẳng nhiệt. Hai mô hình phổ biến nhất là Langmuir và Freundlich.

3.3.1. Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir

Phương trình đẳng nhiệt Langmuir có dạng:

$$\frac{C_e}{Q_e} = \frac{1}{bQ_{\max}} + \frac{C_e}{Q_{\max}} \quad (1)$$

C_e : nồng độ cân bằng của ion kim loại còn lại trong dung dịch (mg/l)

Q_e : lượng kim loại bị hấp phụ lên một đơn vị khối lượng của chất hấp phụ (mg/g)

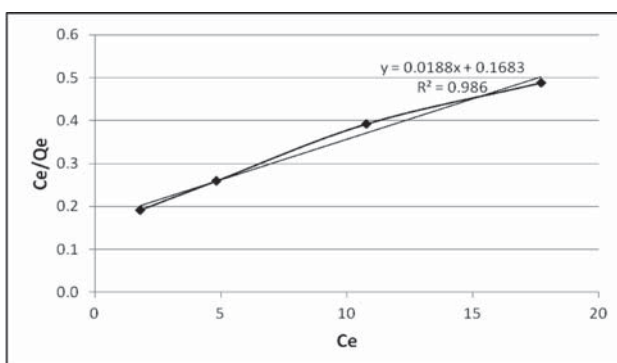
b : hằng số Langmuir (l/mg)

Q_{\max} : khả năng hấp phụ cực đại của chất hấp phụ (mg/g)

Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir tương ứng với mô hình hấp phụ đơn lớp. Kết quả nghiên cứu quá trình hấp phụ theo mô hình đẳng nhiệt Langmuir được trình bày ở Bảng 2 và Hình 7.

Bảng 2. Số liệu cho mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20°C, 20 phút, pH = 6)

Stt	C_o (mg/l)	HSHP (%)	C_e (mg/l)	Q_e (mg/g)	C_e/Q_e
1	95	98,12	1,79	9,32	0,19
2	190	97,47	4,81	18,52	0,26
3	285	96,22	10,77	27,42	0,39
4	380	95,34	17,71	36,23	0,49



Hình 7. Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20°C, 20 phút, pH = 6)

Từ đồ thị:

$$\frac{1}{Q_{\max}} = 0,0188 \Rightarrow Q_{\max} = 53,19 \text{ mg/g}$$

$$\frac{1}{bQ_{\max}} = 0,1683 \Rightarrow b = 0,111 \text{ l/mg}$$

Việc so sánh giá trị Q_{\max} của tro vỏ khoai tây với Q_{\max} của các chất hấp phụ rẻ tiền trong các nghiên cứu khác được thể hiện trong Bảng 3.

3.3.2. Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Freundlich

$$\log Q_e = \log K_f + \frac{1}{n} \log C_e \quad (2)$$

C_e : nồng độ cân bằng của ion kim loại còn lại trong dung dịch (g/g)

Q_e : lượng kim loại bị hấp phụ lên một đơn vị khối lượng của chất hấp phụ (g/g)

K_f và n : hằng số đặc trưng cho sự chất hấp phụ và chất bị hấp phụ ở nhiệt độ nghiên cứu

Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Freundlich là mô hình đẳng nhiệt thực nghiệm thuần túy. Kết quả nghiên cứu quá trình hấp phụ theo mô hình đẳng nhiệt Freundlich được trình bày ở Bảng 4 và Hình 8

Từ đồ thị ta có:

$$\frac{1}{n} = 0,5852 \Rightarrow n = 1,71$$

$$\log K_f = 1,3493 \Rightarrow K_f = 10^{1.3493} = 22,35$$

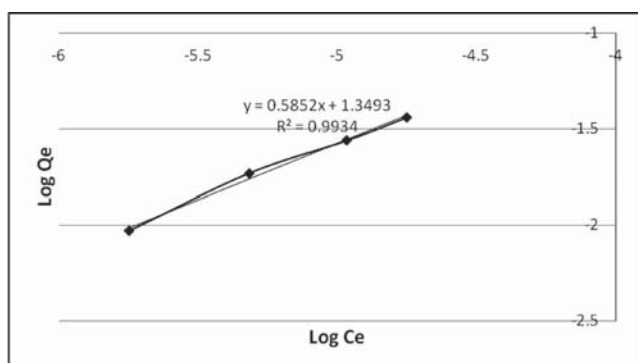
Kết quả thu được cho thấy quá trình hấp phụ Cu^{2+} bằng than của vỏ khoai tây được mô tả phù hợp bởi cả hai mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir và Freundlich. Ta thấy hệ số bình phương hồi quy R^2 thu được khi tiến hành hồi quy phương trình Freundlich ($R^2 = 0,9934$) gần với giá trị 1 hơn so với hệ số tương ứng của phương trình Langmuir ($R^2 = 0,986$). Do đó mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Freundlich phù hợp hơn so với mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Langmuir.

Bảng 3. Khả năng hấp phụ đồng trên các chất hấp phụ khác nhau

Chất hấp phụ	Khả năng hấp phụ (Q_{\max}) (mg/g)	Tài liệu tham khảo
Vỏ lúa mì	10,84	[16]
Carbon hoạt tính từ vỏ trấu	3,92	[17]
Cặn biomass	3,00	[18]
Mùn cưa	0,05	[5]
Tro xương	100	[19]
Chè	11,35	[20]
Chất thải công nghiệp chè	11,29	[21]
Hematit	0,244	[21]
Oxit sắt	98	[21]
Bentonit	4	[21]
Vỏ cây thông	14,16	[21]
Dolomit thiên nhiên	1,02	[21]
Carbon hoạt tính từ bã củ cải đường (300°C)	40,8	[21]
Vỏ cây phi Brazil	19,4	[21]
Tro vỏ khoai tây trong nghiên cứu này	53,19	

Bảng 4. Số liệu cho mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Freundlich (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20°C, 20 phút, pH = 6)

Stt	C_o (mg/l)	HSHP (%)	C_e (g/g). 10^6	Q_e (g/g). 10^3	$\log C_e$	$\log Q_e$
1	95	98,12	1,79	9,32	-5,74812	-2,03052
2	190	97,47	4,81	18,52	-5,31813	-1,73238
3	285	96,22	10,77	27,42	-4,96766	-1,56189
4	380	95,34	17,71	36,23	-4,75183	-1,44094



Hình 8. Mô hình hấp phụ đẳng nhiệt Freundlich (1g chất hấp phụ /100ml dung dịch, 20°C, 20 phút, pH = 6)

Kết luận

Kết quả nghiên cứu bước đầu cho thấy có thể sử dụng tro làm từ vỏ khoai tây để loại ion Cu^{2+} trong dung dịch nước thải. Có thể loại được 98,5% Cu^{2+} trong dung dịch chứa 190mg/l ở pH = 6 trong thời gian 20 phút. Quá trình hấp phụ tuân theo mô hình Langmuir và Freundlich. Chất hấp phụ dễ kiếm, giá thành thấp và giảm được chất thải tránh ô nhiễm môi trường.

Tài liệu tham khảo

1. Srivastava, N.K., Majumder, C.B., 2008. *Novel biofiltration methods for the treatment of heavy metals from industrial wastewater*. J. Hazard. Mater. Vol. 151. p. 1 - 8.
2. Nolan KR, 1983. *Copper toxicity syndrome*. J Orthomol Psychiatr. Vol. 12. No.4. p. 270 - 282.
3. C.S. Rao, 1992. *Environmental Pollution Control Engineering*. Wiley Eastern, New Delhi.
4. J.M. Cohen, Technology Transfer, US Environment Protection Agency, Washington, DC, 1977.
5. M. Ajmal, A.H. Khan, S. Ahmad, A. Ahmad, 1998. *Studies on removal and recovery of Cr(VI) from electroplating wastes*. Water Res. Vol. 32. p. 3085 - 3091.
6. S.C. Pan, C.C. Lin, D.H. Tseng, 2003. *Reusing sewage sludge ash as adsorbent for copper removal from wastewater*. Resour. Conserv. Recycl. Vol. 39. p. 79 - 90.
7. Kim, M., Hong, K., Chung, J.G., 2003. *Removal of Cu(II) from aqueous solutions by adsorption process with anatase type titanium dioxide*. Water Res. Vol. 37. p. 3524 - 3529.
8. F. Veglio, F. Beolchini, M. Prisciandaro, 2003. *Sorption of copper by olive mill residues*, Water Res. Vol. 37. p. 4895 - 4903.
9. K. Subramaniam, S. Yiocoumi, 2001. *Modeling kinetics of copper uptake by inorganic colloids under high surface coverage conditions*. Colloids Surf. Vol. 191. p. 145 - 159.
10. A. Lopez-Delgado, C. Perez, F.A. Lopez, 1998. *Sorption of heavy metals on blast furnace sludge*. Water Res. Vol. 32. No.4. p. 989 - 996.
11. Hướng dẫn thí nghiệm hóa phân tích. Trường Đại học Bách khoa Hà Nội - Bộ môn Hóa phân tích, 2007.
12. Bùi Long Biên, 2001. *Hóa học phân tích định lượng*. NXB Khoa học và Kỹ thuật.
13. A. Benhammou, A. Yaacoubi, L. Nibou, B. Tanouti, 2005. *Adsorption of metal ions onto Moroccan stevensite: kinetic and isotherm studies*. J. Colloid Interf. Sci. Vol. 82. p. 320 -326.
14. M. Goyal, V.K. Rattan, D. Aggarwal, R.C. Bansal, 2001. *Kinetics of adsorption and desorption of Pb(II) in aqueous solution on activated carbon by two-site adsorption model*. Colloids and Surfaces A. Vol. 190. p. 229 - 238.
15. S.K. Srivastava, R. Tyagi, N. Pant, 1989. *Adsorption of heavy metal ions on carbonaceous materials developed from waste slurry generated in local fertilizer plants*. Water Res. Vol. 23. p. 1161-1165.
16. N. Basci, E, 2004. *Kaocadagistan, B.Kocadagistan; Biosorption of copper(II) from aqueous solutions by wheat shell*, Desalination Vol. 164. p. 135 - 140.
17. M. Teker, M. Imamoglu, O. Saltabas, 1999. *Adsorption of copper and cadmium ions by activated carbon from rice hulls*. Turk. J. Chem. Vol.23. p. 185 - 191.
18. N. Chubar, J.R. Carvalho, M.J.N. Correi, 2004. *Cork biomass as biosorbent for Cu(II), Zn(II) and Ni(II)*. Colloids Surf. A. Physicochem.Eng. Aspects. Vol. 230. p. 57 - 65.
19. G. McKay, 1995. *Use of Adsorbents for the Removal of Pollutants from Waste Waters*. CRC Press, Boca Raton, FL.
20. M. Minamisawa, H. Minamisawa, S.Yoshioda, 2004. *Adsorption behavior of heavy metals on biomaterials*. N. Taki, Agric. Food Chem. Vol. 52. p. 5606 - 5611.
21. T. Aman, A. A. Kazi, M. U. Sabri, Q. Bano, 2008. *Potato peels as solid waste for the removal of heavy metal copper (II) from waste water/industrial effluent*. Colloids and Surfaces B: Biointerfaces Vol. 63. p. 116 - 121.

Hướng dẫn xây dựng báo cáo đánh giá tác động môi trường - xã hội trong Ngành Dầu khí phù hợp với tiêu chí cấp vốn của các công ty tài chính quốc tế

KS. Trần Phi Hùng
Viện Dầu khí Việt Nam

Phát triển kinh tế đi đôi với bảo vệ môi trường và có trách nhiệm với cộng đồng là một tiêu chí quan trọng nhằm thực hiện mục tiêu phát triển bền vững đang được cả thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng rất quan tâm. Các tiêu chí này sẽ được xem xét ngay từ giai đoạn thiết kế của dự án. Đối với các tổ chức tín dụng trên thế giới, các yêu cầu này đã trở thành tiêu chí bắt buộc khi xem xét cấp vốn tín dụng cho tất cả các dự án trên toàn thế giới có nhu cầu vay vốn.

Xuất phát từ yêu cầu thực tế: “Làm thế nào để một báo cáo đánh giá tác động môi trường xã hội của các dự án trong Ngành Dầu khí đáp ứng được các tiêu chí cấp vốn của các tổ chức tài chính và phù hợp với điều kiện tại Việt Nam”, bài báo này sẽ nêu lên các tiêu chí về đánh giá tác động môi trường - xã hội (ĐTM-XH) theo yêu cầu của EP*, các khác biệt giữa yêu cầu của luật pháp Việt Nam và EP, cấu trúc cơ bản của báo cáo, các quy trình thực hiện từ lúc khảo sát thực địa, thu thập số liệu, xử lý, viết báo cáo, các tiêu chuẩn áp dụng... Tác giả xin giới thiệu nội dung cơ bản các hướng dẫn quy trình thiết lập báo cáo ĐTM-XH theo tiêu chuẩn EP áp dụng cho các dự án trong Ngành Dầu khí tại Việt Nam.

I. Yêu cầu chuẩn mực EP về đánh giá môi trường xã hội (ESIA)

Báo cáo phải tuân thủ theo 10 tiêu chí cơ bản:

Tiêu chí 1: Xem xét và phân loại dự án (EP1)

Tiêu chí 2: Đánh giá môi trường và xã hội (MT&XH) (EP2)

Các hạng mục cần nêu trong báo cáo đánh giá về MT & XH của dự án bao gồm:

- Luật pháp và quy định về môi trường và xã hội của nước sở tại và các công ước và nghị định quốc tế có liên quan.
- Đánh giá hiện trạng môi trường và xã hội.
- Đề ra các biện pháp giảm thiểu.
- Bảo vệ sức khỏe cộng đồng.
- Bảo vệ di tích lịch sử và di sản văn hóa.
- Bảo tồn đa dạng sinh học.
- Quản lý và sử dụng nguồn tài nguyên tự nhiên có thể phục hồi.
- Đánh giá và quản lý chất nguy hại.

- Điều kiện lao động và bảo vệ người lao động.
- Ngăn ngừa cháy nổ và an toàn.
- Đánh giá tác động đến kinh tế - xã hội.
- Giải tỏa, đền bù và tái định cư.
- Đánh giá các tác động ảnh hưởng đến cộng đồng.
- Đánh giá các tác động ảnh hưởng đến người bản địa và những phong tục tập quán.
- Đánh giá những tác động tích lũy của các dự án hiện hữu, các dự án dự kiến và các dự án trong tương lai.
- Ngăn ngừa và kiểm soát ô nhiễm, giảm thiểu chất thải và quản lý chất thải rắn, hóa chất thải.

Tiêu chí 3: Áp dụng các tiêu chuẩn môi trường và xã hội (EP3)

Tiêu chí 4: Kế hoạch hành động và hệ thống quản lý (EP4)

Tiêu chí 5: Tham vấn cộng đồng và công bố thông tin (EP5)

Tiêu chí 6: Cơ chế lấy ý kiến phản hồi (EP6)

Tiêu chí 7: Xem xét độc lập (EP7)

(*) Viết tắt từ “Equator principle”, dịch là Tiêu chuẩn xích đạo. Đây là tên của bộ tiêu chuẩn quy định về việc thực hiện một báo cáo đánh giá tác động môi trường xã hội của Tổ chức tài chính Quốc tế (viết tắt là IFC). Tiêu chuẩn này bắt buộc các dự án trên phạm vi toàn thế giới có ý định vay vốn từ tổ chức này phải tuân theo.

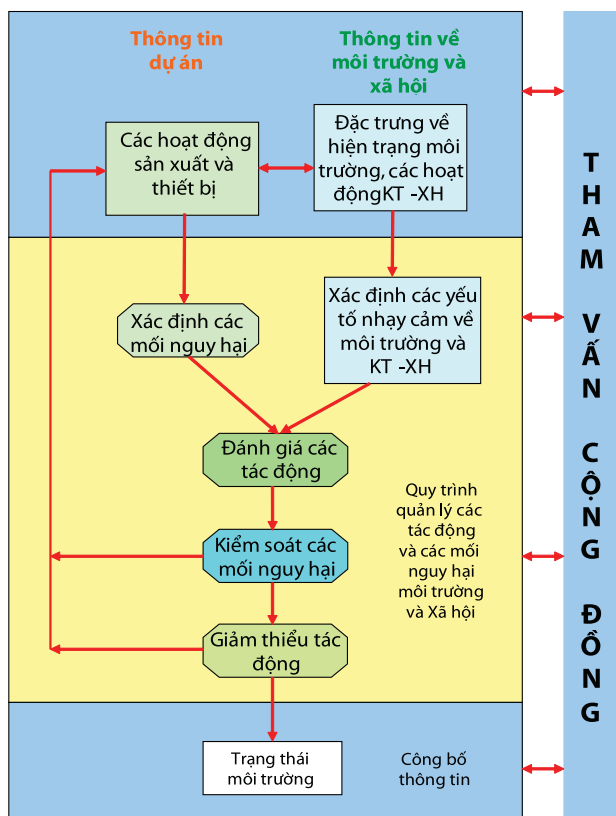
Tiêu chí 8: Cam kết (EP8)

Tiêu chí 9: Giám sát môi trường định kỳ và báo cáo (EP9)

Tiêu chí 10: EPFI báo cáo (EP10)

II. Quy trình xây dựng báo cáo ĐTM-XH phù hợp với các tiêu chí EP

Cách tiếp cận chung của một quy trình ĐTM-XH được tóm tắt trong sơ đồ sau:



Quy trình đánh giá tác động môi trường - xã hội

Cấu trúc chính một báo cáo ĐTM-XH bao gồm các phần chính:

Phần 1: Giới thiệu chung

Phần 2: Khung pháp lý liên quan đến đánh giá tác động môi trường và xã hội

Phần 3: Mô tả dự án

Phần 4: Hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên và các hoạt động kinh tế xã hội tại khu vực dự án và các vùng phụ cận

Phần 5: Đánh giá tác động môi trường và xã hội

Phần 6: Hệ thống quản lý môi trường và xã hội

Phần 7: Tham vấn ý kiến cộng đồng và công bố dự án

Nội dung của từng phần phải đảm bảo các thông tin chính như sau:

1. Phần 1: Giới thiệu chung

Trong phần này phải giới thiệu tổng quan về các vấn đề chính:

- + Thông tin chung về dự án, triển khai các hạng mục công việc đã đề xuất.
- + Các mục tiêu nghiên cứu và phạm vi công việc liên quan đến Báo cáo đánh giá tác động môi trường và xã hội.

2. Phần 2: Khung pháp lý liên quan đến đánh giá tác động môi trường và xã hội

- + Các luật, quy định, tiêu chuẩn/quy chuẩn kỹ thuật liên quan của Việt Nam về hướng dẫn lập báo cáo đánh giá tác động môi trường.
- + Các công ước quốc tế mà Việt Nam tham gia.
- + Các quy định hướng dẫn về lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường áp dụng trong các hoạt động dầu khí của Petrovietnam.
- + Các hướng dẫn chung về sức khỏe, an toàn và môi trường và hướng dẫn cho từng nhóm dự án đặc thù của IFC.

- + Xác định tiêu chuẩn áp dụng cho dự án: Dựa trên cơ sở so sánh các tiêu chuẩn của IFC để ra và các QCVN/TCVN tương ứng (tiêu chuẩn về khí thải, nước thải, ồn, rung...).

3. Phần 3: Mô tả dự án

Trong phần này phải mô tả đầy đủ các thông tin sau:

- + Vị trí của dự án.
- + Sơ đồ mặt bằng tổng thể.
- + Công suất của dự án.
- + Quá trình xây dựng của dự án: Phương pháp xây dựng, nhu cầu về nguyên vật liệu phục vụ cho quá trình xây dựng và nơi cung cấp, các trang thiết bị xây dựng được huy động...
- + Mô tả các thiết bị: kèm theo các quy trình công nghệ chính của dự án (phải mô tả chi tiết như để cập trong báo cáo thiết kế tổng thể của dự án).

4. Phần 4: Hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên và các hoạt động kinh tế xã hội tại khu vực dự án và các vùng phụ cận

Để xác định phong môi trường cho một dự án làm cơ sở cho phần đánh giá, thường phải qua hai bước cơ bản và quan trọng nhất:

- Xác định ranh giới dự án hay “phạm vi nghiên cứu”

Việc xác định ranh giới về cơ bản sẽ dựa vào các căn cứ chính sau:

- + Bản chất của dự án.
- + Bản chất của các tác động liên quan đến các hoạt động của dự án.
- + Mức độ nhạy cảm của môi trường tiếp nhận.
- + Các số liệu có thể sử dụng được.
- + Thu thập các số liệu nền.

Phần khảo sát phong nền gồm có hai lĩnh vực chính: hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên và các hoạt động kinh tế - xã hội khu vực dự án.

- Lấy mẫu môi trường và phân tích trong phòng thí nghiệm

Theo hướng dẫn của IFC, việc lấy mẫu và phân tích mẫu phải dựa vào các quy định của nước sở tại.

Đối với các dự án trong Ngành Dầu khí, hiện đã có một bộ hướng dẫn về thiết lập chương trình quan trắc và giám sát phong môi trường cho các công trình dầu khí ngoài khơi và trên đất liền. Do đó, việc thiết lập các trạm lấy mẫu cho các dự án trong ngành Dầu khí phải dựa vào các hướng dẫn này.

- Khảo sát hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên tại hiện trường và làm việc với chính quyền địa phương để thu thập các thông tin liên quan

Để đáp ứng các yêu cầu của IFC cũng như của Việt Nam, trong báo cáo phải thể hiện đầy đủ các thông tin như sau:

- Các thông tin về đặc điểm địa hình, địa chất, địa chất thủy văn, đặc điểm kiến tạo khu vực dự án và vùng phụ cận phải được thể hiện trong báo cáo.
- Các thông tin về nguồn lợi tự nhiên:
- + Các khu vực nhạy cảm về môi trường
- + Thành phần các loài quý hiếm (động/thực vật)

- + Các loài ngoại lai xâm hại
- + Hiện trạng về môi trường sinh học xung quanh khu vực dự án và vùng phụ cận (có thể bị ảnh hưởng từ các hoạt động của dự án).

- Khảo sát hiện trạng các hoạt động kinh tế - xã hội

Để phù hợp với yêu cầu của EP, các thông tin cụ thể về hoạt động kinh tế - xã hội tại khu vực dự án và vùng phụ cận phải được đề cập trong báo cáo (chủ yếu dựa theo hướng dẫn của IFC):

- Xác định cơ cấu các tổ chức chính trị xã hội tại vùng nghiên cứu
- Mô tả điều kiện kinh tế - xã hội khu vực nghiên cứu

Để làm cơ sở cho quá trình đánh giá tác động từ các hoạt động của dự án đến các thành phần xã hội, cũng như đảm bảo mục tiêu phát triển bền vững về môi trường và xã hội như yêu cầu tại các tiêu chuẩn thực hiện 1, 3, 4, 5, 7 và 8 của IFC các thông tin sau đây cần phải được thu thập và thể hiện trong phần này:

- + Dân số.
- + Giáo dục.
- + Sức khoẻ cộng đồng.
- + Các công trình công cộng.
- + Hiện trạng sử dụng đất.
- + Hoạt động kinh tế chính của dân cư trong vùng dự án.

5. Phần 5: Đánh giá tác động môi trường và xã hội

5.1. Phương pháp luận đánh giá tác động MT - XH

Hệ thống đánh giá phải xem xét tất cả rủi ro và các tác động của dự án đến môi trường và xã hội, các vấn đề môi trường xã hội cần được đánh giá như sau:

- Môi trường tự nhiên: môi trường nước, đất, không khí, chất thải, các sự cố, hệ sinh thái
- Các nhân tố về môi trường xã hội: tái định cư bắt buộc, người dân bản xứ, di sản văn hóa, cảnh quan, giới tính, quyền trẻ em, bệnh tật đối với cộng đồng (HIV/AIDS), các công trình công cộng (đường sá, hệ thống điện nước), điều kiện làm việc (bao gồm cả an toàn lao động).
- Các tác động khác: tác động mang tính khu vực, toàn cầu như khí thải gây hiệu ứng nhà kính (GHGs), các tác động tích lũy với các nguồn hiện hữu.

Tất cả các nhân tố về môi trường xã hội cần phải được đánh giá, xem xét trong báo cáo đánh giá MT-XH được nêu ra trong các Tiêu chuẩn thực hiện từ 2 đến 8 của IFC.

Nội dung thực hiện đánh giá tác động MT-XH: Nhìn chung, phần đánh giá tác động MT-XH phải đề cập và đánh giá tất cả các yếu tố theo yêu cầu của EP (từ EP 1 đến EP 10) và các hướng dẫn thực hiện (Performance standard) của IFC từ PS1-PS8. Nội dung chính của các tiêu chuẩn thực hiện này đã được thể hiện trong phần 3.2 (chương 3).

Nhóm tác giả nhận thấy để dễ dàng cho quá trình đánh giá, chủ dự án nên phân tách, đánh giá thành 2 mục chính đó là tác động môi trường và tác động đến các hoạt động kinh tế - xã hội.

5.2. Đánh giá tác động đến môi trường tự nhiên (physical environment)

Đánh giá tác động môi trường phải được phân theo các giai đoạn phát triển của dự án: giai đoạn xây dựng và nghiệm thu, giai đoạn hoạt động và giai đoạn tháo dỡ. Quy trình đánh giá sẽ được thực hiện qua các bước cơ bản như sau:

Bước 1: Xác định nguồn tác động.

Bước 2: Đánh giá các tác động xấu đối với môi trường do các nguồn thải gây ra.

Bước 3: Đề xuất các biện pháp giảm thiểu.

Bước 4: Xác định các tác động còn lại (sau khi đã thực hiện các biện pháp giảm thiểu).

Nội dung đánh giá của từng đối tượng như sau:

- *Môi trường không khí*

Cơ sở để xuất đánh giá để đáp ứng yêu cầu của EPFIs và phù hợp với điều kiện Việt Nam được tóm tắt như Bảng 1:

Từ Bảng 1 để đạt được mục tiêu đề ra, một số điểm lưu ý khi đánh giá tác động môi trường không khí do các nguồn thải phát sinh từ dự án:

- Đánh giá tác động phải phân theo từng giai đoạn phát triển cụ thể của dự án (xây dựng nghiệm thu, hoạt động và tháo dỡ);
- Định lượng nguồn thải;
- Xác định phạm vi bị ảnh hưởng.

Cơ sở để đánh giá/so sánh trong đánh giá và áp dụng các biện pháp giảm thiểu.

Dựa vào tiêu chuẩn môi trường áp dụng cho dự án (trên cơ sở áp dụng tiêu chí nghiêm ngặt nhất giữa các QCVN của Việt Nam và của IFC).

Một số yêu cầu đặc thù khác:

Để đảm bảo phát triển bền vững, các chỉ tiêu áp dụng cho các dự án do EPFIs cấp vốn cần phải giảm đến mức 25% mức quy định trong tiêu chuẩn.

Đối với các khí thải gây hiệu ứng nhà kính (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆): đánh giá tác động của yếu tố này thông qua việc đề xuất các giải pháp sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng, hay áp dụng các biện pháp tài chính (Quota phát thải) đang áp dụng trong giai đoạn hiện nay.

- *Môi trường nước*

Một số yêu cầu về đánh giá tác động đối với môi trường nước theo hướng dẫn của Việt Nam, EPFI và Petrovietnam được tóm tắt trong Bảng 2:

Để đáp ứng được yêu cầu của IFC cũng như các quy định của Việt Nam, một số đặc thù cần phải lưu ý trong quá trình đánh giá như sau:

Bảng 1. Các hướng dẫn lập báo cáo ĐTM - XH áp dụng đối với môi trường không khí

Việt Nam	EPFIs	Petrovietnam
<ul style="list-style-type: none"> - Định lượng nguồn thải - Phạm vi tác động - Đối tượng bị tác động - Cơ sở đánh giá/so sánh: QCVN 	<ul style="list-style-type: none"> - Định lượng nguồn thải (phân thành 2 nguồn thải chính: điểm và di động), phương pháp tính toán cụ thể - Phạm vi tác động - Đối tượng bị tác động - Cơ sở đánh giá so sánh (tiêu chuẩn của WHO) - Quy định về định hướng phát triển bền vững - Yêu cầu về kỹ thuật đối với một số thiết bị phát sinh/phát tán nguồn thải. - Yêu cầu riêng đối với khí thải gây hiệu ứng nhà kính. 	

Bảng 2. Các hướng dẫn lập báo cáo ĐTM - XH áp dụng đối với môi trường nước

Việt Nam	EPFIs	Petrovietnam
<ul style="list-style-type: none"> - Định lượng nguồn thải - Phạm vi tác động - Đối tượng bị tác động - Cơ sở đánh giá/so sánh: QCVN. 	<ul style="list-style-type: none"> - Định lượng nguồn thải (tính toán cho từng nguồn thải riêng biệt), - Phạm vi tác động - Đối tượng bị tác động - Cơ sở đánh giá so sánh (tiêu chuẩn của WHO đối với từng nguồn thải cụ thể) 	<ul style="list-style-type: none"> - Hướng dẫn sử dụng và thải bỏ hóa chất (danh mục các hóa chất được phép sử dụng trong các hoạt động dầu khí)

Bảng 3. Các hướng dẫn lập báo cáo ĐTM - XH áp dụng đối với môi trường sinh học

Việt Nam	EPFIs	Petrovietnam
<ul style="list-style-type: none"> - Yêu cầu chung về đánh giá môi trường sinh học 	<ul style="list-style-type: none"> Tiêu chí về bảo tồn đa dạng sinh học (PS6) - Các khu vực được pháp luật công nhận (bảo tồn, dự trữ sinh quyển...) - Các loài quý hiếm - Xâm hại đến môi trường sống (các loài ngoại lai) - Khu vực nhạy cảm cao - Các dạng tài nguyên thông thường khác 	-

- Định lượng nguồn thải

Cơ bản dựa vào số liệu thiết kế kỹ thuật, đối với nước thải sinh hoạt, nước mưa chảy tràn thì được tính toán theo quy mô của dự án và số người tham gia vào các hoạt động của dự án.

- Xác định phạm vi ảnh hưởng

Sử dụng những mô hình có giấy phép thương mại có giá trị quốc tế

- Đánh giá mức độ tác động đối với môi trường.

Trên cơ sở các chỉ tiêu ô nhiễm của nguồn thải (so sánh với chỉ tiêu trong tiêu chuẩn áp dụng cho dự án), mức độ nhạy cảm của môi trường tiếp nhận, khả năng tiếp nhận của môi trường, lượng thải, tần suất thải để đánh giá.

Đối với nước làm mát, chủ dự án cần phải lưu ý đến quy định đặc thù của IFC.

- Nhiệt độ tại đầu ra của nước làm mát không vượt quá 30°C so với nhiệt độ môi trường tiếp nhận và nhỏ hơn 40°C.

- Sự chênh lệch nhiệt độ của quảng thải giữa điểm thải và điểm lấy nước phải đảm bảo không vượt quá 0,5°C.

- *Môi trường sinh học*

Các hướng dẫn về đánh giá môi trường sinh học của Bộ Tài nguyên và Môi trường (TN&MT) chỉ đề cập chung chung, không cụ thể. Tuy nhiên, hiện nay Việt Nam đã ban hành Luật Bảo tồn đa dạng sinh học và tham gia Công ước Quốc tế về bảo tồn đa dạng sinh học năm 1993.

Để đáp ứng được yêu cầu của IFC cũng như các quy định của Việt Nam, một số đặc thù cần phải lưu ý trong quá trình đánh giá:

- Xác định cụ thể đối tượng bị ảnh hưởng như trong quy định hiện hành của pháp luật Việt Nam.

- Căn cứ vào các nguồn thải, các hoạt động liên quan của dự án xác định các đối tượng và mức độ tác động, thời gian tác động.

- Đề xuất các giải pháp giảm thiểu trên cơ sở áp dụng các giải pháp kỹ thuật, thay đổi thiết kế...

- *Môi trường đất*

Các hướng dẫn của Việt Nam chỉ đề cập đến đánh giá ảnh hưởng từ hoạt động của dự án đến môi trường đất, không có quy định hướng dẫn cụ thể. Tuy nhiên, theo kinh nghiệm lập báo cáo ĐTM từ các dự án đã triển khai, việc đánh giá hầu như chỉ dựa vào các nguy cơ từ quá trình tồn chứa/quản lý chất thải rắn, chất thải nguy hại.

- *Quản lý chất thải rắn/chất thải nguy hại*

Nhìn chung, phần quản lý chất thải phải xem xét, quan tâm đến các điểm chính:

- Tuân thủ quy trình tồn chứa lưu trữ chất thải rắn không nguy hại và chất thải nguy hại (danh mục phân loại căn cứ theo quy định của Bộ TN&MT).

- Biện pháp xử lý của từng loại chất thải.

- Đơn vị xử lý: phải là đơn vị có chức năng do nhà chức trách Việt Nam xác nhận.

- Đối với các sự cố khẩn cấp

Tùy thuộc vào từng dự án cụ thể, phải thiết lập các báo cáo ứng phó sự cố khẩn cấp riêng: sự cố phòng chống cháy nổ, ứng phó sự cố tràn dầu, ứng phó sự cố khẩn cấp...

5.3. Đánh giá tác động đến hoạt động kinh tế - xã hội

Các đối tượng về kinh tế - xã hội đặc thù thường bị ảnh hưởng do thực thi các dự án:

- Đối tượng liên quan đến văn hoá: các di tích (văn hoá, lịch sử), đền, chùa, mộ, các hoạt động tín ngưỡng, tôn giáo.

- Đất đai

Đánh giá dựa trên những quy định của Chính phủ, đơn giá đền bù, tiến độ triển khai chi trả, mức độ hỗ trợ kèm theo, mức độ hài lòng của người dân.

- Sinh kế của đối tượng bị ảnh hưởng

Để có cơ sở đánh giá cần phải xác định số lượng bị ảnh hưởng, phân loại theo nghề nghiệp/thu nhập, chính sách hỗ trợ của dự án (ổn định cuộc sống, công việc, chuyển đổi ngành nghề...) và cuối cùng đề xuất biện pháp giảm thiểu.

- Tài sản cá nhân (nhà cửa, cây cối...)

Đánh giá phải dựa vào các quy định liên quan của Nhà nước, chính sách bồi thường của dự án và mức độ hài lòng của người bị ảnh hưởng.

- Sức khoẻ cộng đồng

Tình hình bệnh tật của khu vực (đặt biệt quan tâm đến các bệnh xã hội như HIV/AIDS, lao...).

- Các vấn đề xã hội phát sinh

Tình hình an ninh trật tự, các xáo trộn về sinh hoạt hằng ngày, nơi ở của cộng đồng bị ảnh hưởng...

- Cơ sở hạ tầng công cộng

Mức độ ảnh hưởng đối với hệ thống giao thông, hệ thống điện, nước và các cơ sở hạ tầng công cộng khác của khu vực:

- Hoạt động dịch vụ tại địa phương

6. Phần 6: Hệ thống quản lý về môi trường và xã hội

Hệ thống quản lý nên tập trung vào các mục tiêu chính:

- Tạo điều kiện thuận lợi để triển khai các biện pháp giảm thiểu đối với các tác động xấu (xác định trong phần ĐTM-XH)

- Xác định trách nhiệm của chủ dự án, các nhà thầu phụ trong việc thực hiện các biện pháp quản lý, giảm thiểu đã nêu

- Tuân thủ với các tiêu chuẩn của Việt Nam và quốc tế
- Xác định một quy trình giám sát và nhận dạng các thông số giám sát để:

- Đảm bảo thực hiện triệt để các biện pháp giảm thiểu.
- Đảm bảo các biện pháp giảm thiểu được thực hiện hiệu quả.
- Cung cấp những cơ sở để thực hiện kịp thời những trường hợp xấu không thể lường trước được.

- Xác định các yêu cầu đào tạo

Chương trình quản lý môi trường và xã hội của một dự án phải kết hợp từ những yếu tố chính sau:

- + Các đánh giá tác động môi trường và xã hội.

- + Chương trình quản lý.

- + Năng lực tổ chức.

- + Công tác đào tạo.

- + Cam kết với cộng đồng.

- + Giám sát môi trường.

- + Quá trình báo cáo.

- Kế hoạch hành động.

Kế hoạch hành động phải đảm bảo các tiêu chí sau:

- + Chỉ ra được các hành động cần thiết để triển khai các biện pháp giảm thiểu hay hành động khắc phục, sửa chữa.

- + Xác định các thứ tự ưu tiên để thực hiện.

- + Đưa ra thời gian cho việc thực hiện.

7. Phần 7: Tham vấn ý kiến cộng đồng và công bố dự án

Căn cứ trên các yêu cầu của Việt Nam và của IFC, nhằm thoả mãn yêu cầu của EP và các quy định tại Việt Nam, chương trình tham vấn cộng đồng của dự án phải được thực hiện tối thiểu 2 lần.

Lần 1: Bắt đầu từ giai đoạn khởi động dự án

Lần 2: Khi báo cáo ĐTM-XH đã hoàn thiện bản thảo

Nội dung chủ yếu của kế hoạch tham vấn cộng đồng mà một dự án triển khai phải thực thi bao gồm:

- Xác định các đối tượng liên quan (stakeholder)

- + Nội dung thực hiện tập trung vào các nội dung chính sau:

+ Dựa vào những thông tin cơ bản đã được công bố lúc đầu tiên của dự án

+ Bắt đầu sớm trong giai đoạn lập báo cáo đánh giá tác động môi trường và xã hội.

+ Tập trung vào các rủi ro về môi trường và xã hội và các tác động phát sinh, các biện pháp giảm thiểu được đề xuất và các kế hoạch hành động.

+ Các chính sách đền bù, giải toả, tái định cư, hỗ trợ ổn định cuộc sống cho các đối tượng bị ảnh hưởng.

+ Các chế độ an sinh xã hội của dự án đối với địa phương

+ Kế hoạch hành động thực hiện các giảm thiểu tác động môi trường và xã hội

- *Lấy ý kiến phản hồi của người dân*

Chủ dự án sẽ trả lời các thắc mắc của cộng đồng dân cư liên quan đến dự án. Sau khi đã xác định được các nguy cơ tiềm ẩn tác động đến cộng đồng do quá trình thực thi dự án, chủ dự án phải xây dựng một quy trình phản hồi các khiếu nại để tiếp nhận và đưa ra các giải pháp xử lý các thắc mắc và phàn nàn của cộng đồng dân cư đối với công tác an toàn và môi trường của chủ dự án.

- *Giám sát độc lập và báo cáo*

Để phù hợp với các tiêu chí của EP/IFC, chương trình giám sát của dự án bên cạnh việc phải tuân thủ các quy định của Việt Nam cần phải lưu ý giám sát và báo cáo về chương trình hành động đối với các đối tượng nhạy cảm:

+ Chương trình hành động về vấn đề đa dạng sinh học

+ Vấn đề về xã hội:

+ Đáp ứng các tiêu chí về phát triển bền vững về môi trường - xã hội...

Chương trình giám sát và báo cáo phải được thực hiện tối thiểu một lần/năm.

III. Kết luận

Từ các mục tiêu đặt ra, một số kết quả nghiên cứu chính đạt được như sau:

1. Đánh giá sự tương thích giữa các quy định của Việt Nam về ĐTM và các hướng dẫn của EP mà nền tảng dựa trên 8 tiêu chí thực hiện của IFC:

- Nêu được sự khác biệt, những điểm mà hướng dẫn của Việt Nam còn thiếu cũng như đề xuất áp dụng cho dự án trên cơ sở hài hòa giữa các hướng dẫn của Việt Nam và EPFIs.

- Nêu ra được các thuận lợi và khó khăn khi áp dụng tiêu chí EP vào trong đánh giá ĐTM - XH tại Việt Nam.

2. Đưa ra quy trình hướng dẫn đánh giá tác động MT-XH áp dụng cho các dự án tại Việt Nam: Phần này cung cấp các nội dung cụ thể về việc làm thế nào để soạn thảo một báo cáo ĐTM theo khung pháp lý hiện hành của Việt Nam và của EPFIs.

- Cách tiếp cận một quá trình đánh giá tác động môi trường - xã hội.

- Nội dung chính của một báo cáo ĐTM - XH.

- Các hướng dẫn cụ thể để thực hiện các nội dung chính của một báo cáo đánh giá tác động môi trường - xã hội.

Tài liệu tham khảo

1. TSKH. Phạm Ngọc Đăng, 2008. *Đánh giá môi trường chiến lược Phương pháp luận và thử nghiệm tại Việt Nam*, NXB Xây dựng.

2. ADB, 2003. *Handbook on social analysis of ADB*.

3. IFC, 2007. *IFC Performance Standards on Social & Environmental Sustainability*.

4. IFC, 2007. *IFC guidance notes: performance standard on social & environmental sustainability*.

5. IFC, 2007. *IFC Policy on Social & Environmental Sustainability*.

6. IFC, 2007. *IFCE & S Review Procedures*.

7. IFC, 2007. *Handbook for preparing a resettlement action plant of IFC*.

8. IFC&WB, 2007. *Handbook for the Environmental Assessment Process*.

9. IFC, 2007. *IFC policy on Disclosure of information*.

10. WB, 2006. *Environmental, Health, and Safety General Guidelines*.

11. WB, 2006. *Comparative analysis of the Equator Principles and Indian Legislation*

12. WB, 2008. *Environmental, Health, and Safety Guidelines for onshore oil and gas development*.

13. WB, 2008. *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal power plants*

14. WB, 2008. *Pollution prevention and abatement handbook of WB*.

15. Hood Oil Limited, 2005. *Environmental & Social Impact Assessment Phase II for Ras Issa Refinery*.

Phát triển thị trường các sản phẩm chính của Petrovietnam(*)

Ban Thương mại Thị trường
Tập đoàn Dầu khí Việt nam

I. Tổng quan thị trường sản phẩm dầu khí thế giới và Việt Nam

1. Thị trường dầu khí thế giới

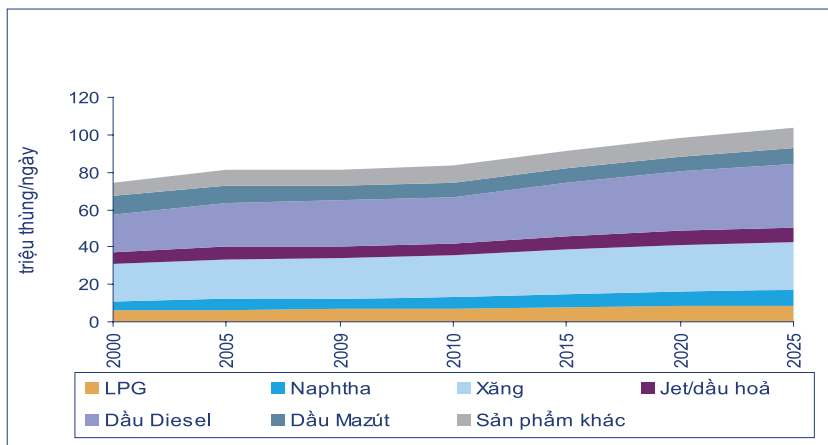
Dầu khí có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, tác động trực tiếp đến sự phát triển kinh tế, an ninh năng lượng của mỗi quốc gia. Vì vậy hiện nay trên thế giới, dầu khí vẫn là dạng nhiên liệu chưa tìm được nguồn khác có thể thay thế hoàn toàn.

Nhu cầu về dầu thô trên thế giới hiện nay đạt khoảng 89 triệu thùng/ngày, hàng năm tăng trung bình từ 1 - 2%/năm và dự báo đến năm 2030 đạt trên 112 triệu thùng/ngày.

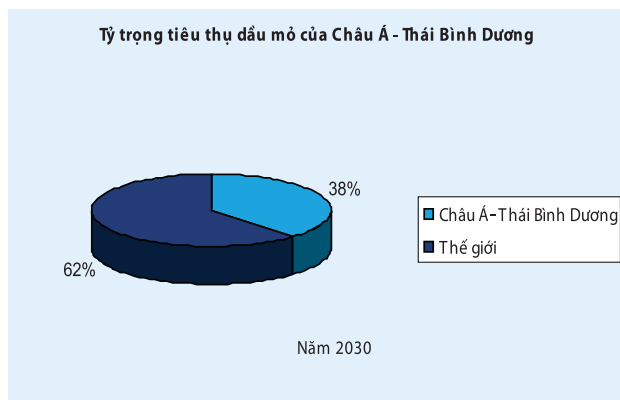
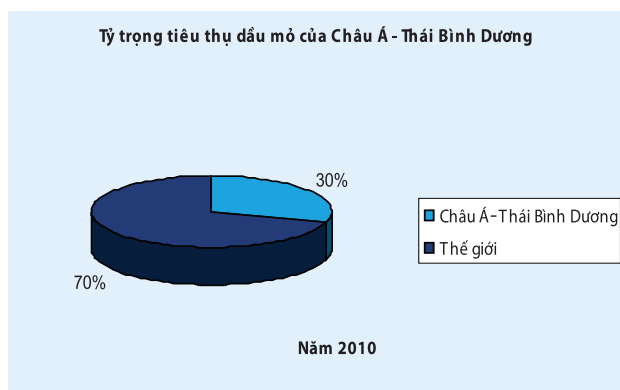
Theo thống kê, từ năm 2008, châu Á đã vươn lên trở thành thị trường tiêu thụ dầu mỏ lớn nhất thế giới (đặc biệt các nền kinh tế mới nổi như Trung Quốc, Ấn Độ) với nhu cầu gần 26 triệu thùng/ngày, chiếm khoảng 30%. Dự báo đến năm 2030, nhu cầu tại thị trường châu Á khoảng 42,6 triệu thùng/ngày (chiếm đến 38% tổng nhu cầu của cả thế giới).

Nguồn cung dầu mỏ được chia làm hai nhóm: Các nước thuộc OPEC bao gồm Iran, Iraq, Kuwait, Libya, Nigeria, Saudi Arabia, Qatar, Indonesia, Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống nhất, Algeria và Venezuela và nhóm ngoài OPEC gồm các nước Canada, Mexico, Nga, Sudan, Mỹ, Yemen và Syria. Nhóm OPEC luôn chiếm khoảng 50% sản lượng cung toàn thế giới.

Cùng với những biến động về cung và cầu, giá dầu thô và sản phẩm dầu trên thế giới luôn biến động hàng ngày và chịu tác động của nhiều yếu tố: chính trị, kinh tế - xã hội, thiên tai, dịch họa... Woodmackenzie đã dự báo giá dầu tiếp tục tăng trong dài hạn. Giá dầu Brent được dự báo đến năm 2030 như Hình 4.



Hình 1. Mức tiêu thụ các loại sản phẩm dầu trên thế giới (nguồn: Ban TMTT tổng hợp)



Hình 2. Tỷ trọng tiêu thụ dầu mỏ của châu Á - Thái Bình Dương (nguồn: Ban TMTT tổng hợp)

(*) Bài viết đã được báo cáo tại Hội nghị Khoa học - Công nghệ 2011 50 năm Truyền thống Dầu khí Việt Nam: Thành tựu và Chiến lược phát triển

2. Thị trường dầu khí Việt Nam

Do sản phẩm dầu khí là mặt hàng chiến lược nhạy cảm nên Nhà nước đã thực hiện chính sách an ninh năng lượng và dự trữ Quốc gia, đồng thời thuộc nhóm hàng bình ổn được Nhà nước quản lý về giá.

2.1. Đối với dầu thô

Việt Nam là một trong các quốc gia thuộc khu vực châu Á - Thái Bình Dương có nguồn tài nguyên dầu khí với tổng tiềm năng thu hồi đạt khoảng 3,5 tỷ m³ dầu quy đổi. Trung bình sản lượng khai thác dầu thô khoảng 300 nghìn thùng/ngày, tương đương khoảng 15 triệu tấn/năm. Dầu thô khai thác tại Việt Nam là loại dầu ngọt, nhẹ, chất lượng cao và được ưa chuộng trên thế giới.

Trước năm 2009, toàn bộ dầu thô khai thác được xuất khẩu, chủ yếu sang các thị trường trong khu vực như Nhật, Australia, Singapore... Bắt đầu từ cuối năm 2009 khi Nhà máy lọc hóa dầu Dung Quất đi vào hoạt động thì ngoài xuất khẩu, dầu thô Việt Nam còn được cung cấp cho thị trường nội địa. Hiện nay, với công suất 6,5 triệu tấn/năm, NMLD Dung Quất tiêu thụ khoảng 80% nhu cầu dầu thô là dầu thô Việt Nam, chủ yếu là dầu thô Bạch Hổ.

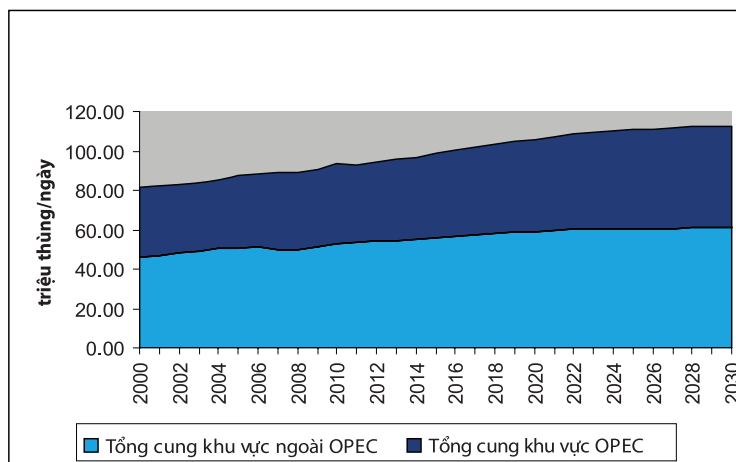
2.2. Đối với các sản phẩm xăng dầu

Nhu cầu xăng dầu hiện tại của nước ta vào khoảng 16 - 17 triệu tấn/năm. Theo dự báo của của Bộ Công Thương, nhu cầu xăng dầu đến năm 2020 của Việt Nam ước đạt 29 - 31 triệu tấn/năm, đến năm 2050 con số này sẽ lên tới khoảng 90 - 98 triệu tấn/năm.

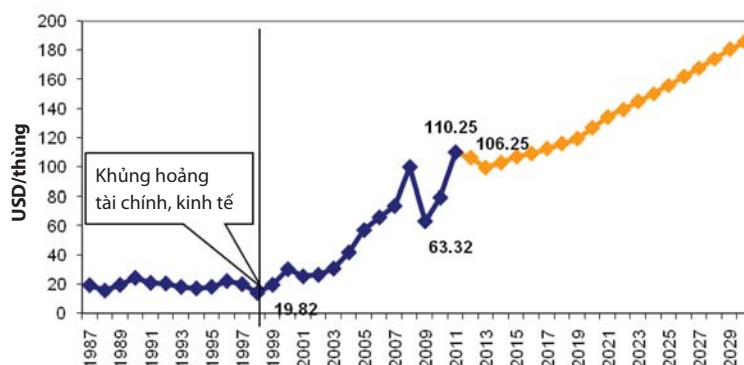
Nhu cầu về sản phẩm dầu khí của các lĩnh vực như công nghiệp, giao thông vận tải, nông nghiệp và dân dụng tăng mạnh qua mỗi năm trong đó mức tiêu thụ xăng dầu của ngành công nghiệp tăng nhanh và mạnh nhất, dự báo chiếm tỷ trọng trên 50% từ năm 2020.

Hiện nay Việt Nam có 13 đầu mối nhập khẩu và kinh doanh xăng dầu. Trong đó Tổng công ty Xăng dầu (Petrolimex) là đơn vị lớn nhất cả nước với thị phần chiếm trên 51%. Hai đơn vị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là PV Oil và Petec đạt thị phần lớn thứ hai, ba tức khoảng 25% và 10%.

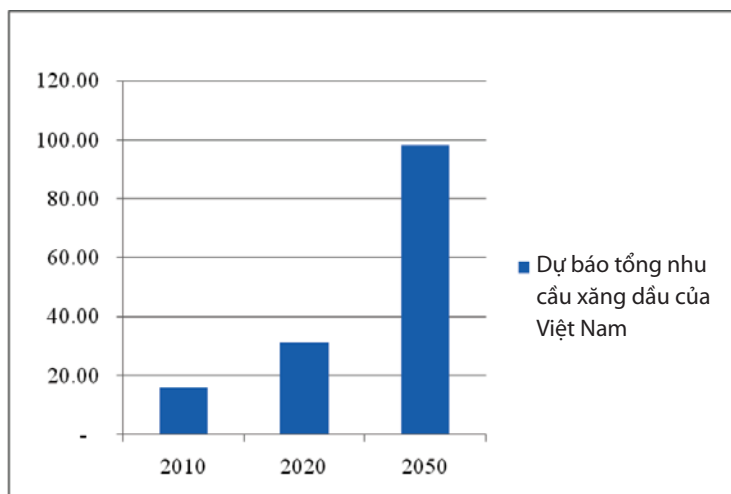
Nhóm các đầu mối khác như Công ty Sài Gòn Petro, Xăng dầu Đồng Tháp, Xăng dầu Quân đội... chiếm từ 7 - 10% thị phần. Các đầu mối nhập khẩu còn lại chiếm thị phần tương đối nhỏ và có địa bàn hoạt động chủ yếu tại một số địa phương hoặc cung cấp cho nhu cầu của Ngành.



Hình 3. Tổng cung dầu khí thế giới đến năm 2030 (nguồn: Ban TMTT tổng hợp)



Hình 4. Lịch sử giá dầu thô thế giới (dầu Brent) từ năm 1987 và dự báo đến năm 2030 (nguồn: Ban TMTT tổng hợp)



Hình 5. Dự báo tổng nhu cầu xăng dầu của Việt Nam (nguồn: Bộ Công Thương)

2.3. Đối với sản phẩm khí đốt

Nhu cầu khí đốt làm nguyên/nhiên liệu cho các ngành công nghiệp khác đang ngày càng tăng cao và trở thành nguyên liệu thay thế ưu chuộng. Lượng cung khí đốt chiếm khoảng 10% tổng nguồn cung nguyên liệu/nhiên liệu phục vụ cho các ngành khác của nền kinh tế. Hiện nay Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas) là đơn vị duy nhất sản xuất và cung cấp khí khô cho thị trường làm nguyên liệu đầu vào cho sản xuất điện, phân bón và các hộ công nghiệp. Đây là thành tích đáng tự hào của Ngành Dầu khí trong việc đặt nền móng xây dựng và phát triển ngành công nghiệp khí của Việt Nam.

Bên cạnh sản phẩm dầu khí, nhu cầu của nền kinh tế về các sản phẩm hóa dầu như nhựa PE, PP, PVC, PS, EVA, Polyester sợi vợi và các sản phẩm phân bón ngày càng tăng... Hiện nay hầu hết các sản phẩm hoá dầu sản xuất tại Việt Nam đều được chế biến từ các nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

II. Quá trình ra đời và thực trạng công tác phát triển thị trường các sản phẩm chính của Ngành Dầu khí Việt Nam

1. Quá trình ra đời các sản phẩm chính của Ngành Dầu khí

Các sản phẩm chính của Petrovietnam ra đời và được cung cấp cho thị trường theo các mốc thời gian sau:

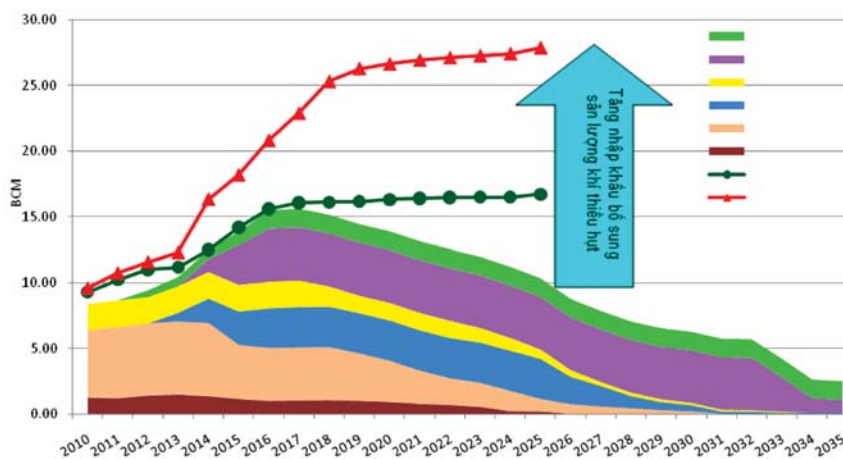
1.1. Giai đoạn trước năm 1986:

Theo cách nói vui lúc này sản phẩm dầu khí chỉ được tính bằng km tuyến địa chấn, số giếng khoan tìm kiếm, thăm dò. Vào năm 1981 Ngành Dầu khí lần đầu tiên phát hiện và khai thác dòng khí công nghiệp đầu tiên tại huyện Tiên Hải - tỉnh Thái Bình để phục vụ công nghiệp địa phương với công suất 60.000 m³/ngày đêm.

1.2. Từ năm 1986

Khi có dòng dầu thô đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ, Ngành Dầu khí bắt đầu tập trung mọi nguồn lực đẩy mạnh đầu tư, xây dựng và phát triển thị trường các sản phẩm với mốc thời gian như sau :

- + Năm 1986: Dòng dầu thô đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ.
- + Năm 1991: Sản phẩm dầu mỡ nhờn của Vidamo.



Hình 6. Cung cấu sản phẩm khí của Việt Nam giai đoạn 2010 - 2035 (nguồn: Ban TMTT tổng hợp)

- + Năm 1995: Dòng khí đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ đưa vào bờ.
- + Năm 1998: Sản phẩm LPG và condensat
- + Năm 2004: Sản phẩm Đạm Phú Mỹ
- + Năm 2007: Điện được phát lên lưới điện Quốc gia từ Nhà máy Điện Cà Mau.
- + Năm 2009: Sản phẩm xăng dầu, hạt nhựa PP của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.
- + Năm 2011: Sản phẩm xơ sợi của Nhà máy Xơ sợi Đình Vũ.

Mỗi mốc thời gian ra đời một sản phẩm mang thương hiệu Petrovietnam là mốc son quan trọng không chỉ có ý nghĩa kinh tế, chính trị cho Ngành Dầu khí mà còn đánh dấu thành tựu của cả nền kinh tế khí Việt Nam đã tự cung cấp sản phẩm thiết yếu với thị phần lớn cho nội tại nền kinh tế Việt Nam.

2. Thực trạng công tác phát triển thị trường các sản phẩm chính của Ngành Dầu khí

Công tác phát triển thị trường luôn có vai trò quan trọng trong việc định hướng cho sản xuất, phân phối kinh doanh sản phẩm hiệu quả.

Ngay khi có sản phẩm đầu tiên (dầu thô), yêu cầu đặt ra đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (trước đó là Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam) cần phải đa dạng hóa thị trường tiêu thụ để đảm bảo tính cạnh tranh cao. Đồng thời phải có hoạt động thẩm định chính xác về năng lực tài chính cũng như khả năng tiêu thụ của thị trường từng khu vực để đảm bảo an toàn và hiệu quả cho công tác xuất

khẩu dầu thô; bên cạnh đó công tác nghiên cứu thị trường và hình thành các chuỗi cung ứng, dịch vụ cho khâu trước và khâu sau của Ngành Dầu khí cũng cần được nghiên cứu.

Chính vì vậy, Phòng Thương mại Thị trường (nay là Ban Thương mại Thị trường của Tập đoàn) đã ra đời từ năm 1990 với nhiệm vụ quản lý thống nhất công tác thương mại và phát triển thị trường nhằm tham mưu cho Lãnh đạo ra những quyết sách quan trọng trong chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí.

Nhìn lại chặng đường phát triển thị trường Ngành Dầu khí, chúng tôi xin tổng kết, đánh giá một cách khái quát nhất thực trạng công tác phát triển thị trường các sản phẩm chính:

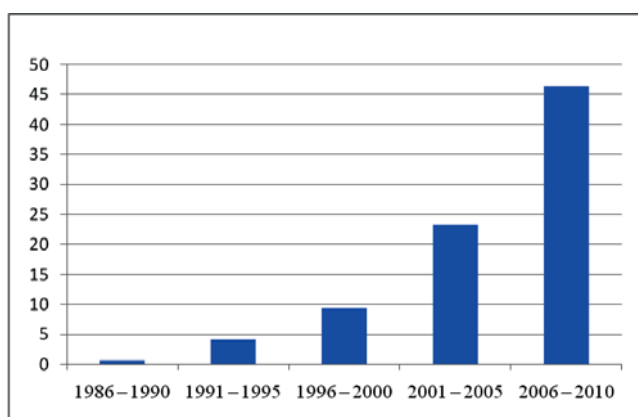
2.1. Công tác phát triển thị trường đối với dầu thô

- Xuất khẩu dầu thô:

Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV Oil) là đơn vị duy nhất tổ chức xuất khẩu dầu thô của Việt Nam. Với hơn 20 năm kinh nghiệm, PV Oil đã xây dựng được thương hiệu và uy tín trên trường quốc tế.

Chính sách tổ chức và công tác tiếp thị bán dầu thô qua một đầu mối của nước chủ nhà đang được áp dụng rộng rãi ở nhiều quốc gia xuất khẩu dầu thô. Ngoài việc đảm bảo quyền lợi cho nước chủ nhà (thu thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu...), gia tăng giá trị thương mại của dầu thô, hình thức tổ chức bán hàng này còn là công cụ hữu hiệu cho việc triển khai thực hiện các chính sách an ninh năng lượng quốc gia.

Tính đến hết năm 2010, tổng khối lượng dầu thô xuất bán (bao gồm dầu thô khai thác trong nước và nước ngoài) đạt 264,08 triệu tấn với doanh thu 84,1 tỷ USD (không bao gồm khối lượng bán cho NMLD Dung Quất).



Hình 7. Trị giá xuất bán dầu thô của Petrovietnam các giai đoạn (nguồn: Petrovietnam)

Khối lượng dầu thô đã được xuất khẩu/bán qua từng giai đoạn như Hình 7.

- Nhập khẩu dầu thô:

Ngoài việc là đầu mối duy nhất xuất khẩu dầu thô, PV Oil cũng là đơn vị duy nhất nhập khẩu dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Việc nhập khẩu dầu thô cho nhà máy lọc dầu đã mở ra một loại hình hoạt động mới trong Ngành Dầu khí Việt Nam.

- Kinh doanh dầu thô quốc tế:

Được tích cực triển khai từ năm 1998, công tác kinh doanh dầu thô trên thị trường quốc tế đã đạt được những kết quả khả quan, khẳng định uy tín và vị thế của Petrovietnam nói chung và PV Oil nói riêng.

Trong giai đoạn 2006 - 2010, sản lượng kinh doanh bình quân của PV Oil đạt 1,2 triệu tấn/năm. Riêng năm 2010, PV Oil đã kinh doanh thành công trên 1,5 triệu tấn dầu thô từ Iraq, Libya và dầu thô ESPO với tổng doanh thu gần 1 tỷ USD.

Đối với công tác phát triển thị trường dầu thô, bên cạnh những thành công trong việc xây dựng thị trường ổn định thì vẫn còn một số khó khăn, đó là sản lượng khai thác dầu thô trong nước giảm, giới hạn về sức chứa dầu thô đã tạo những khó khăn trong công tác điều hành khai thác cũng như xuất nhập khẩu dầu thô.

2.2. Công tác phát triển thị trường đối với các sản phẩm xăng dầu

- Công tác sản xuất sản phẩm xăng, dầu:

Thực hiện công nghiệp hóa - hiện đại hóa (CNH-HĐH) đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đầu tư xây dựng Tổ hợp Nhà máy Lọc hóa dầu Dung Quất đặt tại tỉnh Quảng Ngãi với vốn đầu tư 43 nghìn tỷ đồng, thiết kế trên cơ sở nguyên liệu đầu vào là dầu thô ngọt, nhẹ Bạch Hổ, công suất thiết kế 6,5 triệu tấn dầu thô/năm. Đây được coi là công trình trọng điểm Quốc gia được Đảng và Nhà nước đặc biệt quan tâm bởi nhà máy đi vào hoạt động sẽ cung ứng trên 6 triệu tấn sản phẩm xăng, dầu/ năm, góp phần giảm bớt sự phụ thuộc vào hàng nhập khẩu và đảm bảo an ninh năng lượng.

Ngày 30/5/2010, NMLD Dung Quất được khánh thành, đánh dấu mốc quan trọng trong sự nghiệp phát triển đất nước và là biểu tượng của công cuộc CNH-HĐH nước ta.

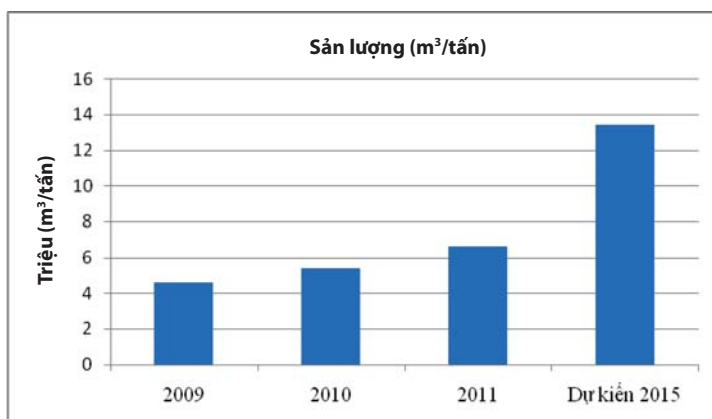
Ngoài sản phẩm của NMLD Dung Quất, Nhà máy chế biến condensate của PV Oil đã sử dụng condensat để chế biến xăng A83 với sản lượng 340.000 tấn/năm.

- Công tác phân phối và kinh doanh xăng dầu:

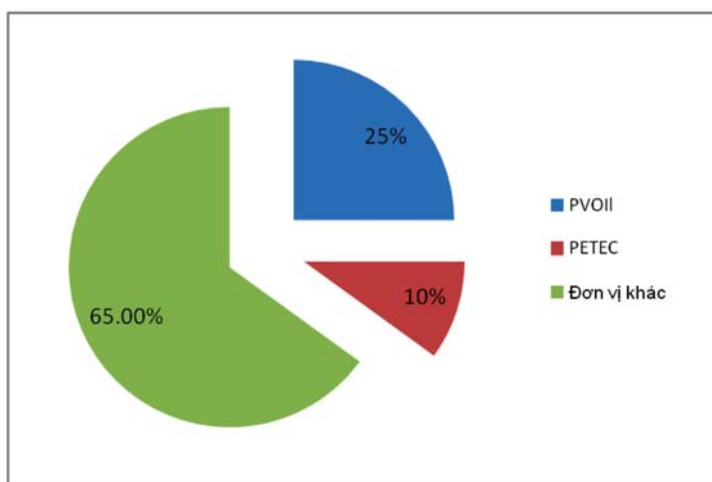
Hiện nay, sản phẩm xăng dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (bao gồm các sản phẩm chính là xăng các loại A95/A92/A83, dầu FO, dầu DO 0,05S/0,25S, dầu hỏa, Jet A1) cung ứng cho thị trường thông qua 2 nguồn chính là: Sản xuất trong nước (từ NMLD Dung Quất và Nhà máy Condensat) và nguồn nhập khẩu, đồng thời thực hiện phân phối bán lẻ thông qua các đơn vị thành viên là PV Oil và Tổng công ty Thương mại Kỹ thuật và Đầu tư Petec. Đây là hai trong 13 đầu mối nhập khẩu sản phẩm xăng dầu tại Việt Nam.

+ Thị phần của Ngành Dầu khí trong lĩnh vực sản phẩm xăng dầu:

Đến hết năm 2010, sản lượng xăng dầu phân phối ra thị trường hàng năm của PV Oil và Petec là khoảng 5,4 triệu m³/tấn sản phẩm (gồm cả sản phẩm của NMLD Dung Quất & nhập khẩu), chiếm khoảng 35% thị phần của cả nước



Hình 8. Sản lượng condensate của Petrovietnam các giai đoạn (nguồn: Petrovietnam)



Hình 9. Thị phần kinh doanh xăng dầu tại thị trường Việt Nam năm 2010 (nguồn: Petrovietnam)

(trong đó thị phần của PV Oil khoảng 25% và Petec là 10%). Dự kiến năm 2011, tổng sản lượng xăng dầu của Tập đoàn cung cấp cho thị trường nội địa khoảng 7,6 triệu m³/tấn, trong đó: NMLD Dung Quất: 5,9 triệu m³/tấn, nhập khẩu: 1,7 triệu m³/tấn.

+ Sự gia tăng về quy mô và sức chứa của hệ thống kho cảng:

Trong những năm qua, tổng sức chứa hệ thống kho xăng dầu của Petrovietnam đã tăng từ 723 nghìn m³ năm 2009 lên 884 nghìn m³ năm 2010 (tăng 28%). Đến hết quý I/2011, tổng sức chứa của cả hệ thống đã đạt xấp xỉ 890.000 m³. Theo kế hoạch 5 năm, tổng sức chứa các kho xăng dầu của các đơn vị thành viên Petrovietnam (không bao gồm của NMLD Dung Quất) dự kiến khoảng 1,8 triệu m³ kho.

+ Hệ thống phân phối xăng, dầu của Petrovietnam:

Hiện nay, Petrovietnam đã xây dựng được hệ thống phân phối xăng, dầu trải khắp cả nước với ba miền Bắc, Trung, Nam. Năm 2010, Ngành Dầu khí có 144 tổng đại lý và 484 đại lý, đến thời điểm hiện nay con số này là 171 tổng đại lý và 726 đại lý. Chỉ trong thời gian ngắn, số lượng tổng đại lý và đại lý của Ngành Dầu khí tăng đáng kể.

Năm 2010, tổng số cửa hàng xăng dầu của Ngành Dầu khí đạt khoảng 300, trong đó có khoảng 100 khách hàng công nghiệp lớn thường xuyên, tăng gấp đôi so với 2009 và gấp 3,6 lần so với năm 2008.

Năm 2011, dự kiến tổng số cửa hàng xăng dầu trực thuộc và có vốn góp đạt khoảng trên 480, tăng khoảng trên 150 cửa hàng (trong đó: PV Oil khoảng 380 trong nước và 73 cửa hàng tại Lào, Petec: khoảng 25 cửa hàng). Tổng số cửa hàng xăng dầu trực thuộc hệ thống (bao gồm của cả tổng đại lý và đại lý) đạt khoảng 4.000 cửa hàng.

Hiện Petrovietnam đang tập trung nguồn lực đẩy mạnh phát triển hệ thống kho cảng và cửa hàng xăng dầu trực thuộc, phấn đấu đến năm 2015 sẽ chiếm khoảng 40% thị phần xăng dầu cung ứng cho cả nước.

- Công tác xuất khẩu sản phẩm xăng dầu:

Hiện nay, Petrovietnam (cụ thể là PV Oil) đã phát triển thị trường sản phẩm xăng dầu sang Lào, thành lập công ty PV Oil Lào.

Mặc dù thời gian PV Oil Lào hoạt động chính thức chưa lâu (từ ngày 01/12/2010) song với sự quyết tâm của PV Oil cùng sự hỗ trợ của Tập đoàn, PV Oil Lào đã có những sự phát triển ấn tượng trong thời gian ngắn với thị phần đạt khoảng trên 20% cả nước.

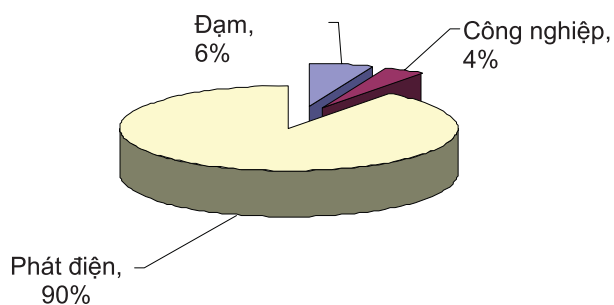
Nhu cầu các sản phẩm xăng dầu tại thị trường Lào hiện nay khoảng 800 nghìn m³/tấn, dự báo đến năm 2015 sẽ đạt khoảng 1.100 nghìn m³/tấn. Hiện PV Oil Lào đang chiếm vị trí thứ hai trong thị phần bán lẻ xăng dầu tại Lào (khoảng gần 200 ngàn m³/tấn/năm, Công ty đặt ra mục tiêu đến 2015 trở thành đơn vị hàng đầu về thị phần kinh doanh xăng dầu tại Lào.

Bên cạnh thành công đạt được đối với công tác tiêu thụ sản phẩm xăng dầu của Ngành Dầu khí thì công tác phát triển thị trường vẫn còn phải đối mặt với những khó khăn nhất định như: biến động thất thường của giá xăng dầu quốc tế; việc giao nhận xăng dầu còn nhiều bất cập; khả năng tiếp nhận của cầu cảng hạn chế, giá cước vận chuyển và cảng phí chưa hợp lý...

2.3. Công tác phát triển thị trường đối với các sản phẩm khí

- Khí khô:

Kể từ khi dòng khí đầu tiên được đưa vào bờ năm 1995 để phục vụ phát điện, đến nay Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas) là đơn vị duy nhất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện vận hành toàn bộ công trình khí hiện có tại Việt Nam từ thượng nguồn đến hạ nguồn và cung cấp 100% thị phần khí khô cho thị trường nội địa (khoảng 7 - 8 tỷ m³ khí khô hàng năm). Tính đến nay, PV Gas đã thu gom, vận chuyển, chế biến và cung cấp khoảng 60 tỷ m³ khí khô cho các nhà máy điện, đạm và các hộ tiêu thụ công nghiệp và giao thông vận tải, trong đó chủ yếu phục vụ cho phát điện.



PV Gas đã từng bước hoàn thiện được hệ thống cơ sở vật chất bao gồm các hệ thống đường ống dẫn khí, cầu

cảng, các trung tâm/trạm phân phối khí (GDC, GDS)...

Trong giai đoạn 2011 - 2015, cùng với việc PV Gas đẩy mạnh đầu tư hệ thống các đường ống thu gom khí từ các mỏ khí tự nhiên mới các khu vực phía Tây Nam (bể Malay - Thổ Chu), bể Sông Hồng (phía Bắc) để tăng sản lượng khí khô cung cấp cho sản xuất điện năng tại phía Tây Nam và cung cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp tại các tỉnh phía Bắc (Thái Bình, Hải Phòng, Nam Định...), tổng sản lượng khí cung cấp cho thị trường dự kiến khoảng 10 tỷ m³/năm.

- Khí hoá lỏng (LPG):

Hiện nay, các đơn vị trực thuộc Petrovietnam đang cung cấp khoảng 70% nguồn (bán buôn) LPG cho thị trường trong nước từ các nguồn: NMLD Dung Quất, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và nguồn nhập khẩu, trong đó LPG sản xuất trong nước chiếm khoảng 50% tổng nhu cầu thị trường, đồng thời thực hiện phân phối bán lẻ trong hệ thống thông qua các đơn vị thành viên của PV Gas như PV Gas South, PV Gas North, VT-Gas, KDK.. với thị phần bán lẻ chiếm khoảng 30% cả nước.

Đến nay, PV Gas đã xây dựng mạng lưới hệ thống kho chứa (kho đầu mối và trung chuyển) lớn nhất cả nước với công suất kho khoảng trên 70.000 tấn và hệ thống trạm chiết nạp để cung cấp sản phẩm LPG ra thị trường. Mặc dù phải cạnh tranh với nhiều đơn vị khác cùng tham gia thị trường phân phối sản phẩm LPG nhưng PV Gas luôn khẳng định vai trò dẫn đầu trong thị trường cung cấp LPG tại Việt Nam. PV Gas luôn chủ động cân đối và điều tiết nguồn hàng cho từng khu vực thị trường cả nước, đảm bảo không để xảy ra tình trạng khan hàng cục bộ, góp phần thực hiện công tác bình ổn thị trường. Mục tiêu đến năm 2015 sẽ tiếp tục giữ 65 - 70% thị phần cung cấp nguồn và chiếm giữ khoảng 50% thị phần bán lẻ trên cả nước.

2.4. Công tác phát triển thị trường đối với sản phẩm phân bón

Từ khi Nhà máy Đạm Phú Mỹ của Tổng công ty Phân bón và Hoá chất Dầu khí (PVFCCo) đi vào hoạt động (năm 2004) với công suất 770 nghìn tấn phân urê/năm đã đáp ứng khoảng 40% nhu cầu trong nước, góp phần ổn định cung cầu, giá cả thị trường phân bón và chấm dứt thực trạng Việt Nam phụ thuộc hoàn toàn vào nhập khẩu.

Hiện nay, PVFCCo đã tự đảm đương được công tác tiếp thị và tiêu thụ sản phẩm. Nhận được sự tin tưởng và ủng hộ của lãnh đạo Nhà nước và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVFCCo đã từng bước mạnh dạn xây dựng

hệ thống phân phối bằng việc thành lập các công ty phân phối vùng miền (04 công ty), tổ chức đưa hàng đến các khu vực thị trường.

Cho đến thời điểm hiện nay, với nỗ lực không ngừng từ khâu sản xuất đến khâu kinh doanh, sản phẩm Đạm Phú Mỹ luôn nằm trong danh sách “Hàng Việt Nam chất lượng cao” được bà con nông dân tin dùng và có độ bao phủ hầu khắp các vùng trọng điểm nông nghiệp trên cả nước thông qua 79 đại lý và 2.680 cửa hàng trực thuộc đại lý.

PVFCO đã thành công trong việc chủ động phát triển hệ thống phân phối độc lập, thực hiện bình ổn thị trường và góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất nông nghiệp, sản phẩm thân thiện và gắn gũi với bà con nông dân.

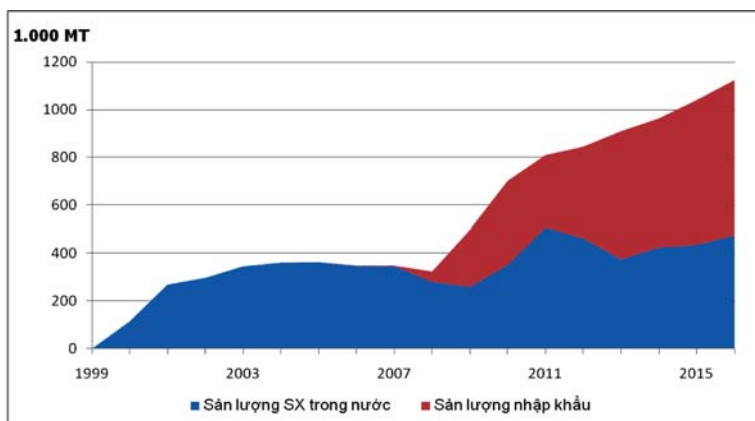
Đầu năm 2012, thị trường tiếp tục chào đón sản phẩm phân bón thứ hai của Ngành Dầu khí, đó là đạm hạt đục từ Nhà máy Đạm Cà Mau với công suất đạt 800.000 tấn/năm, nâng mức đáp ứng phân bón của Ngành Dầu khí đối với tổng nhu cầu thị trường lên 80%.

2.5. Công tác phát triển thị trường đối với sản phẩm điện

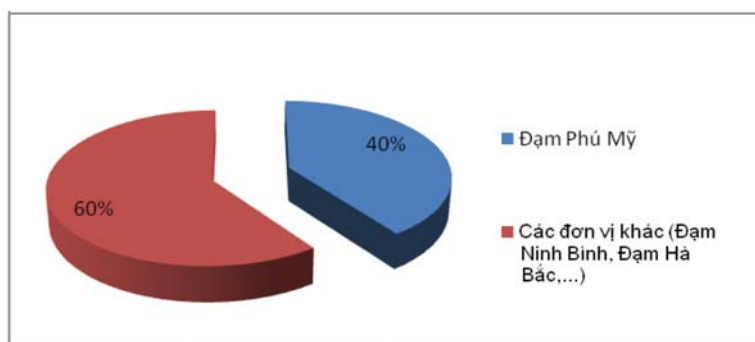
Đối với thị trường điện, do đặc thù là “độc quyền mua” từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) nên công tác thị trường đầu ra của sản phẩm điện chủ yếu vào đàm phán các hợp đồng bán điện cho EVN. Từ 2007 đến nay Petrovietnam tập trung vào việc đầu tư, phát triển nguồn điện và vận hành ổn định công suất của các nhà máy điện do Petrovietnam sở hữu.

Hiện tại Petrovietnam có 15 dự án sản xuất điện trong đó có 04 nhà máy điện là Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 với tổng công suất 1.500MW và Nhà máy điện Nhơn Trạch 1,2 với công suất 450MW đã đi vào hoạt động. Hiện nay, Tổng công ty Điện lực Dầu khí (PV Power) là đơn vị duy nhất trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam quản lý và vận hành các nhà máy điện. Tính đến nay, tổng sản lượng điện do PV Power cung cấp cho hệ thống điện Quốc gia đạt 28,88 tỷ kWh, công suất đạt khoảng 10% công suất trên hệ thống (Bảng 1).

Từ cuối tháng 7/2011 thị trường phát điện cạnh tranh đã bắt đầu vận hành thử nghiệm. Mô hình này khi được áp dụng sẽ mang tới những cơ hội cạnh tranh rất lớn, nhưng cũng đặt ra những thách thức không nhỏ cho



Hình 10. Các nguồn hàng kinh doanh của PV Gas giai đoạn 1999 - 2010 và dự kiến đến năm 2015



Hình 11. Thị phần Đạm Phú Mỹ

PV Power. Tham gia thị trường điện có nghĩa là PV Power đang đứng trước cơ hội được chủ động quyết định sản lượng điện sản xuất và giá điện bán ra thông qua công tác chào giá trên thị trường điện. Nhưng để có thể làm công tác này một cách hiệu quả nhằm tối đa hóa doanh thu và lợi nhuận của toàn Tổng công ty, PV Power phải tìm cách giảm chi phí để tăng tính cạnh tranh cho sản phẩm của mình, đồng thời cần phải chuẩn bị kỹ lưỡng chiến lược về con người cũng như cơ sở hạ tầng cho sản xuất và tiêu thụ điện.

2.6. Công tác phát triển thị trường đối với sản phẩm nhựa Polypropylen

Dự án Nhà máy sản xuất Polypropylen là dự án hóa dầu đầu tiên nằm trong Tổ hợp Lọc hóa dầu Dung Quất với công suất sản xuất 150.000 tấn sản phẩm/năm, đáp ứng khoảng 20% nhu cầu cả nước. Nguyên liệu của nhà máy lấy từ nguồn khí hóa lỏng Propylen thuộc phân xưởng thu hồi Propylen (PRU) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, để chế biến thành hạt nhựa Polypropylen (PP) sáng màu và bền nhiệt, được sử dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp ô tô, xây dựng, điện, chế biến bao bì, sợi và

Bảng 1. Sản lượng điện trong các năm của Petrovietnam

Đơn vị: tr. Kwh

Năm	NMĐ C.Mau 1	NMĐ C. Mau 2	NMĐ N.Trạch 1	Tổng
2007	618			618
2008	2.653	444	600	3.698
2009	3.318	3.100	2.124	8.542
2010	4.535	4.648	3.499	12.682
Tổng	11.124	8.192	6.223	25.540

các vật dụng phục vụ đời sống con người.

Sản phẩm PP được phân phối thông qua các đơn vị trong ngành như DMC, PVC-MT, Petrosetco, PV Building, PVSD và một số công ty ngoài ngành khác. Đã bước sang năm thứ ba kể từ khi chính thức có mặt trên thị trường, sản phẩm nhựa Polypropylen đã khẳng định thương hiệu Ngành Dầu khí với hệ thống phân phối đồng bộ đã góp phần nâng cao hiệu quả công tác tiêu thụ sản phẩm và quảng bá sản phẩm.

Dự kiến năm 2015, tổ hợp lọc hoá dầu thứ hai (Lọc hoá Dầu Nghi Sơn) của Ngành Dầu khí đi vào hoạt động sẽ sản xuất thêm 380.000 tấn sản phẩm, đáp ứng khoảng 45% thị phần cả nước.

2.7. Công tác phát triển thị trường đối với sản phẩm xơ sợi

Trước khi sản phẩm xơ sợi Đình Vũ của Công ty Cổ phần Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PV Tex) có mặt trên thị trường thì tại Việt Nam đã có bốn đơn vị sản xuất và cung ứng sản phẩm (chủ yếu là sản phẩm xơ và sợi) ra thị trường với thị phần khoảng 30%, còn lại phải nhập khẩu hoàn toàn từ các nước Đài Loan, Trung Quốc, Hàn Quốc, Thái Lan.

PVTex được thành lập trên cơ sở hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dệt may Việt Nam. Với công suất thiết kế khoảng 175.000 tấn xơ sợi polyester/năm, nhà máy sẽ đáp ứng 40% nhu cầu thị trường trong nước, góp phần bảo đảm nguồn nguyên liệu ổn định, lâu dài cho ngành dệt may; tiết kiệm khoảng 300 triệu USD nhập khẩu hàng hóa mỗi năm.

Sản phẩm được sản xuất với công suất hàng năm 175.000 tấn xơ sợi polyester cung cấp cho ngành dệt may, có thể đáp ứng 40% nhu cầu thị trường trong nước (thị phần) bảo đảm nguồn nguyên liệu ổn định, lâu dài cho ngành dệt may; góp phần hạn chế nhập khẩu và tiết kiệm khoảng 300 triệu USD nhập khẩu hàng hóa mỗi năm.

Để sản phẩm của PV Tex ra đời và có chỗ đứng trên thị trường, đòi hỏi PV Tex phải nghiên cứu và làm tốt công tác thị trường từ khâu xây dựng hệ thống phân phối đến phát triển thương hiệu.

2.8. Công tác phát triển thị trường đối với sản phẩm xăng E5

Petrovietnam là đơn vị tiên phong trong cả nước triển khai đưa ra thị trường sản phẩm nhiên liệu xăng sinh học (E5) thay thế một phần xăng truyền thống. Sản phẩm xăng E5 được đánh giá là an toàn với các phương tiện và giảm thiểu ô nhiễm môi trường. Triển khai kinh doanh xăng E5 từ 1/8/2010, hai đơn vị của Ngành Dầu khí là PV Oil và Petec đã phát triển được hơn 100 đại lý và cửa hàng xăng dầu tại các tỉnh, thành lớn trên cả nước phân phối xăng E5.

Đến nay tuy sản lượng tiêu thụ xăng E5 trên thị trường còn rất khiêm tốn nhưng mức gia tăng sản lượng kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cũng có mức phát triển đáng ghi nhận.

Hiện nay việc sản xuất và kinh doanh xăng E5 vẫn đang gặp một số khó khăn nhất định do Nhà nước vẫn chưa có nhiều chính sách hỗ trợ. Bên cạnh đó, người tiêu dùng chưa có thói quen sử dụng xăng E5. Tuy nhiên, với mục tiêu hướng đến sự phát triển bền vững, Petrovietnam xem việc phát triển mảng nhiên liệu E5 là một nhiệm vụ quan trọng trong chiến lược sản xuất, kinh doanh của mình, thể hiện trong việc đẩy mạnh đầu tư cơ sở hạ tầng và phục vụ kinh doanh nhiên liệu sinh học nói chung cũng như sản phẩm xăng E5 nói riêng.

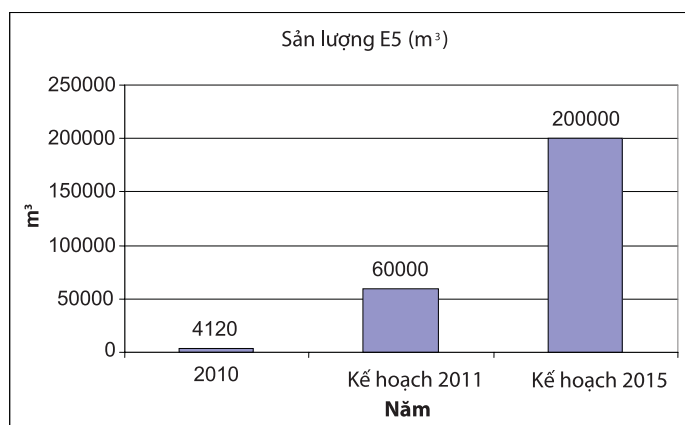
3. Đánh giá chung công tác phát triển thị trường của Ngành Dầu khí

3.1. Thành tựu

Sau 35 năm phát triển, công tác phát triển thị trường đã đạt được những thành tựu sau:

- + Đã xây dựng hệ thống kinh doanh phân phối đồng bộ, có hiệu quả từ thượng nguồn đến hạ nguồn và thực hiện dự trữ quốc gia.

- + Tuy Ngành Dầu khí có tuổi đời non trẻ nhưng đã khẳng định vai trò to lớn đối với nền kinh tế quốc dân thể hiện qua việc cung cấp hầu hết các sản phẩm thiết yếu. Các sản phẩm chính của Ngành Dầu khí đều



Hình 12. Tăng trưởng trong sản lượng kinh doanh xăng E5

mang tầm cỡ quốc gia, chiếm lĩnh phần lớn thị trường nội địa và đóng góp đáng kể vào GDP của cả nước (khoảng 25%).

+ Đã xây dựng/ban hành được hệ thống quy chế quản lý việc kinh doanh các sản phẩm như Quy chế bán dầu thô, Quy chế kinh doanh xăng - dầu, Quy chế kinh doanh LPG, Quy chế kinh doanh phân bón...

+ Các sản phẩm của Ngành Dầu khí đã góp phần tích cực vào công tác đảm bảo an ninh năng lượng và bình ổn thị trường trong nước.

+ Việc ra đời các sản phẩm của Ngành Dầu khí đã làm giảm bớt gánh nặng về thanh toán ngoại tệ cho đất nước.

+ Các sản phẩm của Ngành Dầu khí cũng đã có mặt trên khắp nơi trên cả nước và trở nên quen thuộc không chỉ với thị trường trong nước mà còn được biết đến ở thị trường khu vực.

+ Đã xây dựng được mối quan hệ tốt với bạn hàng quốc tế. Bắt đầu vươn ra kinh doanh nước ngoài như dầu thô, LPG... một cách có hiệu quả. Đồng thời xây dựng các tiêu chuẩn sản phẩm đúng quy chuẩn, đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường.

3.2. Khó khăn và hạn chế

Bên cạnh những thành công đạt được, công tác phát triển thị trường Ngành Dầu khí vẫn còn một số hạn chế:

- Thị trường sản phẩm chủ yếu được phát triển tại thị trường bán buôn. Tốc độ tăng trưởng thị phần tại thị trường bán lẻ còn hạn chế nhất là đối với sản phẩm xăng, dầu, LPG... Tốc độ phát triển hệ thống phân phối còn chậm, cơ sở hạ tầng phục vụ kinh doanh chưa đồng đều.

- Tính hiệu quả và ổn định trong kinh doanh còn khiêm tốn do đặc thù của sản phẩm dầu khí là những sản phẩm quan trọng mang tầm vĩ mô, ảnh hưởng đến an ninh năng lượng và an ninh lương thực quốc gia. Thị trường các sản phẩm biến động khó lường, thị trường trong nước chịu ảnh hưởng nhiều bởi thị trường khu vực, quốc tế, diễn biến giá phức tạp, nhạy cảm, trong đó các sản phẩm LPG, xăng dầu, đạm thuộc danh mục các mặt hàng cần bình ổn giá của Chính phủ.

- Tính chủ động trong kinh doanh trong nước và quốc tế chưa cao do việc nắm bắt các nguồn thông tin thị trường còn hạn chế; chưa thật sự làm tốt công tác nghiên cứu, dự báo cung, cầu, giá cả thị trường dài hạn trong nước và quốc tế.

- Hình thức kinh doanh một số sản phẩm, nhất là sản phẩm dầu thô còn khá sơ khai, mới chỉ dừng lại ở hình thức kinh doanh truyền thống (hợp đồng giao hàng) mà chưa triển khai được các hình thức kinh doanh hiện đại để hội nhập quốc tế. Nguyên nhân do hệ thống khung pháp lý còn thiếu, đặc biệt đối với các hoạt động kinh doanh quốc tế và các nghiệp vụ hiện đại.

- Thị trường sản phẩm diễn biến phức tạp, khó lường. Trong những năm gần đây, giá LPG trong nước có xu hướng tăng mạnh theo giá LPG thế giới nên đã làm giảm đi phần nào sức cạnh tranh về giá đối với các loại nhiên liệu khác như than, điện.

- Tính chuyên nghiệp trong hoạt động kinh doanh thương mại chưa cao, về cả trình độ quản lý lẫn trình độ chuyên môn, tạo rào cản trong cạnh tranh quốc tế.

- Việc nghiên cứu dự báo thị trường, biến động giá các sản phẩm có ý nghĩa quan trọng trong việc tham mưu cho Lãnh đạo Tập đoàn, đơn vị trong việc ra các quyết định đối với các hoạt động đầu tư, sản xuất kinh doanh (khai thác dầu khí, xuất, nhập khẩu sản phẩm, xây dựng chính sách giá sản phẩm, mua tài sản dầu khí...), phục vụ công tác đàm phán các hợp đồng mua bán dầu, khí, sản phẩm cũng như xây dựng các kế hoạch, chiến lược ngắn hạn, trung hạn và dài hạn của Tập đoàn một cách chính xác và hiệu quả. Đây cũng chính là mục đích, nội dung quan trọng, đồng thời cũng là thách thức trong công tác phát triển thị trường của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

III. Một số giải pháp chủ yếu nhằm đẩy mạnh công tác nghiên cứu, dự báo và phát triển thị trường đối với Petrovietnam

1. Định hướng chiến lược phát triển thị trường giai đoạn 2011 - 2015 và đến 2025

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã triển khai chiến lược tăng tốc phát triển đến năm 2015 định hướng đến 2025 với mục tiêu chiến lược cơ bản là:

- Xây dựng Petrovietnam trở thành Tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực cạnh tranh cao trong nước và quốc tế.

- Đạt hiệu quả kinh doanh cao bằng cách tối ưu hóa sử dụng nguồn lực có sẵn, đẩy mạnh hoạt động và tập trung vào các lĩnh vực kinh doanh cốt lõi (tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí; lọc hóa dầu và dịch vụ kỹ thuật dầu khí).

- Xây dựng Tập đoàn thành một hình mẫu doanh nghiệp Nhà nước hàng đầu Việt Nam tốt nhất, thể hiện rõ vai trò trụ cột, chủ đạo trong nền kinh tế Nhà nước trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

2. Một số giải pháp chủ yếu phát triển thị trường các sản phẩm chính của Petrovietnam

Để thực hiện chiến lược phát triển thị trường đã đề ra và khắc phục các hạn chế còn tồn tại, một số giải pháp xin được đặt ra là:

2.1. Giải pháp tổng thể

- Xây dựng/hoàn thiện quy hoạch tổng thể hệ thống phân phối các sản phẩm của Ngành để đảm bảo tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng (hệ thống kho, cảng, cửa hàng...) của các đơn vị trong Ngành, phát huy triệt để thế mạnh thương hiệu chung của Tập đoàn nhằm tăng thị phần bán lẻ các ngành hàng như xăng dầu, LPG, phân bón.

- Xây dựng và hoàn thiện các quy chế quản lý, kinh doanh sản phẩm, định mức kinh tế kỹ thuật, định mức hao hụt cho các ngành hàng để thống nhất chung cho toàn Tập đoàn.

- Đẩy mạnh công tác nghiên cứu và dự báo thị trường, kết nối thông tin. Công tác này cần được thực hiện rộng rãi, có chiều sâu tại tất cả các đơn vị thành viên của Ngành Dầu khí; phối hợp đồng bộ và hiệu quả từ bộ phận nghiên cứu dự báo thị trường của Ban Thương mại Thị trường Tập đoàn đến các đơn vị thành viên trong việc

ưu tiên thực hiện tốt công tác nghiên cứu và dự báo toàn ngành đối với từng sản phẩm chính.

- Đẩy mạnh các hình thức hợp tác kinh doanh trong và ngoài nước đặc biệt đối với những lĩnh vực như nhập khẩu than, dầu thô, xuất khẩu Ethanol, xuất khẩu phân bón... Đồng thời quảng bá thương hiệu, đặc biệt tuyên truyền các dạng năng lượng sạch như xăng E5, CNG.

- Đào tạo để nâng cao trình độ chuyên môn cũng như đưa ra các chính sách để thu hút các cán bộ làm công tác thương mại - thị trường. Chất lượng, tính chuyên nghiệp của đội ngũ cán bộ và thương hiệu là yếu tố quyết định đến hiệu quả kinh doanh và khả năng chiếm lĩnh thị trường.

- Cần ban hành các Quy chế/Quy định cho công tác tổ chức hoạt động kinh doanh một cách kịp thời, linh hoạt.

2.2. Giải pháp đối với dầu thô và các sản phẩm xăng dầu

- + Nâng cao hiệu quả phối hợp giữa các bên như chủ đầu, nhà điều hành mỏ và khách hàng để đảm bảo công tác xuất bán dầu thô nhằm khắc phục những hạn chế về năng lực tồn chứa dầu, đem lại sự ổn định trong công tác thị trường và hiệu quả cao nhất trong kinh doanh.

- + Nâng cao chất lượng công tác kế hoạch, dự báo và giảm thiểu những thay đổi đột ngột.

- + Tiếp tục đẩy mạnh công tác thị trường, xác định và đánh giá sự ảnh hưởng của chất lượng đến nhu cầu và giá bán trên thị trường.

- + Đối với công tác cung cấp dầu thô cho NMLD Dung Quất: Tiếp tục nâng cao hiệu quả phối hợp giữa BSR và PV Oil; tăng cường mối quan hệ hợp tác với nhiều khách hàng để có phương án xử lý kịp thời, hiệu quả, giảm thiểu chi phí phát sinh cho NMLD cũng như đảm bảo quyền lợi cho các chủ đầu; đẩy mạnh hoạt động và chuyên nghiệp hóa bộ phận, tối ưu hóa nguồn cung (Optimization Team) của BSR-PV Oil để chủ động lập kế hoạch và triển khai công tác, đa dạng hóa nguồn cung, nâng cao hiệu quả và an toàn hoạt động sản xuất của NMLD.

- + Mở rộng thị trường tiêu thụ và nguồn dầu thông qua đẩy mạnh quan hệ với các công ty dầu quốc gia trong khu vực và trên thế giới; đa dạng hóa và linh hoạt trong việc hợp tác với các chủ đầu ESPO, đặc biệt là TNK-BP để tham gia kinh doanh dầu ESPO và từng bước đạt mục tiêu có thị phần ổn định dầu ESPO trong những năm tới.

- + Đối với tiêu thụ xăng dầu: Tăng cường phối hợp giữa 2 đơn vị PV Oil & Petec để tạo nên sức mạnh tổng thể

nhằm nâng cao thị phần, khẳng định thương hiệu, nâng cao năng lực trong tồn chứa, phân phối sản phẩm.

2.3. Giải pháp đối với các sản phẩm khí

+ Tăng cường hiệu quả vận chuyển và phân phối sản phẩm khí thông qua đẩy mạnh đầu tư dự án hệ thống thu gom khí và cơ sở hạ tầng kinh doanh các sản phẩm khí trên cơ sở tận dụng tối đa hệ thống sẵn có.

+ Triển khai nhanh chóng dự án nhập khẩu LNG để đáp ứng nhu cầu trong nước.

+ Là đơn vị đầu mối cung cấp gần 70% nhu cầu LPG cho thị trường nên PV Gas đã góp phần bình ổn thị trường.

+ Giá sản phẩm khí cần được xây dựng và áp dụng một cách hợp lý để một mặt đảm bảo lợi nhuận cho PV Gas để tái đầu tư các dự án khí, mặt khác tiếp cận dần giá khí với thị trường thế giới đảm bảo thuận lợi trong việc phát triển thị trường khí trong nước và hội nhập với thế giới.

2.4. Giải pháp đối với các sản phẩm phân bón

+ Xây dựng hệ thống phân phối có chiều sâu và hiệu quả: Khí nguồn cung sản phẩm đạm trong nước đã đáp ứng đủ và vượt nhu cầu của thị trường nội địa (năm 2012), việc duy trì năng lực cạnh tranh thông qua hệ thống phân phối ngày càng có vai trò quan trọng. Do đó cần tiếp tục xây dựng và củng cố hệ thống phân phối từ cấp tổng đại lý và cửa hàng; xây dựng các điều kiện, chính sách để chọn lọc và ràng buộc các đơn vị trong hệ thống phân phối: chọn các đại lý vật tư nông nghiệp có năng lực tài chính, năng lực tiêu thụ lớn hợp tác lâu dài để làm đại lý phân phối; phát triển hệ thống phân phối dày và sâu rộng đến từng vùng tiêu thụ.

+ Hình thành và phát triển hệ thống phân phối tại một số thị trường xuất khẩu như Campuchia, Myanmar.

+ Nâng cao năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp: Tập trung phát triển thương hiệu gắn liền với nâng cao chất lượng sản phẩm, dịch vụ cùng mở rộng hệ thống phân phối.

+ Phân khúc thị trường và xác định thị trường mục tiêu phân phối sản phẩm, dịch vụ sâu, rộng tới các vùng miền.

+ Triển khai bán trực tiếp cho các nông trường, trang trại, HTX nông nghiệp... và các nhà máy sản xuất phân bón hỗn hợp NPK theo các hợp đồng mua bán và hợp đồng cung ứng dài hạn.

+ Thực hiện đồng bộ các chính sách: chính sách bán hàng; đa dạng hóa sản phẩm; nâng cao khả năng phân tích và dự báo thị trường; phát triển và đào tạo nguồn nhân lực; nâng cao từ chất lượng sản phẩm và dịch vụ đi kèm; gói dịch vụ - vật tư kỹ thuật nông nghiệp.

IV. Kiến nghị và kết luận

Ngoài nỗ lực của Petrovietnam để thực hiện thành công chiến lược phát triển thị trường sản phẩm dầu khí, cần có sự hỗ trợ của các cơ quan chức năng. Petrovietnam kiến nghị:

- Kiến nghị các Bộ có giải pháp nhanh chóng điều chỉnh giá bán lẻ linh hoạt tránh gây lổ kéo dài cho doanh nghiệp nhập khẩu và điều hành kinh doanh xăng dầu phù hợp diễn biến giá thế giới, thông qua thuế, quỹ BOG...

- Kiến nghị các Bộ, Ngân hàng Nhà nước tiếp tục cân đối nhu cầu ngoại tệ và bán cho các đơn vị theo giá niêm yết để nhập khẩu khi có nhu cầu.

- Chính phủ ban hành các chính sách khuyến khích hoặc bắt buộc người dân, doanh nghiệp sử dụng các sản phẩm mới có lợi cho nền kinh tế và tác động tích cực tới môi trường như sản phẩm nhiên liệu sinh học, CNG...

Các mặt hàng do Petrovietnam cung cấp đều là các mặt hàng chiến lược, nhạy cảm như điện, xăng dầu, phân bón. Việc kinh doanh các sản phẩm vừa đảm bảo phải kinh doanh có lãi nhưng vẫn phải đáp ứng vai trò điều tiết, bình ổn thị trường, do đó công tác phát triển thị trường các sản phẩm chính của Petrovietnam có vai trò quan trọng trong giai đoạn hiện nay cũng như thời gian sắp tới khi chúng ta thực hiện chiến lược tăng tốc của Tập đoàn. Việc phát triển hiệu quả công tác kinh doanh, phân phối, tiêu thụ các sản phẩm của Ngành sẽ góp phần quan trọng thực hiện mục tiêu chung của Tập đoàn.

Với những thành công quan trọng của công tác phát triển thị trường Ngành Dầu khí từ khi thành lập đến nay, chúng ta hoàn toàn có thể hy vọng Ngành Dầu khí sẽ phát triển bền vững và thực hiện thành công Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí đến 2025, đặc biệt là thực hiện thành công kế hoạch 5 năm 2011 - 2015.

TIN TRONG NGÀNH

Ký hợp đồng thu gom và vận chuyển khí đồng hành mỏ Chim Sáo Lô 12W



Lễ ký Hợp đồng thu gom khí đồng hành từ mỏ Chim Sáo Lô 12W. Ảnh: CTV

Ngày 6/12/2011, tại Tp. HCM, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) đã ký hợp đồng thu gom khí đồng hành mỏ Chim Sáo với các chủ mỏ: Premier Oil Vietnam Offshore, Santos, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Bên cạnh đó, hợp đồng vận chuyển khí Chim Sáo cũng được ký giữa PV Gas và các chủ đường ống khí Nam Côn Sơn: PV Gas, BP Pipeline Vietnam và ConocoPhillips Vietnam. Hợp đồng có hiệu lực từ tháng 12/2011, với tổng sản lượng ước tính

khoảng 900 triệu m³ khí được đưa vào bờ từ ngoài khơi biển miền Nam Việt Nam.

Mỏ Chim Sáo nằm tại Lô 12W trong vùng bồn trũng Nam Côn Sơn, cách bờ biển Vũng Tàu 350km. Premier Oil (Anh) và các đối tác đã phát hiện ra mỏ Chim Sáo vào tháng 11/2006 và được Chính phủ Việt Nam cho phép khai thác vào năm 2009. Tháng 3/2011, giàn khai thác Chim Sáo cùng hệ thống đường ống ngầm nội mỏ và hệ thống đường ống xuất khí nằm trong giai đoạn I của dự án phát triển mỏ Chim Sáo và Dừa được khánh thành và đưa vào sử dụng. Tháng 10/2011, Premier Oil đã đón dòng dầu đầu tiên, đánh dấu việc khai thác thành công dầu và khí tại mỏ Chim Sáo. Mỏ Chim Sáo có trữ lượng khoảng 50 triệu thùng dầu, trong đó Premier Oil của Anh giữ 53,125% cổ phần khai thác, Tập đoàn Santos của Australia giữ 31,875% và Petrovietnam chiếm 15%. Dự kiến, mỗi ngày mỏ Chim Sáo sẽ cung cấp khoảng 25.000 thùng dầu và khoảng 700.000m³ khí đồng hành. Khí về bờ sau khi được xử lý tại Trạm xử lý khí Nam Côn Sơn (Dinh Cố) sẽ được cung cấp cho các khách hàng/hộ tiêu thụ tại Phú Mỹ.

Hồ Cẩm

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ thi công dự án Nhà máy Thủy điện Hủa Na



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra thi công khu vực Nhà máy. Ảnh: PV Power

Ngày 30/11/2011, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu dẫn đầu đã đi kiểm tra, đôn đốc tiến độ công trường dự án Thủy điện Hủa Na. Tại buổi họp giao ban công trường, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghe chủ

đầu tư, các nhà thầu và đơn vị liên quan báo cáo tiến độ, cũng như những khó khăn, vướng mắc cần tháo gỡ để bảo đảm việc thi công dự án Hủa Na đúng với tiến độ đề ra.

Phát biểu chỉ đạo tại buổi họp giao ban, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự hợp tác của các cấp chính quyền địa phương, các đơn vị thi công, tư vấn trên công trường. Mặc dù trong điều kiện còn nhiều khó khăn nhưng đã nỗ lực phấn đấu để có được kết quả như ngày hôm nay. Đồng thời, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu khẳng định, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam quyết tâm tiếp tục hỗ trợ tinh thần và vật chất, huy động mọi nguồn lực tạo điều kiện để công trình Thủy điện Hủa Na phát điện đúng tiến độ. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng yêu cầu các bên liên quan tổ chức rà soát lại tiến độ chi tiết để Nhà máy Thủy điện Hủa Na ngày 15/6/2012 tích nước, tháng 10/2012 phát điện Tổ máy số 1 và tháng 12/2012 phát điện Tổ máy số 2.

Thanh Ngân

Lắp đặt thành công sàn Cellar Deck giàn đầu giếng H-04

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) vừa lắp đặt thành công sàn Cellar Deck, một trong 3 sàn chính của khối thượng tầng giàn đầu giếng H-04 mỏ Tê Giác Trắng. Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoàng Long JOC) làm chủ đầu tư, PVC-MS làm tổng thầu. Sau 4 tháng thi công, PVC-MS đã hoàn thành chế tạo phần kết cấu chính, đạt 35% khối lượng công việc, vượt 4% so với kế hoạch đề ra. Thời gian tới, PVC-MS sẽ tiếp tục lắp dựng các sàn còn lại và tập trung chế tạo ống công nghệ cho dự án. Theo kế hoạch, tháng 5/2012, PVC-MS sẽ hoàn thành phần chế tạo trên bờ, hạ thủy chằng buộc và tiếp tục đưa ra lắp đặt ngoài khơi, đảm bảo cho giàn khai thác H-04 đón dòng dầu đầu tiên vào tháng 8/2012.

Khối thượng tầng giàn đầu giếng H-04 có tổng vốn hơn 44,4 triệu USD, trọng lượng kết cấu, hệ thống và thiết bị khoảng 2.500 tấn. Đây là công trình đầu tiên PVC-MS thực hiện theo hình thức hợp đồng EPCI, thực hiện từ khâu thiết kế thi công, mua sắm, chế tạo, vận chuyển, lắp đặt và cũng là hợp đồng khai trương Bãi cảng chế tạo kết



Sàn Cellar Deck - một trong 3 sàn chính của khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 mỏ Tê Giác Trắng được lắp đặt thành công. Ảnh: PVC

cấu kim loại và thiết bị dầu khí của Công ty. Giữ vai trò là tổng thầu, lần đầu tiên, PVC-MS đã tự tính toán các thông số kỹ thuật và sử dụng 100% thiết bị nâng hạ của Công ty để lắp dựng sàn, thay vì các dự án trước đây, Công ty phải phối hợp với Liên doanh Việt - Nga để thực hiện.

Hoàng Châu

Quay lật và lắp dựng thành công Panel chân đế Hải Thạch



Panel chân đế giàn khai thác Hải Thạch. Ảnh: Vietsovpetro

Thi đua chào mừng kỷ niệm 50 năm Ngày truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, 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 Hải Thạch của chủ đầu tư Biển Đông POC. Theo tính toán thiết kế, Panel có khối lượng 1.950 tấn và sử dụng 7 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 - Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa.

Chân đế Hải Thạch là chân đế có chiều dài 150m, được lắp đặt tại vùng nước sâu 130m, trọng lượng 7.000 tấn và là chân đế lớn nhất từ trước tới nay được thực hiện bởi Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa công trình Dầu khí; phá vỡ kỷ lục của 2 chân đế nước sâu trước đây là chân đế Đại Hùng có chiều dài 120m với khối lượng 4.500 tấn của khách hàng Đại Hùng POC và chân đế Mộc Tinh có chiều dài 135m, nặng 6.500 tấn của khách hàng Biển Đông POC. Hiện nay, chân đế Hải Thạch đã thi công khoảng hơn 60% khối lượng và sẽ hoàn thành đúng kế hoạch, dự kiến hạ thủy vào cuối tháng 3/2012.

Dự án Biển Đông gồm hai giàn cố định là Hải Thạch và Mộc Tinh để khai thác các mỏ khí ở các lò 05-1, 05-2 và 05-3 trên thềm lục địa Nam Việt Nam, nơi có độ sâu nước biển từ 115 - 140m. Đây là các công trình biển cố định ở độ sâu nước lớn nhất từ trước đến nay của Việt Nam. Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa công trình Dầu khí, với kinh nghiệm và năng lực hàng đầu trong lĩnh vực xây dựng công trình biển đã được Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông giao chủ trì thực hiện chế tạo và lắp đặt các hạng mục quan trọng nhất trong dự án này.

Nguyễn Đức

Hoàng Long JOC chọn đối tác triển khai phần điện và trang thiết bị cho giàn đầu giếng H-04

Mới đây, Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoàng Long JOC) đã lựa chọn Honeywell là nhà thầu chính phần điện và trang thiết bị cho giàn đầu giếng H-04 tại mỏ Tê Giác Trắng. Theo đó, Honeywell sẽ đảm nhiệm phần thiết kế, mua sắm, xây dựng, tích hợp, kiểm thử và nghiệm thu các trang thiết bị điện cho giàn trên biển; cung cấp các máy phát điện chính và dự phòng, bảng điều khiển giàn đầu giếng và máy bơm hóa chất. TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Hoàng Long JOC cho biết "Honeywell đã cung cấp với chất lượng quản lý dự án rất cao, năng lực tích hợp mạnh mẽ và khả năng giảm thiểu được rủi ro ước tính mà Hoàng Long JOC khó có thể tìm thấy ở bất kỳ doanh nghiệp nào khác".

Honeywell Process Solutions (HPS) là công ty con của Tập đoàn Giải pháp Tự động hóa và Điều khiển Honeywell (Honeywell's Automation and Control Solutions group) -

một Tập đoàn hàng đầu toàn cầu chuyên cung cấp các giải pháp sản phẩm và dịch vụ để nâng cao hiệu suất và lợi nhuận, hỗ trợ các hoạt động tuân thủ quy định và đảm bảo an toàn, các môi trường tiện nghi tại nhà riêng, công trình và tòa nhà công nghiệp. Dự án này là sự tiếp nối việc Honeywell thực hiện thành công gói thầu trước đó tại giàn đầu giếng H-01 của mỏ Tê Giác Trắng đúng tiến độ và đúng dự toán vào đầu năm 2011 cho Hoàng Long JOC. Khi hoàn thành và đạt tới sản lượng tối đa, mỏ dầu nằm trong bồn trũng Cửu Long ngoài khơi phía Nam Việt Nam này sẽ có thể khai thác tới 55.000 thùng dầu mỗi ngày. Ngày 1/12/2011, Honeywell chính thức công bố sự kiện: "Hợp nhất các hoạt động của Honeywell cho sự hợp tác cùng phát triển" tại Việt Nam, nhằm mục đích tăng cường hợp tác với doanh nghiệp, ngành công nghiệp và Chính phủ Việt Nam.

Ngân vũ

Khánh thành Bãi cảng chế tạo kết cấu kim loại và thiết bị dầu khí

Ngày 1/12/2011, tại khu căn cứ dịch vụ hàng hải Sao Mai - Bến Đình, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã tổ chức lễ khánh thành và gắn biển công trình chào mừng 50 năm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam cho Bãi cảng chế tạo kết cấu kim loại và thiết bị Dầu khí. Dự án đi vào hoạt động là cơ sở hậu cần giúp PVC-MS vươn mình sang lĩnh vực thi công xây lắp ngoài khơi, trở thành nhà thầu EPCI các công trình dầu khí. Đây là bước đột phá lớn giúp PVC-MS mở rộng phạm vi hoạt động, nâng tầm thương hiệu và khẳng định vị thế trên thương trường.

Bãi cảng có diện tích 23ha, tổng mức đầu tư hơn 1.300 tỷ đồng. Giai đoạn một có giá trị đầu tư 695 tỷ gồm các hạng mục: xưởng bản bi làm sạch bề mặt và chế tạo bán sản phẩm, chế tạo piping Spool với kích thước 36m x 120m. Khu vực cầu cảng có chiều dài tuyến bến 246m được thiết kế hiện đại có thể hạ thủy các kết cấu siêu trường siêu trọng, có trọng tải lên tới 10.000 tấn. Bãi cảng có diện tích 8ha có khả năng chịu tải 35 tấn/m² được xử lý nền bằng cọc xi măng đất theo công nghệ Nhật Bản. Công năng sản xuất bãi cảng 10.000 tấn kết cấu/năm.

Minh Phương

Chế tạo thành công 3 bình áp lực chứa dầu khí

Chiều ngày 5/12, tại Cảng Vietsovpetro, Xí nghiệp Xây lắp và Sửa chữa các công trình dầu khí thuộc Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro đã tổ chức bàn giao 3 bình áp lực (2 bình chứa khí 4m³ và 1 bình chứa dầu 100m³) cho Xí nghiệp Khai thác Dầu khí. Ông Đỗ Văn Phúc - Giám đốc Xí nghiệp Xây lắp và Sửa chữa công trình Dầu khí cho biết, dự án chế tạo bình áp lực được triển khai thực hiện từ tháng 3/2011; các quy trình quản lý và chế tạo được phê duyệt bởi Tổ chức đăng kiểm ASME (Lloyd's Register Insurance ủy quyền), VIRES và được các cơ quan này đánh giá đạt chất lượng tốt.

Thành Huy

Chế tạo hệ thống Gaslift cho giàn RP-2

Chi đoàn Thanh niên Căn cứ dịch vụ sản xuất - Xí nghiệp Khai thác Dầu khí Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro đã khởi công công trình thanh niên "Chế tạo hệ thống Gaslift cho giàn RP-2". Đây là công trình có ý nghĩa của Chi đoàn Thanh niên Căn cứ dịch vụ sản xuất - Xí nghiệp Khai thác Dầu khí. Công trình thể hiện sự sáng tạo, dám nghĩ dám làm, tinh thần tự lực của tập thể đoàn viên thanh niên nhằm thiết thực kỷ niệm 50 năm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam. Dự kiến công trình sẽ được Xí nghiệp Khai thác Dầu khí hoàn thành giai đoạn một vào tháng 3/2012.

Anh Ngọc

TNK-BP đẩy mạnh hoạt động trong lĩnh vực dầu khí tại Việt Nam



Mỏ Lan Tây. Ảnh: CTV

TNK Việt Nam - công ty con trực thuộc Tập đoàn TNK-BP của Nga đã công bố chiến lược phát triển cho hoạt động tại Việt Nam và cam kết sẽ đóng góp tích cực vào thị trường năng lượng Việt Nam. Chiến lược phát triển tại Việt Nam bao gồm việc vận hành hiệu quả và an toàn hoạt động khai thác khí tự nhiên ngoài khơi để đưa TNK Việt Nam trở thành trung tâm chuyên môn về kỹ thuật vận hành ngoài khơi trong phạm vi Tập đoàn TNK-BP, đồng thời chủ động nắm bắt các cơ hội phát triển mới tại quốc gia Đông Nam Á này.

Sau khi nhận giấy phép đầu tư sửa đổi cho Lô 06-1 vào tháng 10/2011, TNK Việt Nam đã tiếp nhận quyền điều hành giàn khai thác khí Lan Tây và hiện đang tìm kiếm cơ

hội cho phát triển như mua lô mới, mua lại cổ phần tại các lô đang hoạt động và thiết lập các quan hệ đối tác chiến lược cho việc mở rộng kinh doanh trong ngành năng lượng Việt Nam. Để thực hiện chiến lược này, tới đây TNK Việt Nam sẽ tham dự đấu thầu cho các lô ngoài khơi hiện đang được Petrovietnam mở thầu. Hiện TNK Việt Nam bắt đầu khoan 2 giếng trong khuôn khổ dự án phát triển mỏ Lan Đỏ và dự kiến sẽ đón dòng khí đầu tiên vào bờ trong quý IV/2012. Việc khai thác khí từ mỏ Lan Đỏ giúp TNK-BP thực hiện các nghĩa vụ trong hợp đồng mua bán khí với Chính phủ Việt Nam, được kỳ vọng sẽ tăng thêm 2 tỷ m³ khí/năm cho sản lượng 5 tỷ m³ khí hiện đang khai thác từ Lô 06-1.

Ông Chris Einchcomb, Phó chủ tịch Tập đoàn phụ trách các dự án quốc tế và thượng nguồn nhận xét: "Việt Nam là một điểm đầu tư hấp dẫn và TNK-BP có mặt ở đây với chiến lược phát triển dài hạn. Hiện nay, chúng tôi đang tập trung hợp nhất hóa các tài sản mới này vào hoạt động vận hành của Tập đoàn TNK-BP, đồng thời tìm kiếm cơ hội phát triển để đóng một vai trò quan trọng hơn trong việc cung cấp nguồn năng lượng an toàn và tin cậy cho người dân Việt Nam". Theo ông Hugh McIntosh - Tổng giám đốc TNK Việt Nam, "với nguồn nhân lực tay nghề cao và đầy tiềm năng, chúng tôi sẽ tiếp tục tạo nên dấu ấn tốt cho tên tuổi của TNK tại Việt Nam, đồng thời mở ra một chương mới cho sự phát triển của Công ty".

Ngọc Linh

Đón dòng sản phẩm đầu tiên của Nhà máy Đạm Cà Mau

Sáng ngày 5/12/2011, tại trụ sở của Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) đã diễn ra buổi gặp mặt khách hàng phân phối và tiêu thụ urê hạt đục của Nhà máy Đạm Cà Mau. Tại buổi gặp mặt, ông Nguyễn Sinh Khang - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khẳng định chủ trương nhất quán của Tập đoàn trong việc phân phối tiêu thụ 2 sản phẩm urê hạt đục của Nhà máy Đạm Cà Mau và urê hạt trong của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Đại diện các ban chức năng của PVFCCo đã giới thiệu sơ lược với khách hàng về công nghệ của Nhà máy Đạm Cà Mau cũng như các hoạt động chuẩn bị thị trường cho sản phẩm urê hạt đục được PVFCCo và PVFCF phối hợp thực hiện trong thời gian qua.

Trước đó, vào 2 giờ 30 phút ngày 24/11/2011, Ban QLDA Khí - Điện - Đạm - Cà Mau và Tổng thầu WEC đã đón dòng sản phẩm phân đạm hạt đục chạy thử đầu tiên của Nhà máy, đánh dấu một bước quan trọng vào sự thành công của dự án. Để triển khai hoàn thành các mục tiêu đã đề ra, Ban QLDA và Tổng thầu đã cho tiến hành chạy thử song song xưởng urê và tạo hạt của Nhà máy, đây là sự kiện đánh dấu mốc quan trọng của dự án, đó là cho ra sản phẩm đầu tiên vào ngày 27/11/2011. Sản phẩm được tạo ra trong quá trình tạo hạt đang được đưa đi thí nghiệm và theo đánh giá cảm quan thì sản phẩm được tạo ra ổn định và có chất lượng tốt, thiết bị trong quá trình chạy thử cũng cho thấy chạy ổn định và chất lượng.

Thái Sơn

TIN THẾ GIỚI

OPEC "hài lòng" về hiện trạng thị trường dầu mỏ thế giới

Tại Hội nghị Dầu mỏ thế giới tổ chức từ 5 - 8/12 tại Doha (Qatar), Tổng thư ký Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) Abdallah El Badri đã bày tỏ sự "hài lòng" về tình hình cung cấp năng lượng trên thị trường dầu mỏ hiện nay với sự phục hồi sản xuất nhanh chóng tại Libya, đồng thời yêu cầu Liên minh châu Âu (EU) hạn chế cấm vận đối với xuất khẩu dầu của Iran. Theo ông El Badri, giá trung bình của một thùng dầu thô hiện là "thoả đáng" cho cả các nước sản xuất lẫn các nước nhập khẩu dầu, đồng thời cho rằng mức giá giao động trong khoảng từ 100 - 120 USD/thùng là phù hợp. Ông nói: "Năm nay, thị trường đã có những bước phát triển ổn định về nguồn cung. Dù có những bất ổn trong tăng trưởng kinh tế thế giới, thảm hoạ thiên nhiên tại Nhật Bản và bạo động tại Trung Đông cũng như Bắc Phi, nhưng sự thiếu hụt dầu đã không xảy ra".

Ông El Badri nhấn mạnh, Libya đang trên đường phục hồi trở lại mức sản xuất trước đây, với tốc độ nhanh hơn dự kiến, góp phần làm các thị trường yên tâm hơn. Ông cho biết, nhiều khả năng Libya sẽ đạt được mức sản xuất bình thường 1,58 triệu thùng/ngày từ nay đến cuối quý II/2012. Tốc độ hồi phục nhanh của Libya thậm chí làm cả thế giới phải ngạc nhiên. Dưới chế độ cũ, Libya là nước sản xuất dầu lớn thứ 4 châu Phi. Sự sụp đổ của Libya đã đánh thức hy vọng của các "ông lớn" trong ngành dầu mỏ thế giới trong việc giành được những hợp đồng mới và làm tăng sản lượng lên 1,6 triệu thùng/ngày. Các tập đoàn

năng lượng lớn như Eni (Italia), Total (Pháp), Repsol (Tây Ban Nha), Wintershall (Đức) hay OMV (Áo) đều đã từng có mặt tại Libya để khai thác và sản xuất dầu mỏ.

Ông El Badri cũng bày tỏ hy vọng sẽ không có lệnh cấm vận dầu của Iran từ EU, đồng thời nhấn mạnh rằng sẽ rất khó để thay thế hàng trăm nghìn thùng dầu mà châu Âu nhập hàng ngày từ Iran - nước sản xuất dầu lớn thứ hai OPEC sau Saudi Arabia. EU đang dự định đưa ra những lệnh trừng phạt mới liên quan đến ngành dầu khí Iran, quốc gia đã xuất khẩu 865.000 thùng/ngày sang toàn châu Âu và 2,2 triệu thùng/ngày sang châu Á hồi năm ngoái, nhằm gia tăng sức ép lên nước này vì chương trình hạt nhân gây tranh cãi của Tehran. EU cũng đang tìm kiếm sự ủng hộ từ bên ngoài đối với lệnh trừng phạt Iran mới của họ.

Theo Bộ Năng lượng Mỹ, trong 6 tháng đầu năm 2011, EU đã nhập 450.000 thùng dầu/ngày từ Iran. Những nước phụ thuộc nhiều nhất vào nguồn dầu nhập khẩu từ Iran là Hy Lạp, Italia và Tây Ban Nha - các quốc gia có tình hình kinh tế tồi tệ và có vẻ không ủng hộ lệnh cấm vận của EU. Ông El Badri nhấn mạnh, châu Âu hiện đang đối mặt với nhiều khó khăn như nợ, thất nghiệp. Do đó việc không nhập 865.000 thùng dầu/ngày từ Iran ngay tức khắc là điều không thể. Về phần mình, Bộ trưởng Năng lượng Nga Serguei Schmatko tuyên bố, Nga vẫn sẽ giữ thái độ trung lập về khả năng châu Âu cấm vận dầu từ Iran.

Thanh Bình (TTXVN)

Qatar: Nguồn cung dầu mỏ từ Trung Đông sẽ vẫn ổn định

Qatar vừa tái khẳng định với các nước tiêu thụ dầu mỏ rằng các sự kiện tại khu vực Ảrập sẽ không làm gián đoạn các nguồn cung năng lượng từ khu vực vùng Vịnh, trong bối cảnh Saudi Arabia cũng nhấn mạnh mục tiêu đảm bảo sự ổn định trên các thị trường dầu thế giới.

Phát biểu khai mạc Hội nghị Dầu mỏ thế giới được tổ chức tại Doha ngày 5/12, Tiểu vương Qatar Sheikh Khalifa bin Hamad Al-Thani nói: "Các sự kiện tại khu vực Ảrập đã làm dấy lên những quan ngại về nguồn cung năng lượng.... Tôi muốn nhấn mạnh cam kết đã được đưa

ra nhằm đảm bảo nguồn cho các thị trường. Tôi tin rằng nguồn cung dầu sẽ vượt qua tất cả các cuộc khủng hoảng ở khu vực Ảrập. Qatar đang phối hợp với các nhà sản xuất khác để duy trì nguồn cung cho các nước tiêu thụ". Làn sóng nổi dậy tại một số nước Ảrập đã làm giảm mạnh sản lượng của Libya, làm gián đoạn hoạt động xuất khẩu khí đốt của Yemen và dẫn đến lệnh cấm xuất khẩu dầu mỏ đối với Syria. Tuy nhiên, sản lượng của toàn bộ vùng Vịnh giàu năng lượng đã không bị ảnh hưởng.

Cùng ngày, phát biểu tại một hội nghị ở thủ đô Riyadh, Bộ trưởng Dầu mỏ Saudi Arabia Ali Naimi cho

biết sản lượng dầu thô của nước này hiện vượt ngưỡng 10 triệu thùng/ngày, đồng thời cam kết Saudi Arabia sẵn sàng bù đắp mọi sự thiếu hụt nguồn dầu trên thị trường. Ông Naimi nhấn mạnh Saudi Arabia quan tâm tới sự ổn định của thị trường và sẽ dùng khả năng dự trữ của mình nhằm đáp ứng việc thiếu nguồn cung hoặc nhu cầu dầu của thế giới tăng bất ngờ. Chính sách này sẽ được tiếp tục trong những thập kỷ tới và Riyadh quyết tâm duy trì hợp tác với các nước sản xuất dầu, nhất là các nước thành viên của Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) nhằm tạo sự ổn định trên thị trường.

Quan chức trên nhấn mạnh Saudi Arabia sẽ tiếp tục sản xuất theo nhu cầu của thị trường, tính đến mối quan hệ giữa cung và cầu, và sự hợp tác hoàn toàn với OPEC. Mặt khác, ông cũng thông báo nước này đã phát hiện khí đốt tại tỉnh Biển Đỏ, ở phía Bắc, có thể khai thác thương mại. Mức hạn ngạch mà OPEC phân bổ cho Saudi Arabia hiện là 8,05 triệu thùng/ngày, song Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ước tính sản lượng của nước này đã ở mức 8,8 triệu thùng/ngày trong tháng 4/2011.

Trong khi đó, phát biểu trước báo giới bên lề Hội nghị Dầu mỏ thế giới, Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Rostam Ghasemi đã bác bỏ các mối đe dọa từ những lệnh trừng phạt do Mỹ và Phương Tây áp đặt đối với các ngành dầu mỏ và tài chính của nước này, sau khi ông Arsalan Fathipour, người đứng đầu Ủy ban Kinh tế thuộc Quốc hội Iran, cảnh báo giá dầu có thể vọt lên 250 USD/thùng nếu các lệnh đó được áp dụng đối với ngành dầu mỏ của Iran. Ông Ghasemi cho rằng giá dầu trên 100 USD/thùng là hợp lý đối với cả những tiêu thụ và nước sản xuất.

Bộ trưởng năng lượng của một số nước thành viên OPEC cho rằng các mức sản lượng hiện có sẽ không thay đổi. Bộ trưởng Dầu mỏ Qatar Mohammed al-Sada nói giá dầu là do thị trường quyết, nhưng thị trường hiện đã đủ các nguồn cung.

Nguyễn Trường (theo AFP)

CAO dự báo thị trường dầu mỏ năm 2012 vẫn “nóng”

China Aviation Oil Singapore (CAO), nhà cung cấp nhiên liệu máy bay lớn nhất Trung Quốc, dự đoán giá dầu thế giới sẽ vẫn ở mức cao trong năm 2012, do nhu cầu vận tải và đi lại bằng đường hàng không tại châu Á được duy trì vững. Trả lời phỏng vấn mới đây trên Channel NewsAsia, ông Sun Li, Chủ tịch CAO và cũng là Chủ tịch Tập đoàn Nhiên liệu hàng không quốc gia Trung Quốc (CNAF - doanh nghiệp nhà nước hoạt động trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ hậu cần vận tải đường không và là cổ đông chính tại CAO) nhận định: Kinh tế toàn cầu mặc dù đi xuống nhưng vẫn không khiến giá dầu hạ. CAO dự tính giá dầu sẽ dao động ở mức 90 - 110 USD/thùng. Theo ông Li, nếu so với các cường quốc kinh tế khác, tác động của cuộc khủng hoảng tài chính đối với Trung Quốc có “nhẹ nhàng” hơn. Nhìn chung, sức phát triển kinh tế của Trung Quốc trong những năm gần đây nhanh hơn các nước khác. Ngành hàng không là một ví dụ, chỉ suy giảm ở mức vừa phải và vẫn kiên cường sau khi cuộc khủng hoảng tài

chính bùng phát. Dự báo, sức tiêu thụ nhiên liệu máy bay của Trung Quốc trong năm 2012 sẽ vững và vẫn tăng với tốc độ 9,5%.

CAO đặt mục tiêu nâng tỷ trọng của các thị trường nước ngoài (trong cơ cấu kinh doanh của tập đoàn) lên 50% vào năm 2014, so với mức 30% hiện nay. CAO hiện cung cấp khoảng 7,17 tấn nhiên liệu máy bay mỗi năm. Thị trường Trung Quốc chiếm khoảng 70% hoạt động kinh doanh của tập đoàn, 30% còn lại thuộc về châu Á - Thái Bình Dương, châu Âu, Mỹ và Trung Đông. Trong vài năm trở lại đây, CAO đã từng bước tái cơ cấu tập đoàn để đa dạng hóa sang các phân khúc thị trường khác. CAO dự đoán lợi nhuận của tập đoàn năm nay sẽ đi lên, sau khi tăng 24% trong quý III/2011. Tuy nhiên, CAO cũng thận trọng và cảnh báo lợi nhuận năm 2012 khá bấp bênh.

Hương Giang (theo THX)

Phân tích dự báo thị trường một số sản phẩm dầu khí

1. Dầu thô

1.1. Diễn biến thị trường

Trong tháng 11/2011, giá các loại dầu thô có xu hướng tăng trong tuần đầu của tháng sau đó giảm nhẹ.

Xu hướng tăng trong tuần đầu của tháng là do:

+ Cuộc khủng hoảng nợ công châu Âu tạm thời dịu lại sau khi Thủ tướng Hy Lạp đồng ý với phe đối lập thành lập Chính phủ liên hiệp nhằm chuẩn y gói cứu nguy khu vực đồng Euro và Bộ Lao động Mỹ công bố tỷ lệ thất nghiệp tháng 10/2011 giảm xuống 9,0% - mức thấp nhất trong 6 tháng qua.

+ Lo ngại nguồn cung Iran gián đoạn lại nổi lên do Mỹ và các nước phương Tây đang gia tăng áp lực đối với Iran, sau khi Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA) cho hay có dấu hiệu nước này đang triển khai chương trình hạt nhân hướng đến chế tạo vũ khí.

+ Nhu cầu theo mùa đối với các loại nhiên liệu đang có dấu hiệu tăng do mùa đông năm nay lạnh hơn bình thường tại châu Âu và Trung Quốc.

Trong các tuần tiếp theo của tháng 11, giá các loại dầu thô có xu hướng giảm, nguyên nhân do:

+ Sau Hy Lạp, tình hình nợ công của Ý, Pháp gây lo

ngại các nước này có thể gây ra phản ứng dây chuyền biến thành một cuộc khủng hoảng lớn.

+ Quốc hội Mỹ không thỏa thuận được các kế hoạch giảm thâm hụt ngân sách quốc gia tạo tâm lý lo ngại nền kinh tế nước này tiếp tục trì trệ.

+ Lo ngại của Phó Thủ tướng Trung Quốc Vương Kỳ Sơn về khả năng kinh tế thế giới tiếp tục suy thoái trong đó có Trung Quốc.

1.2. Phân tích và dự báo của các tổ chức quốc tế

■ Giá dầu thô

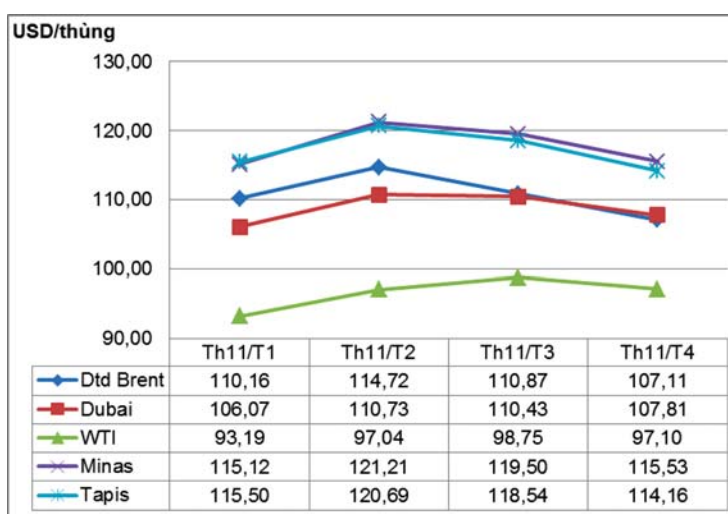
Năm 2012, giá dầu thô Brent dự báo đạt khoảng 106,25 USD/thùng, WTI đạt 90,50 USD/thùng và Dubai là khoảng 100,75 USD/thùng.

Trong khi đó, Cơ quan năng lượng Mỹ (EIA) dự báo giá dầu thô WTI sẽ giảm nhẹ đạt khoảng 91,13 USD/thùng vào năm 2012 do những tín hiệu không mấy khả quan của nền kinh tế thế giới và nguồn cung Libya bắt đầu phục hồi trở lại.

- Chênh lệch giá dầu Brent - WTI: Giá dầu Brent và WTI đang xích lại gần trong những tuần gần đây, ban đầu là do những nguyên nhân quốc tế và sau đó là do những công bố của Mỹ. Nguồn cung dầu ngọt nhẹ tăng khiến giá dầu Brent giảm. Mặt khác trong tuần từ ngày 7 - 14/11, giá dầu WTI tăng đáng kể do những thông tin sau:

+ Đường ống Keystone XL chưa thể đi vào hoạt động do có vấn đề với lộ trình của tuyến ống này tại Nebraska. Điều này sẽ làm tăng chi phí vận chuyển dầu ngọt nhẹ từ Cushing tới bờ vịnh Mexico do dầu thô sẽ phải vận chuyển bằng tàu hỏa/xà lan.

+ Conocophillips bán cổ phần của mình ở đường ống Seaway cho Enbridge. Đường ống này dự kiến sẽ được đảo ngược chiều vận chuyển vào cuối năm 2012, cho phép vận chuyển dầu từ Cushing tới vịnh Mexico với công suất ban đầu khoảng 150.000 thùng/ngày từ giữa năm 2012 và tăng lên 400.000 thùng/ngày vào năm 2013.



Hình 1. Diễn biến giá một số loại dầu thô thế giới tháng 11/2011 (nguồn: Platts - 11/2011)

WM dự báo chênh lệch giá dầu Brent - WTI sẽ trở lại khoảng 16 USD/thùng trong năm 2012. Cụ thể như sau:

+ 2012 - Chênh lệch tiếp tục được nới rộng so với hiện nay trong suốt nửa đầu năm 2012. Dự báo mức chênh lệch giá dầu Brent - WTI là 16 USD/thùng trong nửa đầu năm 2012 và sẽ giảm sau khi đường ống Seaway bắt đầu hoạt động.

+ 2013 - WM giữ nguyên dự báo chênh lệch giá trung bình ở mức 13 USD/thùng do hiện tại còn nhiều thông tin mơ hồ về hoạt động của hệ thống đường ống cùng nhiều giá định khác nhau.

- Chênh lệch giá dầu Brent - Dubai:

+ Giá dầu Dubai tăng tương ứng với giá dầu Brent do nguồn cung dầu ngọt nhẹ tăng và chênh lệch giữa các sản phẩm dầu nặng - nhẹ được thu hẹp. Sản lượng dầu thô của Libya tăng trở lại và những vấn đề sản xuất tại khu vực Biển Bắc dường như được giải quyết. Điều này giúp giảm chênh lệch giá dầu thô ngọt nhẹ.

+ WM dự báo chênh lệch giá dầu Brent - Dubai sẽ tiếp tục thu hẹp trong thời gian còn lại của năm 2011 nhưng sẽ nới rộng trở lại trong năm 2012. Tuy nhiên, chênh lệch giá sẽ trong biên độ hẹp hơn năm 2011 do nguồn cung dầu ngọt nhẹ từ Libya tăng trở lại.

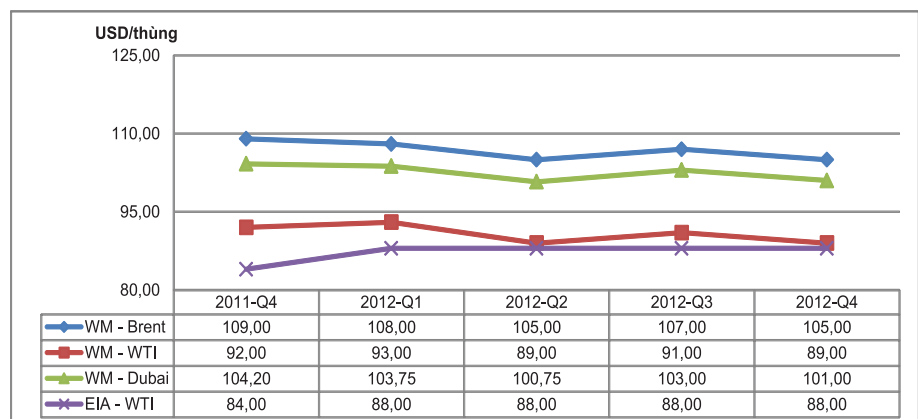
Xu hướng giá dầu như dự báo là do:

+ Dự báo năm 2012 nền kinh tế thế giới phục hồi chậm, nhất là khu vực Mỹ và châu Âu do những ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu cũng như suy thoái kinh tế trong giai đoạn vừa qua. Cùng với đó, Cục dự trữ Liên bang Mỹ (FED) như đã công bố ngày 9/8/2011 tiếp tục không tăng lãi suất cho tới giai đoạn giữa năm 2013 nhằm thúc đẩy sức mua hàng hóa, kiểm chế lạm phát và các gói tài khóa mở rộng được cho là sẽ không tiếp tục được thực thi đã làm giảm giá trị đồng đôla cũng như tác động tới việc tăng giá dầu.

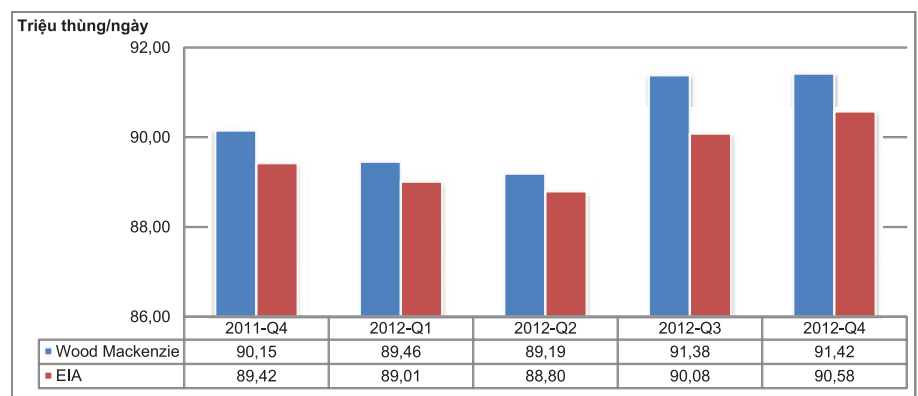
+ Trong giai đoạn vừa qua, để hỗ trợ cho việc sản lượng khai thác của Libya thiếu hụt do nội chiến, Saudi Arabia đã tăng mức khai thác (đạt khoảng 9,8 triệu thùng/ngày) trong mùa hè vừa qua. Nếu nhìn qua mức sản lượng khoảng 8,5 - 8,6 triệu thùng/ngày của nước này giai đoạn 6 tháng đầu năm 2010, mức tăng sản lượng của Saudi Arabia đã cung ứng cho thị trường thời gian qua là rất đáng kể. Năm tới với mức sản lượng phục hồi từ Libya, dự báo Saudi Arabia sẽ giảm mức sản lượng hiện tại xuống khoảng 9,5 - 9,6 triệu thùng/ngày nhằm cân bằng thị trường và tránh cho giá dầu giảm xuống.

+ Ngoài ra, việc nguồn cung các nước ngoài OPEC được dự báo tăng trong năm 2012 cũng được OPEC tính đến và WM dự báo OPEC sẽ chủ động tăng công suất dự phòng lên khoảng 3,52 triệu thùng/ngày, từ khoảng 2,85 triệu thùng/ngày năm 2011 nhằm đối phó với việc dư thừa nguồn cung và áp lực giảm giá.

■ **Kinh tế thế giới:** WM dự báo nền kinh tế thế giới tăng trưởng khoảng 2,9% năm 2012 và tăng lên khoảng 3,3% vào năm 2013. Một số nền kinh tế chủ chốt đều được



Hình 2. Dự báo giá dầu thô thế giới giai đoạn 2011 - 2012 (nguồn: WM, EIA - 11/2011)



Hình 3. Dự báo nhu cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2011 - 2012 (nguồn: WM, EIA - 11/2011)

dự báo tăng trưởng thấp hơn năm 2011, đặc biệt là khu vực châu Âu với mức tăng trưởng dự báo chỉ đạt khoảng 1%, Mỹ khoảng 1,7% và Trung Quốc là khoảng 8,9%.

■ **Nhu cầu**

WM dự báo nhu cầu dầu thô thế giới dự báo tăng khoảng 1,46 triệu thùng/ngày trong năm 2012 đạt mức tiêu thụ 90,37 triệu thùng/ngày và tăng khoảng 1,86 triệu thùng/ngày đạt mức tiêu thụ 92,22 triệu thùng/ngày vào năm 2013 do những dự báo về sự phục hồi của nền kinh tế thế giới trong năm này.

EIA dự báo nhu cầu dầu thô thế giới sẽ tăng từ mức kỷ lục năm 2010 là khoảng 87,1 triệu thùng/ngày lên khoảng 88,2 triệu thùng/ngày năm 2011 và khoảng 89,6 triệu thùng/ngày năm 2012. Trung Quốc và các nền kinh tế mới nổi theo dự báo sẽ chiếm phần lớn lượng nhu cầu tăng lên của năm 2012. Nhu cầu của các quốc gia khối OECD dự báo giảm khoảng 0,4 triệu thùng/ngày năm 2011 và tiếp tục duy trì mức sản lượng như vậy vào năm 2012.

■ **Nguồn cung**

- **Nguồn cung ngoài OPEC:**

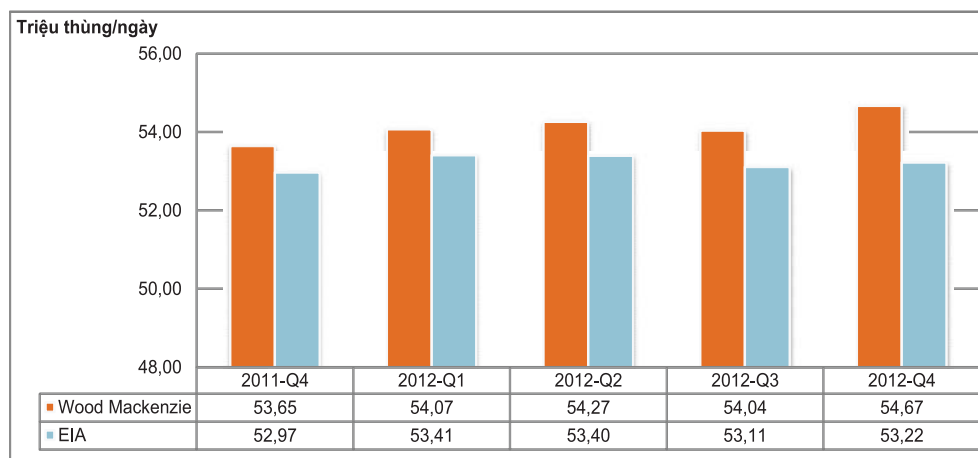
Nếu không tính nguồn cung phi truyền thống, nguồn cung ngoài OPEC theo dự báo của WM tăng từ khoảng 48,41 triệu thùng/ngày năm 2011 lên khoảng 49,42 triệu thùng/ngày năm 2012. Khu vực được dự báo đóng góp nhiều nhất vào lượng tăng khoảng 1,01 triệu thùng trong năm 2012 của nguồn cung các nước ngoài OPEC dự báo tới từ Bắc Mỹ (Mỹ, Canada) và Mỹ Latinh. Năm 2013, nguồn cung các nước ngoài OPEC dự báo tăng khoảng 0,45 triệu thùng/ngày đạt khoảng 49,96 triệu thùng/ngày.

Cùng chung quan điểm với WM, EIA dự báo nguồn cung ngoài OPEC sẽ tăng khoảng 0,4 triệu thùng/ngày năm 2011 và khoảng 1,1 triệu thùng/ngày năm 2012 đạt mức cung 53,3 triệu thùng/ngày. Các quốc gia được dự báo có mức tăng trưởng nhiều nhất trong khối đó là Canada, Trung Quốc, Kazakhstan và Mỹ với mức tăng trung bình của các nước này năm 2012 là khoảng 100.000 thùng/ngày.

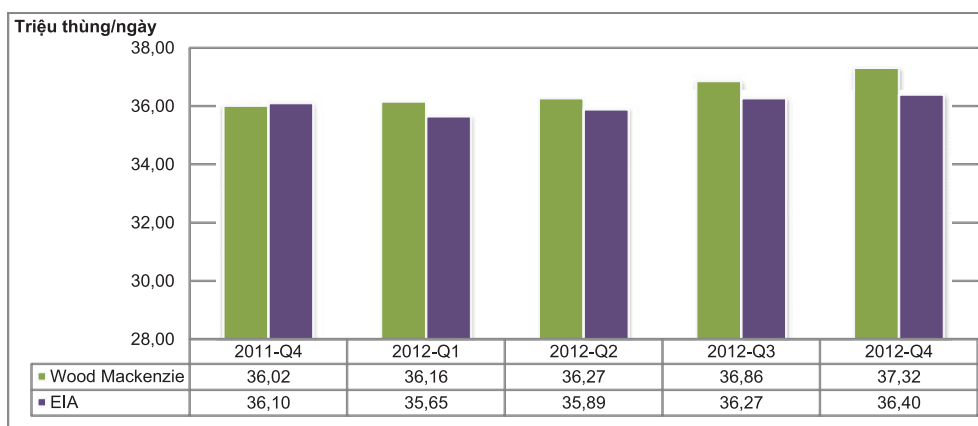
- **Nguồn cung OPEC:**

Quý 4/2011, WM dự báo nguồn cung Saudi Arabia giảm mạnh từ khoảng 9,80 triệu thùng/ngày xuống khoảng 9,57 triệu thùng/ngày bởi nguồn cung Libya tăng lên. WM dự báo nguồn cung Libya sẽ đạt khoảng 0,91 triệu thùng/ngày, tăng khoảng 0,46 triệu thùng/ngày so với mức sản lượng năm 2011 của nước này. Nguồn cung các nước khối OPEC dự báo tăng khoảng 1,09 triệu thùng/ngày đạt khoảng 30,86 triệu thùng/ngày với sản lượng tăng lên nhiều nhất là từ nguồn cung Libya và Iraq.

Trong khi đó, EIA dự báo nguồn cung OPEC tăng khoảng 0,4 triệu thùng/ngày năm 2011 và khoảng 0,5 triệu thùng/ngày năm 2012. Với việc nguồn cung



Hình 4. Dự báo nguồn cung dầu thô ngoài OPEC giai đoạn 2011 - 2012 (nguồn: WM, EIA - 11/2011)



Hình 5. Dự báo nguồn cung dầu thô OPEC giai đoạn 2011 - 2012 (nguồn: WM, EIA - 11/2011)

Libya xuất khẩu trở lại vào cuối tháng 9/2011 đạt khoảng 0,2 triệu thùng/ngày, EIA dự báo nguồn cung nước này sẽ tăng lên khoảng 0,35 triệu thùng/ngày trong giai đoạn Quý 1/2012 và khoảng 0,8 triệu thùng/ngày vào giai đoạn cuối năm 2012.

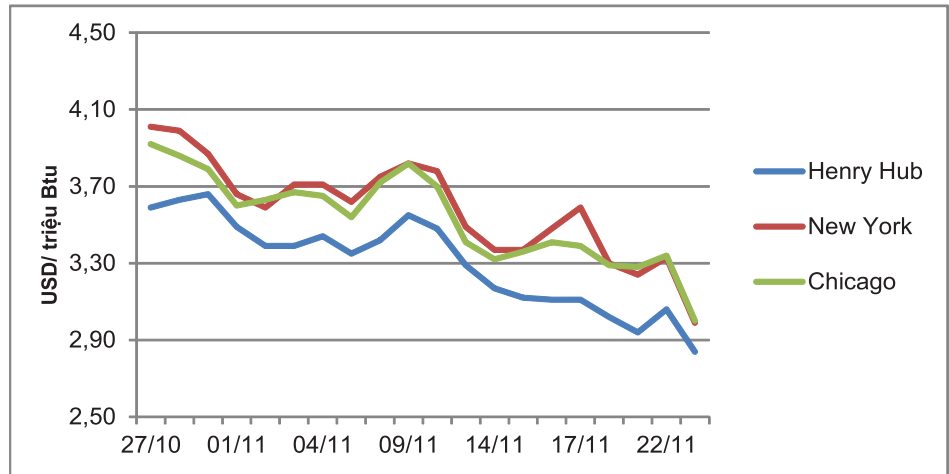
được đẩy đủ nhu cầu khí đốt trong mùa đông tới. Tuy nhiên đến tuần cuối tháng 11, giá khí tăng trở lại và đạt mức 3,460 USD/triệu Btu và 3,608 USD/triệu Btu lần lượt đối với các hợp đồng giao tháng 12 và tháng 1/2012.

2. Khí thiên nhiên

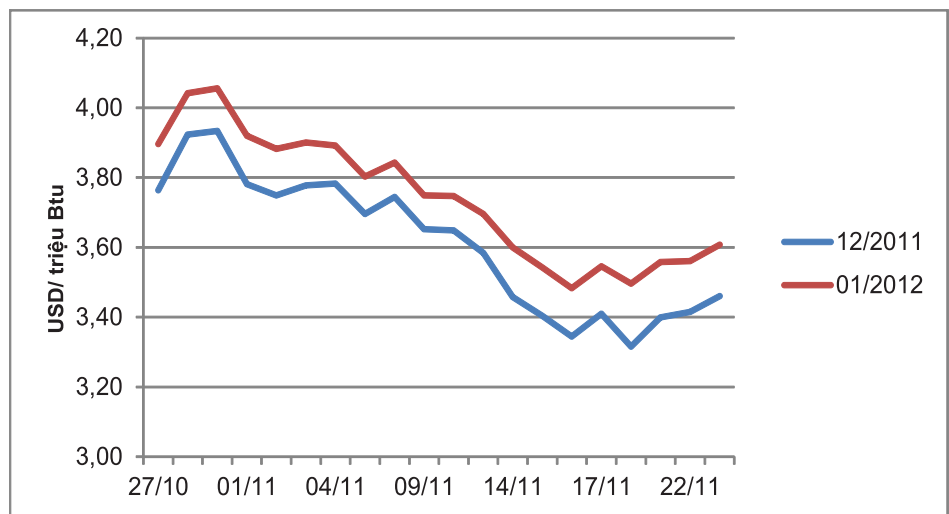
Trên thị trường Mỹ, sau một đợt sụt giảm mạnh mẽ trên thị trường vào cuối tháng 10 thì trong tuần đầu tháng 11 giá khí giao ngay không có nhiều biến động. Trong các tuần tiếp theo, giá khí giao ngay có nhiều biến động lớn, giá Henry Hub giao dịch trung bình ở mức khoảng 3,35 USD/triệu Btu.

Trong tuần từ ngày 7 - 13/11, giá khí thiên nhiên giao ngay tăng mạnh và đạt đỉnh vào ngày 9/11 với mức giá khí Henry Hub là 3,55 USD/triệu Btu là do nhu cầu sưởi ấm tăng khi nền nhiệt tại phần phía Tây giảm mạnh so với bình thường. Trong tuần tiếp theo, giá Henry Hub, New York Citygate và Chicago Citygate đều có xu hướng giảm và lần lượt ở mức 2,84 USD/triệu Btu, 2,99 USD/triệu Btu và 3,00 USD/triệu Btu vào ngày 14/11.

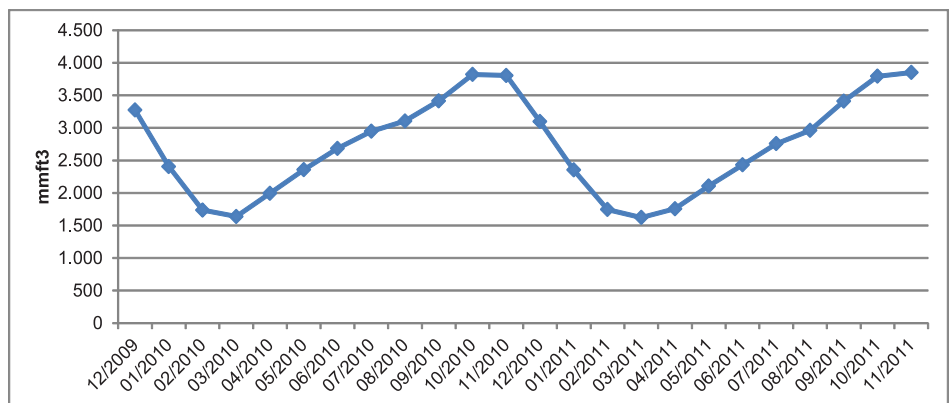
Trên thị trường NYMEX, giá khí thiên nhiên giao tháng 12 và tháng 1 đều có xu hướng giảm nhanh. Trong tháng, giá khí giao tháng 12 và 1 lần lượt đạt đỉnh ở mức 3,78 USD/triệu Btu và 3,89 USD/triệu Btu vào ngày 4/11 ngay trong tuần đầu tiên của tháng. Giải đáp cho sự sụt giảm mạnh mẽ trên là do mức dự trữ cao cùng với năng lực sản xuất được đẩy mạnh giúp đáp ứng



Hình 6. Giá khí thiên nhiên giao ngay trên thị trường Mỹ (nguồn: EMC tổng hợp)



Hình 7. Giá khí thiên nhiên giao tháng 12 và tháng 01 thị trường NYMEX (nguồn: EMC tổng hợp)



Hình 8. Dự trữ khí thiên nhiên dưới lòng đất của Mỹ (nguồn: EIA - EMC tổng hợp)

Dự trữ khí thiên nhiên của Mỹ giảm xuống mức 3.851Bcf vào ngày 25/11. Điều này thể hiện so với tuần trước, dự trữ khí giảm ròng 1 Bcf - mức giảm này báo hiệu mùa đông đã đến. Dự trữ hiện cao hơn 41Bcf so với cùng kỳ năm ngoái.

3. LNG

3.1. Diễn biến thị trường

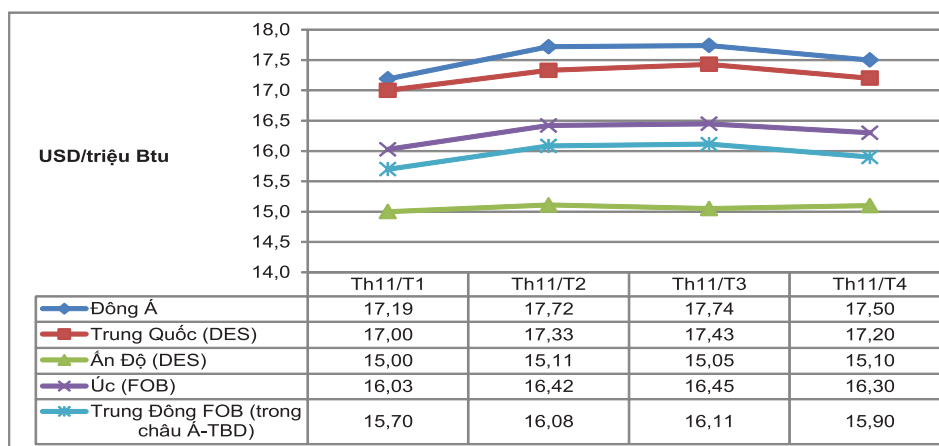
Giá LNG giao ngay tại Đông Á nằm ở mức trung bình 17,19 USD/triệu Btu trong tuần 1 tháng 11/2011 (T1/Th11); tăng lên khoảng 0,6 USD/triệu Btu tới 17,72 USD/triệu Btu trong tuần 2 tháng 11/2011; 17,74/triệu BTU vào tuần 3 tháng 11/2011 và giảm xuống 17,50 USD/triệu Btu vào tuần 4 tháng 11/2011. Sự thay đổi tương tự diễn ra với giá LNG giao ngay DES tại Trung Quốc, giá FOB tại Australia và giá FOB Trung Đông (trong châu Á - Thái Bình Dương). Trong khi đó, giá DES LNG tại Ấn Độ tương đối ổn định trong tháng 11/2011.

Những nhân tố ảnh hưởng tới giá LNG trong tháng 11 gồm:

- + Nhu cầu không cao như dự kiến bởi thời tiết trong vài tháng tới được dự báo sẽ ấm hơn mọi năm. Đặc biệt khu vực châu Á - Thái Bình Dương, nhu cầu duy trì ở mức thấp.
- + Các nước nhập khẩu LNG tại khu vực Đông Bắc Á đã đảm bảo mức dự trữ cao. Điều này sẽ giữ cho nhu cầu tại các nước này ở mức thấp.
- + Thị trường Trung Quốc vẫn trầm lắng khi những người mua chưa quyết định được lượng hàng đặt mua cho tháng 01/2012.
- + Thương nhân Ấn Độ vẫn đứng ngoài thị trường khi mà mức giá không đạt như kỳ vọng.

3.2. Dự báo thị trường LNG

Tổ chức PFC cũng đã dự báo tổng nguồn cung LNG năm 2011 sẽ đạt 244 triệu tấn, năm 2012 đạt 247,2 triệu tấn và năm 2013 đạt 252,1 triệu tấn. PFC dự báo sẽ có 2 dự



Hình 9. Diễn biến giá LNG trên thị trường thế giới tháng 11/2011 (nguồn: Argus LNG - EMC tổng hợp)

án LNG được xây dựng vào năm 2012 tại Angola và Pluto. Vào năm 2013 thị trường sẽ bổ sung thêm 1 dự án LNG từ Algeria, nhưng dự án này chỉ thay thế cho 1 dự án cũ không còn phù hợp. Một số dự án có thể tăng sản lượng làm nguồn cung sẽ tăng 3,2 triệu tấn vào 2012 và 4,9 triệu tấn vào 2013.

Về thị trường quốc tế, giá được dự báo sẽ tăng liên tục đặc biệt tại thị trường châu Âu (giá spot giao ngay). Tuy nhiên, thị trường khí thiên nhiên sẽ luôn phải đánh giá có sự dư thừa công suất trong hệ thống không. Từ đó các nước sẽ cân nhắc phải nhập khẩu LNG hoặc phát triển thêm đường ống khí thiên nhiên đặc biệt là hệ thống đường ống Nord Stream của Nga. Mức giá khí thiên nhiên được dự báo như sau:

- + Henry Hub: 4,25 USD/triệu Btu trong năm 2011; 4,50USD vào 2012 và 6,00USD vào 2013.
- + NBP: 9,50 USD/triệu Btu trong năm 2011; 11,44USD vào 2012 và 12,11USD vào 2013.
- + Giá khí tại Đức (được tham chiếu theo giá dầu): 11,81 USD/triệu Btu vào 2011; 14,25USD/triệu Btu vào 2012 và 12,95 USD/triệu Btu vào 2013.
- + Giá LNG tại Nhật 13,49 USD/triệu Btu vào 2011, 13.25USD vào 2012, 12.84USD vào 2013.

Tiến Quyết, Hoàng Linh, Vũ Thắng

Đề tài:

Xây dựng Atlas điện tử cho các loài động vật đáy tại các khu vực hoạt động dầu khí biển Việt Nam, bao gồm các nhóm giun nhiều tơ, giáp xác, thân mềm và da gai

Động vật đáy không xương sống đã được Ngành Dầu khí sử dụng như là một trong những chỉ tiêu chính trong công tác quan trắc, đánh giá chất lượng môi trường tại những khu vực hoạt động dầu khí biển Việt Nam từ nhiều năm qua. Với mục tiêu nâng cao năng lực cho đội ngũ chuyên viên phân loại động vật đáy của Ngành Dầu khí, bốn bộ Atlas: giáp xác, thân mềm, da gai và giun nhiều tơ đã được Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (Viện Dầu khí Việt Nam) lần lượt xây dựng vào các năm 2000, 2005, 2009 và 2010.

Tuy nhiên, với nguồn dữ liệu khá lớn gồm hơn 1.000 loài sinh vật nằm ở bốn bộ Atlas giấy riêng lẻ đã làm cho việc sử dụng và khai thác chúng chưa thực sự linh hoạt và chủ động. Nhằm giúp cho việc lưu giữ, quản lý và khai thác nguồn dữ liệu động vật đáy hiện có một cách chủ động, hiệu quả cũng như việc cập nhật, bổ sung các loài mới cùng với những thông tin khoa học của chúng được dễ dàng và nhanh chóng, Viện Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thực hiện đề tài cấp ngành "*Xây dựng Atlas điện tử cho các loài động vật đáy tại các khu vực hoạt động dầu khí biển Việt Nam, bao gồm các nhóm giun nhiều tơ, giáp xác, thân mềm và da gai*".

Sau 12 tháng thực hiện, nhóm tác giả đã xây dựng thành công phần mềm Atlas điện tử quản lý nguồn dữ liệu động vật đáy với những tính năng và tiện ích như sau:

- + Quản lý toàn bộ các dữ liệu khoa học về hệ thống phân loại, đặc điểm định loại, synonym, hình ảnh/hình vẽ, đặc điểm sinh học - sinh thái, phân bố của các loài thuộc 04 nhóm động vật đáy, bao gồm 281 loài giun nhiều tơ, 382 loài giáp xác, 570 loài thân mềm và 202 loài da gai.

- + Quản lý loài theo danh mục, bao gồm: hình ảnh - hình vẽ, tên khoa học, danh mục loài lần đầu tiên được ghi nhận ở Việt Nam.

- + Quản lý sự phân bố thành phần loài theo các khu vực hoạt động dầu khí.

- + Chức năng tra cứu nhanh riêng lẻ hoặc đồng thời các dữ liệu về tên khoa học, đặc điểm định loại, khu vực phân bố.

- + Tra cứu thuật ngữ định loại cho từng nhóm động vật đáy.

- + Dễ dàng quản lý và cập nhật, bổ sung dữ liệu khoa học của những loài mới.

- + Phần mềm có thể hoạt động online hoặc offline.

Cũng trong đề tài nghiên cứu này, bên cạnh việc xây dựng phần mềm Atlas điện tử, nhóm tác giả đã tiến hành rà soát và cập nhật lại bộ dữ liệu động vật đáy hiện có của Ngành Dầu khí. Kết quả tổng cộng có 80 loài giáp xác và 70 loài thân mềm đã được mô tả mới và cập nhật vào bộ dữ liệu động vật đáy hiện có. Trong số này đặc biệt có 07 loài amphipoda đang công bố là loài mới cho khoa học.

Việc ra đời của phần mềm Atlas điện tử quản lý thông tin khoa học cho các loài động vật đáy tại các khu vực hoạt động dầu khí biển Việt Nam sẽ là một công cụ hữu ích trợ giúp cho công tác định loại, nghiên cứu khu hệ động vật đáy; là cơ sở dữ liệu sử dụng trong công tác quan trắc môi trường cho các khu vực hoạt động dầu khí nói riêng, vùng biển Việt Nam nói chung. Ngoài ra, với những thông tin khoa học khá hoàn chỉnh, dữ liệu cập nhật tương đối đầy đủ, phần mềm mang tính chất mở, nhóm tác giả hy vọng đây sẽ là tài liệu khoa học có giá trị sử dụng cho công tác đào tạo chuyên môn trong cũng như ngoài Ngành Dầu khí.

Dương Trường Giang (giới thiệu)