# DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 1 - 2016

ISSN-0866-854X

Xuân Bính Thân
2016

TẠP CHÍ

# Dầu Khí

**TỔNG BIÊN TẬP**
TS. Nguyễn Quốc Thập

**PHÓ TỔNG BIÊN TẬP**
TS. Lê Mạnh Hùng
TS. Phan Ngọc Trung

**BAN BIÊN TẬP**
TS. Hoàng Ngọc Đang
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Trần Hưng Hiển
ThS. Vũ Văn Nghiêm
ThS. Lê Ngọc Sơn
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
TS. Phan Tiến Viễn
ThS. Trần Quốc Việt
TS. Nguyễn Tiến Vinh
TS. Nguyễn Hoàng Yến

**THƯ KÝ TÒA SOẠN**
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

**PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT**
Lê Hồng Văn

**TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN**
Viện Dầu khí Việt Nam

**TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ**
*Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội*
*Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn*
*Ảnh bìa: Phòng Điều khiển trung tâm, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: Đức Chính*

*Giấy phép xuất bản số 100/GP - BTTTT của Bộ Thông tin và Truyền thông cấp ngày 15/4/2013*

TIÊU ĐIỂM

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ HOÀNG TRUNG HẢI:

**ĐẨU TƯ CHO KHÂU ĐẦU ĐỂ GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ XÁC MINH**

*Ngày 9/1/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác năm 2015 và triển khai kế hoạch năm 2016. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, tích cực triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; bám sát diễn biến giá dầu, tiếp tục xây dựng chương trình cắt giảm chi phí, sử dụng tối ưu và hiệu quả các nguồn lực; tăng cường áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới; tiếp tục điều phối sản lượng khai thác, xuất khẩu, chế biến để bảo đảm chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.*

*Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Nhu Trung*

**Tối ưu chương trình, cân lượng khai thác**

Năm 2015, giá dầu thô liên tục giảm mạnh; công tác tìm kiếm, thăm dò ở vùng nước sâu xa bờ gặp nhiều khó khăn, dòi hỏi chi phí cao hơn so với trước đây, nguồn vốn và kinh nghiệm còn hạn chế... Song ý thức đẩy đủ về trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế nhà nước của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động xây dựng và tổ chức triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm thực hiện tốt nhất các nhiệm vụ kế hoạch đề ra. Kết quả các chỉ tiêu sản xuất của Tập đoàn năm 2015 đều vượt cao hơn so với thực hiện năm 2014, góp phần quan trọng hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh giai đoạn 2011 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, trong năm 2015, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai tích cực ở trong và ngoài nước, có 3 phát hiện dầu khí mới, giá từng trữ lượng dầu khí đạt 40,5 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8% so với kế hoạch năm). Sản lượng khai thác dầu khí đạt 29,42 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 10,6% kế hoạch năm). Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 18,75 triệu tấn (16,88 triệu tấn ở trong nước, vượt 2,34 triệu tấn so với kế hoạch và 1,87 triệu tấn ở nước ngoài) và sản lượng khai thác khí đạt 10,67 tỷ $m^3$, vượt 8,9% kế hoạch năm (870 triệu $m^3$). Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ. Trong năm 2015, Tập đoàn đã cung cấp 10,43 tỷ $m^3$ khí khô, 59,8 nghìn tấn condensate, 288 nghìn tấn LPG; sản xuất 21,98 tỷ kWh điện (vượt 18,8% kế hoạch năm), 1,68 triệu tấn urea (vượt 10,4% kế hoạch năm) và 6,91 triệu tấn xăng dầu (vượt 24,5% kế hoạch năm).

Với giá dầu trung bình năm 2015 chỉ đạt 54,5USD/thùng (thấp hơn gần 50% so với mức giả kế hoạch), các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2015 đạt 510 nghìn tỷ đồng, vượt 14,4% kế hoạch năm, tăng 10,6% so với năm 2014 - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Trong giai đoạn 2011 - 2015, giá trị sản xuất công nghiệp đạt 2.275,5 nghìn tỷ đồng, tốc độ tăng trưng bình 5%/năm, gấp 4,2 lần so với giai đoạn 2006 - 2010. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 560,1 nghìn tỷ đồng trong năm 2015 (vượt 14% kế hoạch) và đạt 3.518 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 (vượt 4% kế hoạch, tăng 2,4 lần so với giai đoạn 2006 - 2010). Nộp ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn đạt 115,1 nghìn tỷ đồng trong năm 2015 (vượt 19,8% kế hoạch) và đạt 836,3 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 (vượt 15,4% kế hoạch, tăng 64,6% so với giai đoạn 2006 - 2010).

**Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản**

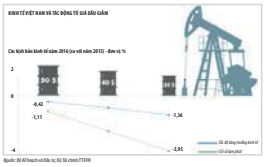
Dự báo trong năm 2016, tình hình kinh tế thế giới và trong nước còn nhiều khó khăn, đặc biệt sự biến động chưa có dấu hiệu phục hồi của giá dầu là yếu tố ảnh hưởng trực tiếp đến sự phát triển của Tập đoàn. Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị và

6 DẦU KHÍ - SỐ 1/2016 Xuân Bính Thân 6

TIÊU ĐIỂM

CHỦ ĐỘNG ỨNG PHÓ VỚI SỰ SỤT GIẢM CỦA GIÁ DẦU

***Đầu năm 2016, giá dầu thô đã sụt giảm xuống mức thấp nhất trong vòng 12 năm qua. Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang bám sát diễn biến thị trường dầu mỏ để chỉ đạo và có các giải pháp ứng phó với sự sụt giảm của giá dầu, chủ động cân đối sản lượng khai thác tối ưu, tiếp tục rà soát tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, tăng cường công tác quản trị rủi ro.***




*Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, TTXVN*

*Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải:*
**Ngành Dầu khí chưa bao giờ khó khăn như bây giờ!**

Ngành Dầu khí đã rất thành công trong suốt nhiều năm qua, đã trưởng thành từ tay không và đã đạt được những kết quả từ trái tim và khối óc của những người đi tìm lửa. Chúng ta đã xây dựng được một thương hiệu rất đáng tự hào, một ngành phát triển rất toàn diện, cân đối từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn. Và chúng ta cũng đã vượt qua không ít khó khăn.

Giai đoạn này là giai đoạn khó khăn hơn nữa. Trong những ngày gần đây, giá dầu đã giảm xuống dưới mức 30USD/thùng. Mọi mô hình dự báo đều bị khủng hoảng. Đây là giai đoạn thử thách đối với ngành Dầu khí. Một doanh nghiệp mạnh không chỉ thể hiện qua các kết quả, chỉ tiêu đã hoàn thành mà còn phải chứng minh bằng khả năng chống chịu, ứng phó, vượt qua thử thách. Lúc thử vàng, gian nan thử sức. Đây chính là thời điểm chúng mình Tập đoàn có năng lực chống chịu, có đủ trí tuệ để vượt qua những khó khăn.

Ngành Dầu khí có vai trò rất quan trọng đối với ngành năng lượng và đối với kinh tế - xã hội của cả nước. Vì vậy, tôi rất mong các đồng chí đoàn kết, nhất trí, phát huy được trí tuệ tập thể, nâng lực sáng tạo của từng cá nhân để vượt qua khó khăn. Chính phủ luôn luôn đứng cạnh ngành Dầu khí, tạo điều kiện cho các đồng chí phát triển một cách bền vững. Phát triển bền vững ngành Dầu khí, phát triển bền vững ngành năng lượng là yếu tố hết sức quan trọng cho phát triển bền vững của quốc gia và nâng cao năng lực cạnh tranh quốc gia.

*Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Thịp:*
**Nâng tỷ lệ trích lập quỹ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí**

Trong giai đoạn 2016 - 2020, nhu cầu đầu tư cho lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí dự kiến khoảng 320 nghìn tỷ đồng, chiếm gần 45% tổng nhu cầu đầu tư của toàn Tập đoàn, tăng 95 nghìn tỷ đồng so với giai đoạn 2011 - 2015. Với mức trích lập quỹ 10% thì Tập đoàn sẽ không đủ nguồn chi cho đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí và ước tính thiếu hụt khoảng 60 nghìn tỷ đồng.

Tập đoàn kiến nghị Chính phủ nâng tỷ lệ trích lập quỹ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí hàng năm từ 10% lên 30% lợi nhuận sau thuế. Về cơ chế, chính sách thuế, Chính phủ và các Bộ/Ngành sớm ban hành cơ chế thuế tài nguyên ưu đãi cho các mỏ cận biển, các dự án nâng cao hệ số thu hồi. Cho phép trích quỹ phát triển hạ tầng cho

10 DẦU KHÍ - SỐ 1/2016 Xuân Bính Thân 10

TIÊU ĐIỂM

Ý CHÍ, QUYẾT TÂM VÀ BẢN LĨNH CỦA NGƯỜI DẦU KHÍ KHÔNG BAO GIỜ CHÙN BƯỚC TRƯỚC KHÓ KHĂN

***Phát biểu tại Lễ công bố quyết định bổ nhiệm ngày 15/1/2016, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh sẽ tìm cơ hội trong thách thức, nhận diện ngay cơ, nắm bắt thời cơ, thực hiện tốt nhất nhiệm vụ sắp xếp, đổi mới, tái cơ cấu doanh nghiệp, từ đó tập trung đầu tư phát triển 5 lĩnh vực chính, trong đó lĩnh vực cốt lõi tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí được triển khai theo hướng tăng cường nội lực, kết hợp đầu tư ra nước ngoài nhưng phải đảm bảo hiệu quả và lợi ích quốc gia. Mặc dù sự biến động của giá dầu mang tính quy luật, thậm chí có thời điểm giá dầu Brent Hồ giảm sâu tới sáu xi 9USD/thùng, song đồng chí Nguyễn Quốc Khánh khẳng định thực tiễn đã chứng minh, chưa bao giờ và không bao giờ ý chí, quyết tâm và bản lĩnh của người Dầu khí chùn bước trước khó khăn. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn phát biểu nhận nhiệm vụ của Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.***

Ngành Dầu khí đã trải qua 55 năm hình thành phát triển. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cũng đã có bề dày hơn 40 năm xây dựng và trưởng thành. Là một thành viên được gắn bó với truyền thống đó liên tục hơn 30 năm qua, hôm nay, được phát biểu trước các đồng chí trên cương vị mới, tôi vô cùng xúc động, tự hào và vinh dự. Đồng thời, tôi nhận thức sâu sắc rằng, quyết định giao cho tôi trọng trách là Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Nội vụ, Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương không chỉ giải quyết sự kỳ vọng đối với cá nhân tôi mà còn đặt niềm tin về sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn.

*Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao Quyết định số 89/QĐ-TTg ngày 15/1/2016 bổ nhiệm đồng chí Nguyễn Quốc Khánh giữ chức vụ Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN*

Thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn và bằng tấm lòng mình, tôi xin gửi tới Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Nội vụ và Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương, các vị đại biểu, các đồng chí, đồng nghiệp và toàn thể người lao động Dầu khí lời cảm ơn chân thành và sâu sắc nhất.

Tiếp nhận thành quả mà các thế hệ đàn anh đi trước đã dày công xây dựng, tôi thấm thía rằng Truyền thống không chỉ là chiều dài đoạn đường chúng ta đã đi qua, mà được kết tinh từ những tâm huyết nỗ lực, công hiến của tập thể lãnh đạo, cán bộ, công nhân viên lao động Dầu khí qua các thời kỳ, được trưởng thành và lớn mạnh dưới sự lãnh đạo, chỉ đạo sáng suốt, tài tình của Đảng, Chính phủ, trong sự đùm bọc, chở che và bao dung của đồng bào, chiến sĩ cả nước. Với trách nhiệm của người đứng đầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin hứa với Đảng, Nhà nước, với nhân dân và các thế hệ cán bộ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đem hết năng lực và tâm trí, hết lòng, hết sức cùng tập thể cán bộ, công nhân viên giữ vững truyền thống Anh hùng, xây dựng Tập đoàn phát triển toàn diện và bền vững.

Hơn một năm qua, trên cương vị Tổng giám đốc Tập đoàn, tôi luôn trăn trở, tìm tòi, cùng tập thể xác định hướng đi mới của Tập đoàn. Với niềm tin, trong trách được giao phó hôm nay, tôi ý thức đây đủ hơn về nhiệm vụ sắp đến. Nghiêm túc tiếp thu ý kiến chỉ đạo của đồng chí Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, tới đây, tôi sẽ cùng các đồng chí trong Ban Thường vụ Đảng ủy, Hội đồng thành viên, phát huy cao nhất năng lực của bộ máy điều hành và các đoàn thể chính trị trong toàn Tập đoàn nhằm tập trung đẩy mạnh sản xuất, thực hành tiết kiệm, sử dụng hiệu quả mọi nguồn lực của Tập đoàn, không ngừng nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đồng góp nhiều hơn nữa cho nền kinh tế đất nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và giữ vững chủ quyền quốc gia trên biển. Tập thể lãnh đạo sẽ tìm cơ hội trong thách thức, nhận diện ngay cơ,

12 DẦU KHÍ - SỐ 1/2016 Xuân Bính Thân 12

## NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

### THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

**20.** Mô hình đá móng nứt nẻ phong hóa

**28.** Nghiên cứu chế tạo dung dịch khoan vi bọt sử dụng cho các vỉa chứa có áp suất thấp

**40.** Ứng dụng phương pháp địa hóa để giảm thiểu chi phí phân chia tỷ phần khai thác đối với các giếng khai thác đa tầng

### HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

**47.** Tổng hợp và đánh giá đặc trưng sản phẩm polyaniline tăng cường bằng acid decylphosphonic (PANI-DPA) thu được từ trùng hợp nhũ tương

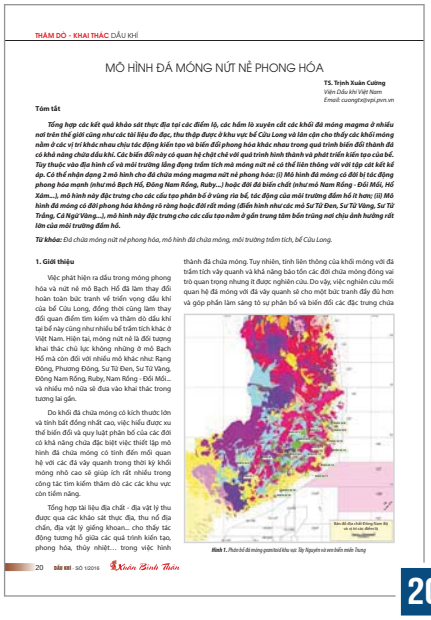
**54.** Nghiên cứu chế tạo xúc tác xử lý mercaptan trong khí thiên nhiên bằng hydro

### CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

**65.** Đánh giá các phát sinh, rủi ro và ảnh hưởng khi sử dụng khí nhiệt trị thấp, thành phần $CO_2$ cao để sản xuất điện

### CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

**74.** Nghiên cứu đánh giá hiệu quả công nghệ điện hóa nhằm chống bám cặn và chống ăn mòn cho hệ thống làm mát bằng nước biển



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

MÔ HÌNH ĐÁ MÓNG NỨT NẺ PHONG HÓA

**TS. Trịnh Xuân Cường**
*Viện Dầu khí Việt Nam*
*Email: cuongtx@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Tổng hợp các kết quả khảo sát thực địa tại các điểm lộ, các hầm lò xuyên cắt các khối đá móng magma ở nhiều nơi trên thế giới cũng như các tài liệu đo đạc, thu thập được ở khu vực bể Cửu Long và lân cận cho thấy các khối móng nằm ở các vị trí khác nhau chịu tác động kiến tạo và biến đổi phong hóa khác nhau trong quá trình biến đổi thành đá có khả năng chứa dầu khí. Các biến đổi này có quan hệ chặt chẽ với quá trình hình thành và phát triển kiến tạo của bể. Tùy thuộc vào địa hình cổ và môi trường lắng đọng trầm tích mà móng nứt nẻ có thể liên thông với vật liệu cát kết bở áp. Có thể nhận dạng 2 mô hình cho đá chứa móng magma nứt nẻ phong hóa: (i) Mô hình đá móng có đới bị tác động phong hóa mạnh (như mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng, Ruby...) hoặc đới đá biến chất (như mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, Hồ Xăm...), mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo phân bố ở vùng rìa bể, tác động của môi trường đầm hồ ít hơn; (ii) Mô hình đá móng có đới phong hóa không rõ ràng hoặc đới rất mỏng (điển hình như các mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng, Cá Ngừ Vàng...), mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo nằm ở gần trung tâm bồn trũng nơi chịu ảnh hưởng rất lớn của môi trường đầm hồ.***

***Từ khóa:*** *Đá chứa móng nứt nẻ phong hóa, mô hình đá chứa móng, môi trường trầm tích, bể Cửu Long.*

**1. Giới thiệu**

Việc phát hiện ra dầu trong móng phong hóa và nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đã làm thay đổi hoàn toàn bức tranh về triển vọng dầu khí của bể Cửu Long, đồng thời cũng làm thay đổi quan điểm tìm kiếm và thăm dò dầu khí tại bể này cũng như nhiều bể trầm tích khác ở Việt Nam. Hiện tại, móng nứt nẻ là đối tượng khai thác chủ lực không những ở mỏ Bạch Hổ mà còn đối với nhiều mỏ khác như: Rang Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Đông Nam Rồng, Ruby, Nam Rồng - Đồi Mồi... và nhiều mỏ nữa sẽ đưa vào khai thác trong tương lai gần.

Do khối đá chứa móng có kích thước lớn và tính bất đồng nhất cao, việc hiểu được xu thế biến đổi và quy luật phân bố của các đới có khả năng chứa đặc biệt việc thiết lập mô hình đá chứa móng có tính đến mối quan hệ với các đá vây quanh trong thời kỳ khối móng nhô cao sẽ giúp ích rất nhiều trong công tác tìm kiếm thăm dò các các khu vực còn tiềm năng.

Tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý thu được qua các khảo sát thực địa, thu nổ địa chấn, địa vật lý giếng khoan... cho thấy tác động tương hỗ giữa các quá trình kiến tạo, phong hóa, thủy nhiệt... trong việc hình thành đá chứa móng. Tuy nhiên, tính liên thông của khối móng với đá trầm tích vây quanh và khả năng bảo tồn các đới chứa móng đóng vai trò quan trọng nhưng ít được nghiên cứu. Do vậy, việc nghiên cứu mối quan hệ đá móng với đá vây quanh sẽ cho một bức tranh đầy đủ hơn và góp phần làm sáng tỏ sự phân bố và biến đổi các đặc trưng chứa



***Hình 1.*** *Phân bố đá móng granitoid khu vực Tây Nguyên và vùng biển miền Trung*





## DẦU KHÍ THẾ GIỚI

**86.** Phát triển dầu khí khu vực nước sâu: thách thức và cơ hội

**89.** Các dự án khai thác có chi phí đầu tư cao nhất trong năm 2016

## TIÊU ĐIỂM

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải: Đầu tư cho khâu đầu để gia tăng trữ lượng dầu khí xác minh ..... 6

Chủ động ứng phó với sự sụt giảm của giá dầu ..... 10

Ý chí, quyết tâm và bản lĩnh của người Dầu khí không bao giờ chùn bước trước khó khăn ..... 12

Giải thưởng Khoa học và Công nghệ Dầu khí Việt Nam lần thứ I ..... 16

## QUYẾT TÂM CAO - GIẢI PHÁP HAY - VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Vietsovpetro duy trì ổn định sản lượng khai thác ..... 92

PVEP đảm bảo sản lượng khai thác tối ưu ..... 94

VPI đẩy mạnh công tác nghiên cứu trong lĩnh vực cốt lõi ..... 96

PV GAS tập trung phát triển mạnh và bền vững ..... 98

BSR tập trung nâng cao năng lực cạnh tranh ..... 100

PV Power tối ưu hóa sản xuất trong thị trường điện cạnh tranh ..... 102

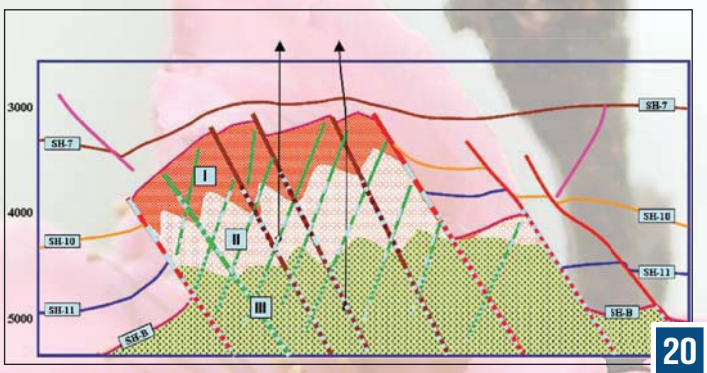
DMC tập trung phát triển dịch vụ dầu khí cốt lõi ..... 104

PVFCCo phát triển lĩnh vực sản xuất hóa chất ..... 106

PTSC nâng cao năng lực cạnh tranh về chất lượng dịch vụ ..... 108

PV Drilling chủ động tìm kiếm các hợp đồng dịch vụ mới ..... 110

# CONTENTS




20

## FOCUS

**6.** Deputy Prime Minister Hoang Trung Hai: Upstream investment is crucial for increasing proven hydrocarbon reserves

**10.** Pro-active coping with oil price decline

**12.** The will, the determination and the fortitude of Petrovietnam's people never yield to difficulties

**16.** The first Vietnam Petroleum Scientific and Technological Awards

## SCIENTIFIC RESEARCH

**20.** Models of naturally weathered and fractured basement in Cuu Long basin

**28.** Preparation of micro-bubble (Aphron) drilling fluid used in low pressure reservoirs

**40.** Application of geochemical technique to reduce allocation cost for commingled production wells from multiple reservoirs

**47.** Synthesis and characterisation of decylphosphonic acid doped polyaniline (PANI-DPA) prepared by emulsion polymerisation

**54.** A study on preparation of catalyst for treatment of mercaptan in natural gas by hydrodesulfurisation process

**65.** Assessment of arising problems, risks and impacts when using high CO2, low Btu gas for power generation

**74.** Electrochemical technology against fouling and corrosion for seawater cooling system

## HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME

**86.** Deepwater developments: challenges and opportunities

**89.** Top projects by expense for 2016

**92.** Vietsovpetro maintains stable production

**94.** PVEP ensures optimal production output

**96.** VPI boosts research activities in core fields

**98.** PV GAS strives for sound and sustainable development

**100.** BSR focuses on enhancing competitiveness

**102.** PV Power optimises production in the competitive power market

**104.** DMC concentrates on development of core petroleum services

**106.** PVFCCo develops chemical production field

**108.** PTSC enhances competitiveness by raising service quality

**110.** PV Drilling actively looking for new service contracts

# Mừng xuân Bính Thân

*Năm 2015 là năm đặc biệt khó khăn đối với các công ty dầu khí trên thế giới khi giá dầu thô tiếp tục giảm sâu xuống mức thấp nhất trong vòng 12 năm qua, điều kiện triển khai các dự án thăm dò, khai thác dầu khí ngày càng thách thức. Là tập đoàn kinh tế năng lượng của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã chủ động ứng phó với diễn biến giá dầu suy giảm, tập trung tối ưu hóa sản xuất, tiết giảm chi phí, để giữ vững nhịp độ sản xuất kinh doanh, hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất năm 2015 và kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 Chính phủ giao.*

*Những ngày đầu năm 2016, giá dầu thô giảm sâu xuống dưới 30USD/thùng, với diễn biến khó lường do nguồn cung tiếp tục dư thừa. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang bám sát diễn biến giá dầu để có giải pháp kịp thời ứng phó, chủ động cân đối sản lượng khai thác của từng mỏ, đồng thời tiếp tục rà soát tiết giảm chi phí, tăng cường công tác quản trị rủi ro, triển khai các giải pháp khoa học công nghệ, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.*

*Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tôi vững tin rằng các thế hệ Người lao động Dầu khí sẽ đồng tâm hiệp lực, phát huy cao nhất trí tuệ và sức mạnh tập thể đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam vượt qua thách thức.*

*Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí sẽ tiếp tục nâng cao chất lượng thông tin khoa học, đổi mới sáng tạo và phát triển công nghệ, các kết quả nghiên cứu và phát triển, giới thiệu các công nghệ dầu khí mới của thế giới, các sáng kiến có giá trị, các giải pháp quản trị doanh nghiệp hiện đại… góp phần tối ưu hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm.*

*Nhân dịp Xuân Bính Thân, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, Tôi xin gửi đến các nhà khoa học, quý bạn đọc lời chúc mừng năm mới sức khỏe, hạnh phúc và thành công!*

**TỔNG BIÊN TẬP**
**Phó Tổng giám đốc thường trực**
**Chủ tịch Hội đồng Khoa học và Công nghệ**
**Tập đoàn Dầu khí Việt Nam**

**TS. Nguyễn Quốc Thập**

## PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ HOÀNG TRUNG HẢI:

# ĐẦU TƯ CHO KHÂU ĐẦU ĐỂ GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ XÁC MINH

***Ngày 9/1/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác năm 2015 và triển khai kế hoạch năm 2016. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, tích cực triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; bám sát diễn biến giá dầu, tiếp tục xây dựng chương trình cắt giảm chi phí, sử dụng tối ưu và hiệu quả các nguồn lực; tăng cường áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới; tiếp tục điều phối sản lượng khai thác, xuất khẩu, chế biến để bảo đảm chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.***

*Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Như Trang*

**Tối ưu chương trình, sản lượng khai thác**

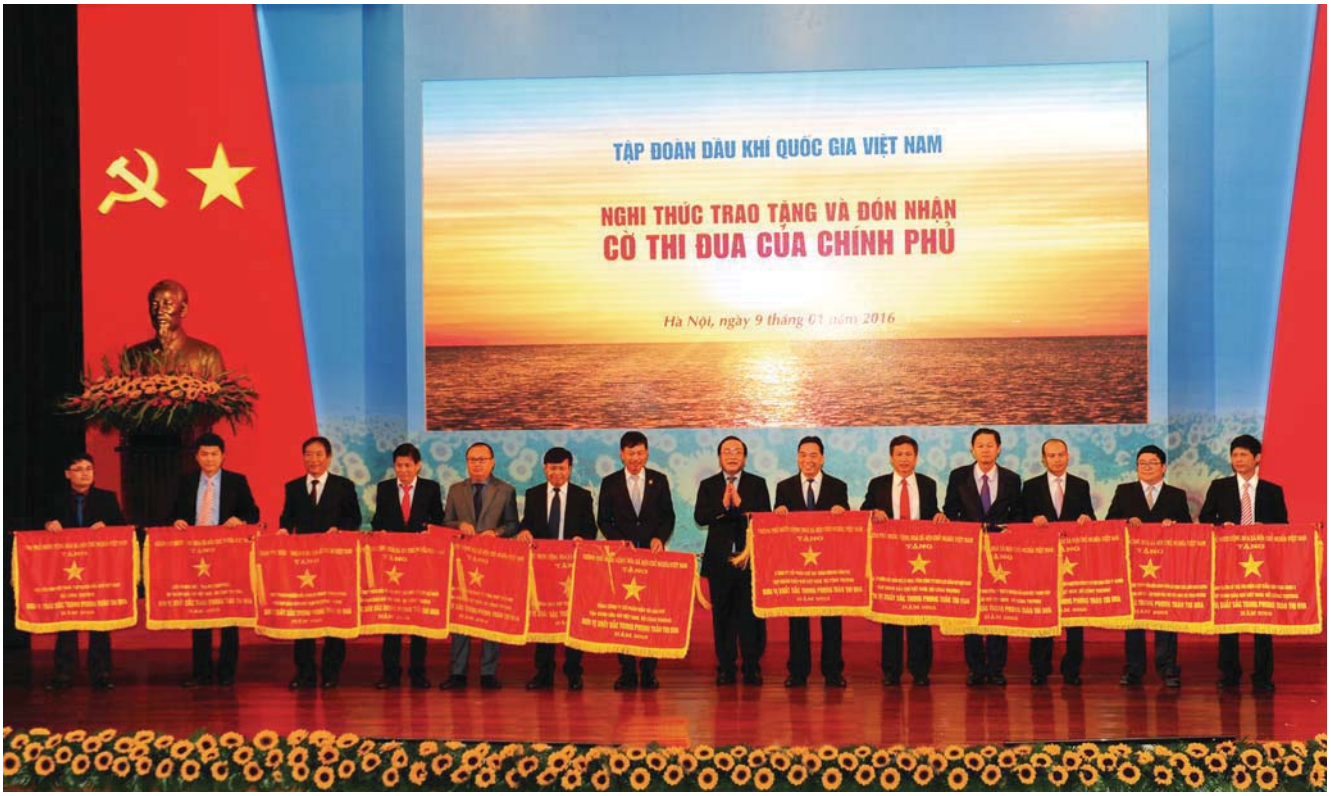
Năm 2015, giá dầu thô liên tục giảm mạnh; công tác tìm kiếm, thăm dò ở vùng nước sâu xa bờ gặp nhiều khó khăn, đòi hỏi chi phí cao hơn so với trước đây, nguồn vốn và kinh nghiệm còn hạn chế… Song ý thức đầy đủ về trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế trụ cột của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động xây dựng và tổ chức triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm thực hiện tốt nhất các nhiệm vụ kế hoạch đề ra. Kết quả các chỉ tiêu sản xuất của Tập đoàn năm 2015 đều vượt cao hơn so với thực hiện năm 2014, góp phần quan trọng hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh giai đoạn 2011 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, trong năm 2015, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai tích cực ở trong và ngoài nước, có 3 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 40,5 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8% so với kế hoạch năm). Sản lượng khai thác dầu khí đạt 29,42 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 10,6% kế hoạch năm). Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 18,75 triệu tấn (16,88 triệu tấn ở trong nước, vượt 2,14 triệu tấn so với kế hoạch và 1,87 triệu tấn ở nước ngoài) và sản lượng khai thác khí đạt 10,67 tỷ $m^3$, vượt 8,9% kế hoạch năm (870 triệu $m^3$). Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ. Trong năm 2015, Tập đoàn đã cung cấp 10,43 tỷ $m^3$ khí khô, 59,8 nghìn tấn condensate, 288 nghìn tấn LPG; sản xuất 21,98 tỷ kWh điện (vượt 18,8% kế hoạch năm), 1,68 triệu tấn urea (vượt 10,4% kế hoạch năm) và 6,91 triệu tấn xăng dầu (vượt 24,5% kế hoạch năm).

Với giá dầu trung bình năm 2015 chỉ đạt 54,5USD/thùng (thấp hơn gần 50% so với mức giá kế hoạch), các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2015 đạt 510 nghìn tỷ đồng, vượt 14,4% kế hoạch năm, tăng 10,6% so với năm 2014 - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Trong giai đoạn 2011 - 2015, giá trị sản xuất công nghiệp đạt 2.275,5 nghìn tỷ đồng, tốc độ tăng trung bình 5%/năm, gấp 4,2 lần so với giai đoạn 2006 - 2010. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 560,1 nghìn tỷ đồng trong năm 2015 (vượt 14% kế hoạch) và đạt 3.518 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 (vượt 4% kế hoạch, tăng 2,4 lần so với giai đoạn 2006 - 2010). Nộp ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn đạt 115,1 nghìn tỷ đồng trong năm 2015 (vượt 19,8% kế hoạch) và đạt 836,3 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 (vượt 15,4% kế hoạch, tăng 64,6% so với giai đoạn 2006 - 2010).

**Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản**

Dự báo trong năm 2016, tình hình kinh tế thế giới và trong nước còn nhiều khó khăn, đặc biệt sự biến động chưa có dấu hiệu phục hồi của giá dầu là yếu tố ảnh hưởng trực tiếp đến sự phát triển của Tập đoàn. Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị và




*Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải tặng Cờ thi đua của Chính phủ cho các đơn vị có thành tích xuất sắc năm 2015. Ảnh: Như Trang*

**Trong giai đoạn 2011 - 2015, gia tăng trữ lượng 208,3 triệu tấn dầu quy đổi, trung bình đạt 41,7 triệu tấn/năm, vượt 4,1% so với kế hoạch 5 năm. Sản lượng khai thác dầu khí đạt 133,48 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 3,7% so với kế hoạch 5 năm, tăng 13% so với giai đoạn 2006 - 2010. Tập đoàn đã cung cấp 47,6 tỷ $m^3$ khí khô (vượt 2,7%); sản xuất 83,54 tỷ kWh điện (vượt 4,6%), 7,17 triệu tấn urea (vượt 4,2%), 33,74 triệu tấn sản phẩm lọc dầu (vượt 10,5%), 709 nghìn tấn sản phẩm hóa dầu (vượt 5,8%)…**

Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn tập trung mọi nguồn lực, tổ chức thực hiện thành công các chỉ tiêu nhiệm vụ năm 2016 và giai đoạn 2016 - 2020.

Theo kế hoạch năm 2016 Chính phủ giao, Tập đoàn phấn đấu gia tăng trữ lượng 16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 25,64 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 20,27 tỷ kWh điện, 1,582 triệu tấn đạm và 5,69 triệu tấn xăng dầu các loại. Trên cơ sở các chỉ tiêu sản lượng được Chính phủ giao, kế hoạch ngân sách quốc gia năm 2016 được Quốc hội thông qua với phương án giá dầu 60USD/thùng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng các chỉ tiêu tài chính năm 2016 theo các phương án giá dầu 55, 50, 40, 35, 30USD/thùng. Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 28 - 40 triệu tấn dầu quy đổi/năm, sản lượng khai thác dầu khí 115 - 135 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 145 - 150 tỷ kWh điện, 7,6 - 7,8 triệu tấn đạm, 50 - 54 triệu tấn sản phẩm lọc dầu, 4,5 - 5,0 triệu tấn sản phẩm hóa dầu, 500 - 520 nghìn tấn xơ sợi, 250 - 300 nghìn tấn nhiên liệu sinh học…

Để thực hiện thành công các mục tiêu trên, Tập đoàn tập trung triển khai thực hiện đồng bộ 8 nhóm giải pháp gồm: quản trị doanh nghiệp, tài chính, đầu tư, thị trường, đào tạo phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ, an toàn môi trường và phát triển bền vững, an ninh quốc phòng, đối ngoại. Trong năm 2016, Tập đoàn xây dựng và thực hiện chương trình hành động thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XII, chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện Nghị quyết của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2016 phù hợp với điều kiện thực tế của Tập đoàn và các đơn vị. Phối hợp cùng Bộ Công Thương xây dựng trình Chính phủ phê duyệt Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, Quy hoạch phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 làm cơ sở mục tiêu phát triển trong giai đoạn mới. Tập đoàn tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu; vận hành an toàn ổn định các nhà máy/công trình dầu khí. Tập trung vốn cho các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, các dự án hoàn thành trong năm 2016; chủ động dừng/giãn tiến độ các dự án chưa thực sự cấp bách; chỉ đạo các đơn vị thực hiện phân loại và sắp xếp thứ tự ưu tiên các dự án đầu tư, đảm bảo sử dụng hiệu quả vốn, đầu tư theo trọng điểm. Chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với các Bộ/Ngành liên quan trong việc triển khai các hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư của Tập đoàn, đặc biệt

là trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại khu vực nước sâu, xa bờ nhằm tăng cường sự hiện diện và khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên thực tế, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền và toàn vẹn lãnh thổ quốc gia trên Biển Đông.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải ghi nhận và đánh giá cao sự lãnh đạo, chỉ đạo có hiệu quả, quyết liệt của Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, sự nỗ lực cố gắng của tập thể cán bộ công nhân viên, người lao động. Các công trình dầu khí trọng điểm được đưa vào hoạt động đã góp phần tăng năng lực của Ngành Dầu khí và năng lực cạnh tranh quốc gia, tạo ra cơ hội lan tỏa phát triển kinh tế - xã hội, chuyển dịch cơ cấu kinh tế của cả nước. Quy mô tài sản của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng bình quân 10%/năm, vốn chủ sở hữu hợp nhất tăng 12%/năm, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt 12,4%/năm, đảm bảo an toàn và phát triển vốn. Trong điều kiện khó khăn do tác động của giá dầu suy giảm, Phó Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao Tập đoàn đã có kế hoạch, chương trình, giải pháp để tiết giảm chi phí trên 60 nghìn tỷ đồng và điều này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong bối cảnh nền kinh tế gặp nhiều khó khăn. Phó Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong năm 2015 và giai đoạn 2011 - 2015 đã khẳng định chủ trương đúng đắn của Đảng và Nhà nước trong việc định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam.

Về các nhiệm vụ trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn tiếp

Dự án Biển Đông 01. Ảnh: Trung Linh

***Bảng 1.*** *Các chỉ tiêu kế hoạch năm 2016 và giai đoạn 2016 - 2020 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

| TT | Chỉ tiêu | Đơn vị | Kế hoạch | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Năm 2016 | 2016 - 2020(*) |
| I | Gia tăng trữ lượng | Triệu tấn dầu quy đổi/năm | 16 - 20 | 28 - 40 |
| II | Khai thác Dầu khí | Triệu tấn dầu quy đổi | 25,64 | 115 - 135 |
| 1 | Dầu thô | Triệu tấn | 16,03 | 65 - 80 |
| | Trong nước | Triệu tấn | 14,02 | 55 - 65 |
| | Nước ngoài | Triệu tấn | 2,01 | 10 - 15 |
| 2 | Khí | Tỷ $m^3$ | 9,61 | 50 - 55 |
| III | Sản xuất sản phẩm khác | | | |
| 1 | Điện | Tỷ kWh | 20,27 | 145 - 150 |
| 2 | Đạm | Nghìn tấn | 1.582 | 7.600 - 7.800 |
| 3 | Sản phẩm lọc dầu | Triệu tấn | 5,69 | 50 - 54 |
| 4 | Sản phẩm hóa dầu | Nghìn tấn | | 4.500 - 5.000 |
| 5 | Sản phẩm xơ sợi | Nghìn tấn | | 500 - 520 |
| 6 | Nhiên liệu sinh học | Nghìn tấn | | 250 - 300 |

*Ghi chú: (*) Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 đang trình Chính phủ phê duyệt*

tục đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, tích cực triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. "Bắt buộc đầu tư cho khâu đầu để gia tăng trữ lượng dầu khí xác minh. Điều này vô cùng quan trọng đối với một quốc gia thiếu năng lượng". Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với các Bộ/Ngành liên quan để triển khai các giải pháp gia tăng trữ lượng, đảm bảo an ninh năng lượng và đáp ứng nhu cầu phát triển.

Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần bám sát diễn biến, chủ động dự báo giá dầu cho năm 2016 và các năm tiếp theo; tiếp tục xây dựng chương trình cắt giảm chi phí, sử dụng tối ưu và hiệu quả các nguồn lực; tăng cường áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới; tiếp tục điều phối sản lượng khai thác, xuất khẩu, chế biến để bảo đảm chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.

Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương sớm hoàn thiện Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến 2025, định hướng đến 2035 trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; tiếp tục chủ động, tích cực phối hợp chặt chẽ với các cơ quan, đặc biệt là Bộ Quốc phòng, Bộ Ngoại giao trong việc triển khai hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, phù hợp với kế hoạch bảo vệ an ninh quốc phòng, bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền, quyền tài phán của nước ta trên Biển Đông. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu, đề xuất cơ chế chính sách để khuyến khích công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; xây dựng kế hoạch nâng cao chất lượng quản trị doanh nghiệp.

"Ngành Dầu khí có trình độ công nghệ cao, có trình độ khoa học kỹ thuật và quản lý tốt nhất trong các ngành công nghiệp của Việt Nam. Nếu không xây dựng một cơ chế chuẩn trong đào tạo và sử dụng nhân lực có trình độ, có năng lực, có tâm, có tầm thì chúng ta sẽ mất đi nguồn tiềm năng lớn". Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần đánh giá chế độ đào tạo, sử dụng người tài, từ đó đưa ra kế hoạch cụ thể hơn để mỗi cán bộ, kỹ sư, nhà quản lý, công nhân trong Ngành Dầu khí đều có cơ hội phát huy năng lực, đóng góp trí tuệ và sức lực cho phát triển Ngành một cách công bằng, công khai, minh bạch.

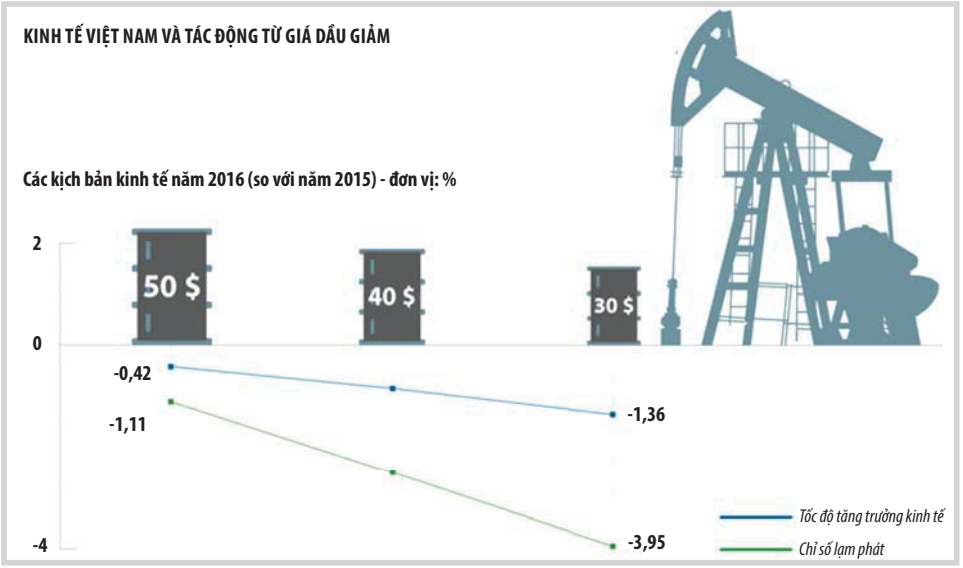
Phó Thủ tướng Chính phủ mong các tập đoàn kinh tế Nhà nước chủ công trong ngành Năng lượng như Dầu khí, Điện lực, Than… phải đi đầu trong đầu tư phát triển, làm chủ công nghệ về năng lượng tái tạo. Đây là hướng đi đòi hỏi các doanh nghiệp, các nhà khoa học trong ngành Năng lượng phải dồn sức, dồn tâm để thực hiện thành công "Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050" do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định: Lãnh đạo và tập thể người lao động Dầu khí sẽ tiếp thu nghiêm túc ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng, để xây dựng thành chương trình, kế hoạch hành động cụ thể trong quá trình thực hiện nhiệm vụ kế hoạch Chính phủ giao, giữ vững vị trí tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước.

**Việt Hà**

# CHỦ ĐỘNG ỨNG PHÓ VỚI SỰ SỤT GIẢM CỦA GIÁ DẦU

***Đầu năm 2016, giá dầu thô đã sụt giảm xuống mức thấp nhất trong vòng 12 năm qua. Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang bám sát diễn biến thị trường dầu mỏ để chỉ đạo và có các giải pháp ứng phó với sự sụt giảm của giá dầu, chủ động cân đối sản lượng khai thác tối ưu, tiếp tục rà soát tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, tăng cường công tác quản trị rủi ro.***




*Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính/TTXVN*

*Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải:*

**Ngành Dầu khí chưa bao giờ khó khăn như bây giờ!**

Ngành Dầu khí đã rất thành công trong suốt nhiều năm qua, đã trưởng thành từ tay không và đã đạt được những kết quả từ trái tim và khối óc của những người đi tìm lửa. Chúng ta đã xây dựng được một thương hiệu rất đáng tự hào, một ngành phát triển rất toàn diện, cân đối từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn. Và chúng ta cũng đã vượt qua không ít khó khăn.

Giai đoạn này là giai đoạn khó khăn hơn nữa. Trong những ngày gần đây, giá dầu đã giảm xuống dưới mức 30USD/thùng. Mọi mô hình dự báo đều bị khủng hoảng. Đây là giai đoạn thử thách đối với ngành Dầu khí. Một doanh nghiệp mạnh không chỉ thể hiện qua các kết quả, chỉ tiêu đã hoàn thành mà còn phải chứng minh bằng khả năng chống chịu, ứng phó, vượt qua thử thách. Lửa thử vàng, gian nan thử sức. Đây chính là thời điểm chứng minh Tập đoàn có năng lực chống chịu, có đủ trí tuệ để vượt qua những khó khăn.

Ngành Dầu khí có vai trò rất quan trọng đối với ngành năng lượng và đối với kinh tế - xã hội của cả nước. Vì vậy, tôi rất mong các đồng chí đoàn kết, nhất trí, phát huy được trí tuệ tập thể, năng lực sáng tạo của từng cá nhân để vượt qua khó khăn. Chính phủ luôn luôn đứng cạnh ngành Dầu khí, tạo điều kiện cho các đồng chí phát triển một cách bền vững. Phát triển bền vững ngành Dầu khí, phát triển bền vững ngành năng lượng là yếu tố hết sức quan trọng cho phát triển bền vững của quốc gia và nâng cao năng lực cạnh tranh quốc gia.

*Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Thập:*

**Nâng tỷ lệ trích lập quỹ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí**

Trong giai đoạn 2016 - 2020, nhu cầu đầu tư cho lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí dự kiến khoảng 320 nghìn tỷ đồng, chiếm gần 45% tổng nhu cầu đầu tư của toàn Tập đoàn, tăng 95 nghìn tỷ đồng so với giai đoạn 2011 - 2015. Với mức trích lập quỹ 10% thì Tập đoàn sẽ không đủ nguồn chi cho đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí và ước tính thiếu hụt khoảng 60 nghìn tỷ đồng.

Tập đoàn kiến nghị Chính phủ nâng tỷ lệ trích lập quỹ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí hàng năm từ 10% lên 30% lợi nhuận sau thuế. Về cơ chế, chính sách thuế, Chính phủ và các Bộ/Ngành sớm ban hành cơ chế thuế tài nguyên ưu đãi cho các mỏ cận biên, các dự án nâng cao hệ số thu hồi. Cho phép trích quỹ phát triển hạ tầng cho

**Sau khi Liên minh châu Âu (EU) và Mỹ chính thức dỡ bỏ các lệnh trừng phạt kinh tế, tài chính và năng lượng đối với Iran, giá dầu thô đã sụt giảm xuống mức thấp nhất trong vòng 12 năm qua. Thông báo sẽ tăng sản lượng thêm 500.000 thùng/ngày của Tehran đã gia tăng sức ép lên thị trường "vàng đen" đang dư thừa nguồn cung, dẫn đến giá dầu tiếp tục lao dốc. Trong phiên giao dịch ngày 18/1/2016, giá dầu WTI giao tháng 2/2016 giảm xuống 28,36USD/thùng, dầu Brent Biển Bắc giao tháng 3/2016 giảm xuống 27,67USD/thùng.**

các khu vực có mỏ nhỏ tập trung (như Nam Côn Sơn, Tây Nam Bộ), các mỏ nhỏ không thể phát triển độc lập mà không có cơ sở hạ tầng (đường ống chính, trạm xử lý trung tâm). Về cơ chế giá khí, quy mô các mỏ ngày càng nhỏ, giá thành khí ngày càng cao, cần phải có cơ chế giá khí thị trường để khuyến khích phát triển các mỏ này tại khu vực Tây Nam và Nam Côn Sơn; cần xây dựng lộ trình chuyển đổi sang giá khí thị trường trong đó giá khí miệng giếng trên cơ sở giá thành và nguồn nhiên liệu cạnh tranh.

*Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng:*

**Giải pháp bền vững phát triển lĩnh vực hạ nguồn**

Chế biến dầu khí là một trong 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn và là mắt xích quan trọng trong chuỗi giá trị gia tăng hoàn chỉnh; cung cấp cho thị trường, cho nền kinh tế các sản phẩm thiết yếu và quan trọng như: xăng dầu, đạm, xơ sợi, nhựa... Các hoạt động của lĩnh vực chế biến dầu khí gắn liền với việc đầu tư các dự án lớn, thời gian dài, sử dụng công nghệ bản quyền phức tạp, gắn bó chặt chẽ với biến động của thị trường, môi trường pháp lý. Hàng năm, lĩnh vực chế biến dầu khí đóng góp 20 - 25% trong tổng doanh thu của Tập đoàn, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực, thúc đẩy sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Trong năm 2015, các nhà máy: Lọc dầu Dung Quất, Đạm Phú Mỹ, Đạm Cà Mau… đều hoạt động trên 100% công suất, góp phần bù đắp doanh thu thiếu hụt từ lĩnh vực thượng nguồn do giá dầu giảm. Để tiếp tục phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí, cần có giải pháp bền vững phát triển lĩnh vực hạ nguồn. Tập đoàn kiến nghị Chính phủ và các Bộ/Ngành cho phép Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được áp dụng tiêu chuẩn sản phẩm như hiện tại cho đến khi hoàn thành việc nâng cấp, mở rộng vào năm 2021; xem xét áp dụng cơ chế tài chính phù hợp cho các dự án...

*Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Nghiêm Thùy Lan:*

**Đẩy mạnh phong trào thi đua lao động sáng tạo**

Công đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu công đoàn các cấp tập trung làm tốt công tác vận động tuyên truyền, công tác chính trị tư tưởng trong đội ngũ người lao động, để mỗi người lao động nắm rõ mục tiêu, nhiệm vụ, hiểu rõ những khó khăn, thách thức của Tập đoàn và các đơn vị. Từ đó, phát huy mạnh mẽ sức mạnh nội lực, thống nhất trong mục tiêu, tư duy và hành động với tinh thần "Nhiệt huyết, sáng tạo, chuyên nghiệp, kỷ cương", giữ vững tinh thần Dầu khí, bản lĩnh ý chí của "những người đi tìm lửa".

Công đoàn Dầu khí Việt Nam cùng công đoàn các cấp tiếp tục bám sát mục tiêu và nội dung thi đua của Tập đoàn, với vai trò nòng cốt tiếp tục duy trì và tổ chức phát động thi đua bằng các chương trình, chuyên đề cụ thể và thiết thực. Tập trung đẩy mạnh phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, đặc biệt đẩy mạnh phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, tiết kiệm các nguồn lực, tiết giảm chi phí. Nâng cao tinh thần, ý thức trách nhiệm của đội ngũ công nhân viên chức lao động trước những khó khăn thách thức rất lớn đang đặt ra. Tiếp tục duy trì và đẩy mạnh phong trào thi đua trên các công trình dự án trọng điểm về dầu khí đảm bảo tiến độ, chất lượng, an toàn và hiệu quả.

# Ý CHÍ, QUYẾT TÂM VÀ BẢN LĨNH CỦA NGƯỜI DẦU KHÍ KHÔNG BAO GIỜ CHÙN BƯỚC TRƯỚC KHÓ KHĂN

***Phát biểu tại Lễ công bố quyết định bổ nhiệm ngày 15/1/2016, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh sẽ tìm cơ hội trong thách thức, nhận diện nguy cơ, nắm bắt thời cơ, thực hiện tốt nhất nhiệm vụ sắp xếp, đổi mới, tái cơ cấu doanh nghiệp, từ đó tập trung đầu tư phát triển 5 lĩnh vực chính, trong đó lĩnh vực cốt lõi tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí được triển khai theo hướng tăng cường nội lực, kết hợp đầu tư ra nước ngoài nhưng phải đảm bảo hiệu quả và lợi ích quốc gia. Mặc dù sự biến động của giá dầu mang tính quy luật, thậm chí có thời điểm giá dầu Bạch Hổ giảm sâu tới xấp xỉ 9USD/thùng, song đồng chí Nguyễn Quốc Khánh khẳng định thực tiễn đã chứng minh, chưa bao giờ và không bao giờ ý chí, quyết tâm và bản lĩnh của người Dầu khí chùn bước trước khó khăn. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn phát biểu nhận nhiệm vụ của Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.***

Ngành Dầu khí đã trải qua 55 năm hình thành phát triển. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cũng đã có bề dày hơn 40 năm xây dựng và trưởng thành. Là một thành viên được gắn bó với truyền thống đó liên tục hơn 30 năm qua, hôm nay, được phát biểu trước các đồng chí trên cương vị mới, tôi vô cùng xúc động, tự hào và vinh dự. Đồng thời, tôi nhận thức sâu sắc rằng, quyết định giao cho tôi trọng trách là Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Nội vụ, Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương không chỉ gửi gắm sự kỳ vọng đối với cá nhân tôi mà còn đặt niềm tin về sự phát triển ổn định, bền vững của Tập đoàn.

*Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao Quyết định số 89/QĐ-TTg ngày 12/1/2016 của Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm đồng chí Nguyễn Quốc Khánh giữ chức vụ Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN*

Thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn và bằng tấm lòng mình, tôi xin gửi tới Đảng, Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Nội vụ và Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương, các vị đại biểu, các đồng chí, đồng nghiệp và toàn thể người lao động Dầu khí lời cảm ơn chân thành và sâu sắc nhất.

Tiếp nhận thành quả mà các thế hệ đàn anh đi trước đã dày công xây dựng, tôi thấm thía rằng: Truyền thống không chỉ là chiều dài đoạn đường chúng ta đã đi qua, mà được kết tinh từ những tâm huyết nỗ lực, cống hiến của tập thể lãnh đạo, cán bộ, công nhân viên lao động Dầu khí qua các thời kỳ, được trưởng thành và lớn mạnh dưới sự lãnh đạo, chỉ đạo sáng suốt, tài tình của Đảng, Chính phủ, trong sự đùm bọc, chở che và bao dung của đồng bào, chiến sĩ cả nước. Với trách nhiệm của người đứng đầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin hứa với Đảng, Nhà nước, với nhân dân và các thế hệ cán bộ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đem hết năng lực và tâm trí, hết lòng, hết sức cùng tập thể cán bộ, công nhân viên giữ vững truyền thống Anh hùng, xây dựng Tập đoàn phát triển toàn diện và bền vững.

Hơn một năm qua, trên cương vị Tổng giám đốc Tập đoàn, tôi luôn trăn trở, tìm tòi, cùng tập thể xác định hướng đi mới của Tập đoàn. Với niềm tin, trọng trách được giao phó hôm nay, tôi ý thức đầy đủ hơn về nhiệm vụ sắp đến. Nghiêm túc tiếp thu ý kiến chỉ đạo của đồng chí Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, tới đây, tôi sẽ cùng các đồng chí trong Ban Thường vụ Đảng ủy, Hội đồng thành viên, phát huy cao nhất năng lực của bộ máy điều hành và các đoàn thể chính trị trong toàn Tập đoàn nhằm tập trung đẩy mạnh sản xuất, thực hành tiết kiệm, sử dụng hiệu quả mọi nguồn lực của Tập đoàn, không ngừng nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đóng góp nhiều hơn nữa cho nền kinh tế đất nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và giữ vững chủ quyền quốc gia trên biển. Tập thể lãnh đạo sẽ tìm cơ hội trong thách thức, nhận diện nguy cơ,

*Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải chụp ảnh lưu niệm với Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam qua các thời kỳ. Ảnh: Việt Hà*

nắm bắt thời cơ, thực hiện tốt nhất nhiệm vụ sắp xếp, đổi mới, tái cơ cấu doanh nghiệp, từ đó tập trung đầu tư phát triển 5 lĩnh vực chính là: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; chế biến dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao; trong đó lĩnh vực cốt lõi tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí được triển khai theo hướng tăng cường nội lực, đẩy mạnh đầu tư ra nước ngoài nhưng phải đảm bảo hiệu quả và lợi ích quốc gia.

Tập đoàn đang đứng trước những cơ hội rất lớn để phát triển, đồng thời cũng phải đương đầu với không ít khó khăn, thách thức:

Thuận lợi là, chúng ta đã phát triển đồng bộ, cả chiều rộng và chiều sâu, từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đến lọc dầu và hóa dầu; có đội ngũ cán bộ, công nhân viên trình độ cao, tâm huyết, mang đậm bản sắc văn hóa và bản lĩnh của người Dầu khí. Đặc biệt, mới đây, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 41-NQ/TW về định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; tiếp đó, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định phê duyệt Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Những quyết sách quan trọng này đã chỉ rõ mục tiêu phát triển của Tập đoàn trong hiện tại và tương lai.

Tuy nhiên, chúng ta cũng phải đối diện với rất nhiều khó khăn, thách thức: kinh tế, chính trị thế giới còn nhiều bất ổn; giá dầu tiếp tục diễn biến theo chiều hướng xấu; tỷ giá, lãi suất ngoại tệ thay đổi thất thường; tình hình Biển Đông phức tạp, khó lường; tất cả những yếu tố đó đã tác động không nhỏ tới sản xuất kinh doanh trong khi sức ép về nâng cao năng lực cạnh tranh trong bối cảnh hội nhập kinh tế quốc tế ngày càng lớn. Tài nguyên dầu khí ngày càng cạn, sản lượng các mỏ lớn suy giảm do ở giai đoạn cuối của chu kỳ khai thác; điều kiện thăm dò, khai thác ngày càng khó khăn, nhất là ở vùng nước sâu, xa bờ; nhiều cơ chế, chính sách đã trở nên lạc hậu, không còn đáp ứng đòi hỏi thúc đẩy sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí.

Chúng ta đang ở những ngày đầu tiên của năm mới 2016, năm bản lề giữa hai nhiệm kỳ Đại hội Đảng, năm chuyển tiếp giữa kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và 2016 - 2020. Như đã phân tích ở trên, trong năm 2016 và 5 năm tới, thuận lợi nhiều mặt tăng lên nhưng khó khăn, thách thức cũng rất lớn.

Bối cảnh đó đòi hỏi tập thể lãnh đạo, hệ thống chính trị và toàn Tập đoàn phải nỗ lực, phấn đấu cao hơn, mạnh mẽ hơn, thực hiện bằng được mục tiêu mà Nghị quyết Đại hội Đảng bộ Tập đoàn đã xác định: "Xây dựng Đảng bộ vững mạnh toàn diện; lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững, đồng bộ, mạnh về nhân lực, tài chính và khoa học - công nghệ, sức cạnh tranh cao; chủ động hội nhập quốc tế; là đơn vị nòng cốt, chủ lực của ngành Dầu khí; là trụ cột, đầu tàu dẫn dắt các lĩnh vực kinh tế khác phát triển; đóng góp quan trọng trong sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc". Thực hiện thắng lợi mục tiêu này cũng chính là hiện thực hóa những nội dung trong Nghị quyết 41-NQ/TW của Bộ Chính trị và Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Nắm trong tay sứ mệnh vinh quang, cùng tập thể chèo lái con thuyền Dầu khí vươn ra biển lớn; trong ngày vui này, tôi đồng cảm, sẻ chia với nỗi âu lo trong mỗi đồng chí, đồng

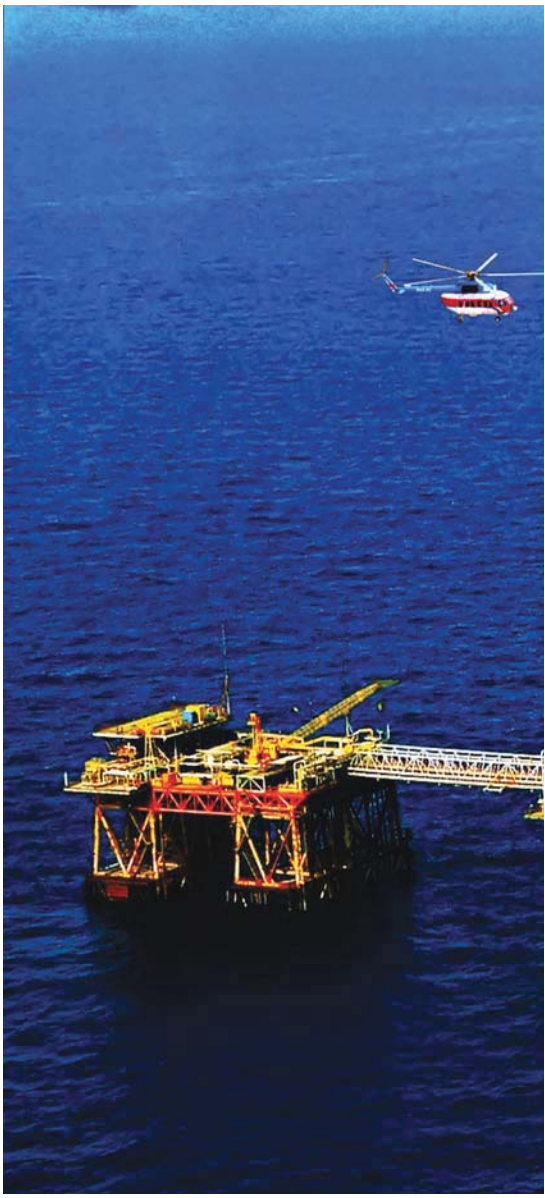
*Bí thư Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương Bùi Văn Cường trao Quyết định phân công, chỉ định Bí thư Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cho đồng chí Nguyễn Quốc Khánh. Ảnh: Việt Hà*

nghiệp của mình khi mà giá dầu đang suy giảm sâu, ảnh hưởng cả thế giới trong đó có Việt Nam mà trực tiếp nhất là Tập đoàn chúng ta. Chúng ta đã chứng kiến, 30 năm Đảng lãnh đạo đất nước tiến hành công cuộc đổi mới, cũng là 30 năm người lao động Dầu khí bằng nỗ lực quên mình, ghi danh Việt Nam vào danh sách các nước sản xuất và xuất khẩu dầu thô trên thị trường thế giới. Trong suốt hành trình đó, sự biến động lên xuống của giá dầu đã mang tính quy luật, thậm chí có thời điểm giá dầu Bạch Hổ giảm sâu tới xấp xỉ 9USD/thùng. Tuy nhiên, trong bối cảnh từng thời kỳ có sự khác biệt, nhất là hiện tại chúng ta còn chịu tác động kép do hệ quả của suy thoái kinh tế toàn cầu và tác động xung đột địa chính trị, các vấn đề về an ninh, kinh tế thế giới cùng những khó khăn nội tại của Tập đoàn. Mặc dù vậy, thực tiễn cũng đã chứng minh, chưa bao giờ và không bao giờ ý chí, quyết tâm và bản lĩnh của người Dầu khí lại chùn bước trước khó khăn. Giai đoạn trước mắt, để có thể tự tin vượt qua thách thức, vươn tới thành công, quán triệt chỉ đạo của đồng chí Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, tôi đề nghị toàn Tập đoàn tập trung thực hiện ngay một số nhiệm vụ, giải pháp cụ thể sau:

Các đơn vị thành viên cần tiếp tục rà soát các nhiệm vụ, chi phí dự kiến trong ngắn hạn. Cắt giảm tối đa các chi phí thuê ngoài, các nhiệm vụ chưa thật sự cấp bách; hạ giá thành sản phẩm sản xuất và dịch vụ, nâng cao trình độ quản trị doanh nghiệp, quản lý rủi ro, điều hành sản xuất, kinh doanh nhạy bén - kịp thời - chính xác - hiệu quả.

Các đơn vị trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí cần rà soát tổng thể kế hoạch khai thác trên tiêu chí: hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích Nhà nước, lợi ích của nhà đầu tư. Cân đối sản lượng các mỏ có giá thành tốt để bù đắp cho phần thiếu hụt sản lượng từ các mỏ có giá thành cao. Rà soát các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò, thẩm lượng, công tác phát triển mỏ mới, đảm bảo gia tăng trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác đón đầu khi giá dầu tăng trở lại. Tranh thủ giá dịch vụ giảm, giàn khoan dư thừa, triển khai công tác điều tra cơ bản ở những vùng nước sâu, xa bờ, nhạy cảm để thăm dò dầu khí và khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển. Tìm kiếm cơ hội tốt trong khó khăn hiện nay để phát triển, mua mỏ/dự án.

Đối với lĩnh vực dịch vụ, các đơn vị cung cấp dịch vụ thực hiện đồng bộ các giải pháp ứng phó với sự suy giảm công việc và giá cả dịch vụ để đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh. Tập đoàn hỗ trợ tối đa để các đơn vị



cung cấp dịch vụ có việc làm trong giai đoạn khó khăn này; tuy nhiên, yêu cầu các đơn vị cung cấp dịch vụ nâng cao chất lượng, triệt để hạ giá dịch vụ, đảm bảo tính cạnh tranh.

Đối với lĩnh vực chế biến, lọc - hóa dầu; công nghiệp khí; công nghiệp điện...: tập trung nghiên cứu, đầu tư công nghệ mới để tái cơ cấu các sản phẩm của Tập đoàn, đẩy mạnh phát triển các sản phẩm trong chuỗi giá trị dầu khí có giá trị gia tăng cao để tận dụng cơ hội chi phí giá dầu thấp hiện nay.

Xây dựng các hạng mục đầu tư theo thứ tự ưu tiên, tập trung vốn cho các dự án đầu tư có hiệu quả thuộc lĩnh vực sản xuất, kinh doanh chính. Các đơn vị xây dựng chương

*Giàn công nghệ trung tâm 2 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP*

trình tối ưu hóa, sử dụng chung vật tư, phụ tùng dự phòng chiến lược để tiết giảm chi phí; rà soát điều chỉnh định mức kinh tế - kỹ thuật, tiêu hao nguyên, nhiên vật liệu; mua sắm, sử dụng các dịch vụ theo hướng tiết kiệm.

Kiên trì thực hiện mục tiêu chiến lược phát triển ngành, thực hiện các giải pháp quản trị, điều hành tiên tiến theo hướng phân định rõ giữa công tác quản lý doanh nghiệp và điều hành hoạt động doanh nghiệp; tăng cường phân cấp để đảm bảo xử lý công việc nhanh, kịp thời, chính xác; cán bộ các cấp được phân quyền phải chịu trách nhiệm trước các quyết định của mình và hiệu quả cuối cùng của công việc. Tập đoàn sẽ tăng cường công tác giám sát chặt chẽ hoạt động của người đại diện và hiệu quả sản xuất kinh doanh của các đơn vị.

Tâm nguyện của cá nhân tôi là được đóng góp hết sức mình cho sự phát triển bền vững của Tập đoàn, sự phồn vinh của Tổ quốc Việt Nam, trong đó có hạnh phúc của mỗi cá nhân và gia đình của người lao động Dầu khí. Tôi mong muốn được cùng các đồng chí, đồng nghiệp khơi dậy nhiệt huyết, niềm tự hào, để ngọn lửa Petrovietnam mãi rực sáng trong tim những người đi tìm lửa. Với suy nghĩ và tình cảm đó, thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn, tôi kêu gọi toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên lao động trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam Anh hùng - tiếp tục phát huy truyền thống, nêu cao tinh thần đoàn kết, gắn bó, chung sức chung lòng vượt qua mọi khó khăn, thách thức mà chúng ta đang phải đối mặt hiện nay, nắm bắt thời cơ, quyết tâm thực hiện thắng lợi các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước và nhân dân tin tưởng giao phó để tinh thần Dầu khí, trí tuệ Dầu khí luôn luôn tỏa sáng. Tôi cũng trân trọng đề nghị Đảng, Chính phủ, các Bộ, Ban, Ngành, đoàn thể Trung ương và các địa phương tiếp tục quan tâm, hỗ trợ, tạo điều kiện, giúp đỡ để Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam vượt qua giai đoạn cam go, đẩy thử thách hiện nay để giữ vững vị trí trụ cột, đầu tàu của nền kinh tế đất nước.

# GIẢI THƯỞNG KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

***Ngày 9/1/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trao tặng Giải thưởng Khoa học và Công nghệ Dầu khí Việt Nam lần thứ I cho 12 công trình/cụm công trình tiêu biểu. Giải thưởng được xét tặng định kỳ 5 năm/lần vào dịp kỷ niệm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, nhằm tôn vinh các nhà khoa học đã có các công trình/cụm công trình được áp dụng trong các hoạt động nghiên cứu điều tra cơ bản và sản xuất kinh doanh dầu khí của Việt Nam, đem lại hiệu quả kinh tế - xã hội cao. Đây là động lực để toàn Tập đoàn đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, tìm ra các giải pháp mới nhằm tối ưu hóa sản xuất, nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu tiếp tục giảm sâu. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu các công trình được trao tặng Giải thưởng Khoa học và Công nghệ Dầu khí Việt Nam lần thứ I.***

## 1. Giải A: Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện hệ thống công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ lân cận đạt hiệu quả kinh tế cao, chi phí thấp, phù hợp với điều kiện thực tế. Cụ thể, Vietsovpetro đã vận chuyển an toàn dầu thô bằng đường ống dưới đáy biển trong điều kiện đất nước bị cấm vận, khả năng tiếp cận công nghệ bên ngoài bị hạn chế, điều kiện vùng cận đáy biển phức tạp (thủy văn, địa chất, nhiệt độ, áp suất...); xử lý gia nhiệt và dùng hóa phẩm crompic; xử lý dầu nhiều paraffin kết hợp hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để vận chuyển dầu bằng đường ống không bọc cách nhiệt; vận chuyển hỗn hợp dầu và khí trong điều kiện nhiệt độ chất lưu vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu. Công nghệ này gồm tổ hợp các giải pháp như: gia nhiệt kết hợp với hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc; sử dụng condensate để tăng độ linh động của chất lưu; công nghệ tách khí sơ bộ để vận chuyển dầu bão hòa khí giảm xung động và áp suất trong đường ống; công nghệ tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu bằng hóa phẩm...

*Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP*

## 2. Giải A: Ứng dụng các giải pháp khoa học công nghệ tiên tiến để nâng cao hiệu quả phát triển khai thác kết hợp với thăm dò mở rộng dự án mỏ Đại Hùng - Lô 05-1a bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ứng dụng thành công và sáng tạo các giải pháp khoa học công nghệ tiên tiến để phát hiện ra các đối tượng chứa dầu khí mới, thay đổi quan điểm truyền thống và phát triển khai thác hiệu quả mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a). Đồng thời, PVEP đã hoàn chỉnh quy trình tổng thể từ tìm kiếm thăm dò đến khoan khai thác, thiết kế, xây lắp duy trì, vận hành và phát triển mỏ bằng nội lực, không có sự giúp đỡ của đối tác nước ngoài. Các giải pháp này có hiệu quả thiết thực, to lớn về kinh tế - xã hội, góp phần khẳng định chủ quyền quốc gia.

*Giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch (Lô 05-2), bể Nam Côn Sơn. Ảnh: Lê Khoa*

## 3. Giải A: Các giải pháp phát triển, khoan và khai thác hiệu quả mỏ khí - condensate áp suất cao, nhiệt độ cao khu vực nước sâu xa bờ

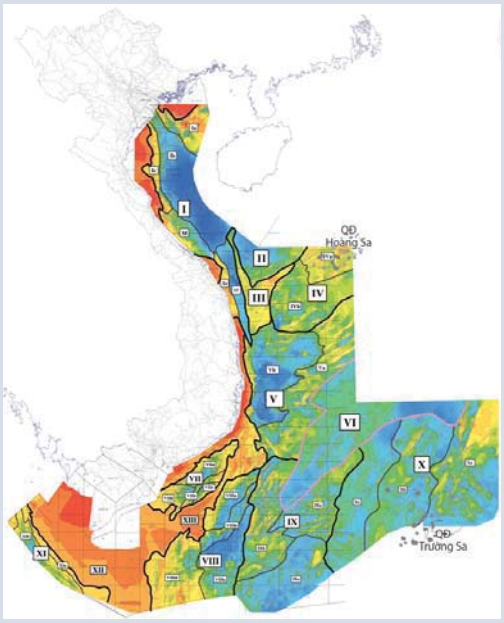
Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đã triển khai các giải pháp tối ưu để phát triển khai thác thành công mỏ Hải Thạch (Lô 05-2) và mỏ Mộc Tinh (Lô 05-3), bể Nam Côn Sơn. Đây là khu vực nước sâu xa bờ, có điều kiện địa chất đặc biệt phức tạp (nhiệt độ cao, áp suất cao). Sau khi BP và Conoco Phillips quyết định rút khỏi Hợp đồng chia sản phẩm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp nhận quyền lợi tham gia và quyền điều hành Lô 05-2 & 05-3, đưa 2 mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh vào khai thác năm 2013. Sự kiện này có ý nghĩa quan trọng về khoa học công nghệ, kinh tế - chính trị, an ninh quốc phòng, phù hợp với định hướng chiến lược của Tập đoàn trong việc tăng cường công tác thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu xa bờ. Đây là dự án trọng điểm quốc gia về dầu khí, được các đơn vị trong Ngành thiết kế, gia công chế tạo, lắp đặt và đưa vào vận hành, đạt kỷ lục về khối lượng, độ sâu nước biển và quy mô dự án.

# DẦU KHÍ VIỆT NAM LẦN THỨ I

**4. Giải A: Các giải pháp kỹ thuật công nghệ đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất**

Để đảm bảo Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành ổn định, an toàn, hiệu quả, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiên cứu, triển khai các nhóm giải pháp: đảm bảo ổn định vận hành sản xuất, nâng cao độ tin cậy của thiết bị (xử lý các vấn đề kỹ thuật, cải tiến để nâng cao độ ổn định, độ tin cậy của các thiết bị và hệ thống); tối ưu hóa nguyên liệu, sản phẩm, hóa phẩm xúc tác... (nghiên cứu tính chất nguyên liệu, sản phẩm và điều kiện công nghệ để lựa chọn xúc tác phù hợp với chi phí tiêu thụ thấp nhất); tối ưu hóa quá trình công nghệ, tối ưu hóa năng lượng (nghiên cứu, tinh chỉnh các thông số vận hành của các thiết bị, hệ thống... để đạt được điều kiện vận hành tối ưu)... Với các giải pháp trên, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã thiết lập kỷ lục vận hành trên 630 ngày liên tục ở 100% công suất thiết kế, khẳng định năng lực làm chủ khoa học công nghệ của đội ngũ cán bộ, kỹ sư BSR tại nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam.

*Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR*




*Bản đồ phân vùng kiến tạo. Ảnh: VPI*

**5. Giải B: Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" thuộc "Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên-môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020"**

Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) chủ trì thực hiện, có nhiều đóng góp mới, quan trọng cho khoa học địa chất dầu khí. Cấu trúc địa chất của các bể trầm tích, đới, vùng, cấu tạo và bẫy chứa đã được chính xác hóa bằng các số liệu mới với sự hỗ trợ của các công nghệ, phần mềm hiện đại, bảo đảm đủ độ tin cậy cho nghiên cứu phân vùng triển vọng và đánh giá tiềm năng dầu khí. Các đơn vị cấu tạo bậc I, II ở các bể trầm tích đã được xác lập và chuẩn hóa.

Lần đầu tiên ranh giới giữa các bể trầm tích Cenozoic (Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu - Phú Quốc, Trường Sa - Tư Chính - Vũng Mây) được xác định trên cơ sở xử lý, minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý, có đủ các luận cứ khoa học và độ tin cậy cần thiết nhằm định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia. Dự án đã cung cấp các dữ liệu phục vụ việc hoạch định chính sách và xây dựng chiến lược tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; đề xuất các giải pháp quản lý và khai thác hợp lý tài nguyên môi trường biển của Việt Nam một cách khoa học, hiệu quả; đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế bền vững, góp phần bảo vệ chủ quyền Quốc gia và an ninh quốc phòng.

*Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: PV GAS*

**6. Giải B: Những thành tựu khoa học và công nghệ nổi bật trong quá trình xây dựng và phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam**

Sau 25 năm xây dựng và phát triển, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam/Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã xây dựng, quản lý và vận hành an toàn, hiệu quả các hệ thống thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến và phân phối khí Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3-Cà Mau... Trong đó, PV GAS đã xây dựng đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố để đưa khí đồng hành mỏ Bạch Hổ vào bờ; ứng dụng, chuyển giao công nghệ hiện đại trong đầu tư xây dựng các công trình khí, sản xuất ra các sản phẩm mới (khí khô, LPG, CNG); xây dựng đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố, thúc đẩy công tác khai thác dầu khí tại bể Cửu Long. Đối với công trình khí Nam Côn Sơn, PV GAS đã xây dựng và vận hành hệ thống đường ống dẫn khí 2 pha dài nhất thế giới (tại thời điểm đầu tư); nâng công suất đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đồng bộ với Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Công trình khí PM3-Cà Mau là công trình khí đầu tiên do Việt Nam thiết kế và xây dựng; vận hành hệ thống cung cấp và sử dụng khí có hàm lượng $CO_2$ cao cho sản xuất điện và đạm tại Cà Mau.

## 7. Giải B: Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu, tính toán giải pháp tối ưu nhất cho việc chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m. Cụ thể, Vietsovpetro đã tính toán, xây dựng quy trình hạ thủy chân đế bằng phương án kéo trượt, tự phóng chân đế bằng sà lan chuyên dụng; tính toán bền và quỹ đạo chân đế, tính toán nổi và ổn định chân đế, chuẩn bị trang thiết bị, vật tư phụ tùng cho quá trình phóng chân đế… Giải pháp này lần đầu tiên được thực hiện tại Việt Nam bởi nhà thầu trong nước, tận dụng được cơ sở vật chất sẵn có của Vietsovpetro. Sà lan VSP-05 được cải hoán thành sà lan chuyên dụng phóng chân đế đầu tiên và duy nhất ở Việt Nam. Từ năm 2010 đến nay, Vietsovpetro đã chế tạo, hạ thủy và lắp đặt 6 chân đế tại khu vực nước sâu trên 100m, khẳng định năng lực làm chủ công nghệ trong lĩnh vực xây dựng công trình biển.

*Chân đế giàn DH2 được vận chuyển và hạ thủy bằng sà lan chuyên dụng. Ảnh: VSP*

## 8. Giải B: Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam

Đây là công trình nghiên cứu có giá trị của Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) trong lĩnh vực thiết kế và thi công công trình nổi dầu khí, gồm 11 đề tài/tiểu công trình tính toán, thiết kế chi tiết, thiết kế thi công, công nghệ chế tạo, lắp dựng và hạ thủy giàn khoan Tam Đảo 03 - giàn khoan tự nâng đầu tiên được đóng mới tại Việt Nam. Dự án có khối lượng chế tạo cơ khí chính xác lớn, đòi hỏi trình độ kỹ thuật và công nghệ cao, được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận đưa vào danh sách "Sản phẩm cơ khí trọng điểm" nhằm mục tiêu phát triển ngành cơ khí Việt Nam lâu dài và mang tính chiến lược. Việc chế tạo thành công giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03 đánh dấu bước trưởng thành vượt bậc của lĩnh vực cơ khí chế tạo giàn khoan nói riêng và ngành cơ khí Việt Nam nói chung, đưa Việt Nam vào danh sách các quốc gia chế tạo giàn khoan của thế giới.

*Giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03. Ảnh: PV Shipyard*

## 9. Giải C: Phát triển khai thác tối ưu các mỏ và các cấu tạo/phát hiện dầu khí tại bể Cửu Long

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã nghiên cứu quy hoạch, phát triển tổng thể các mỏ dầu khí bể Cửu Long; đánh giá khả năng sử dụng hệ thống thiết bị sẵn có ở bể Cửu Long để kết nối các mỏ mới nhằm gia tăng hiệu quả sử dụng thiết bị, giảm chi phí, góp phần tối ưu hóa chi phí đầu tư và vận hành khai thác. Kết quả, PVEP đã xác định được 32 phương án phát triển độc lập và 33 phương án phát triển kết nối cho 12 lô dầu khí với 47 cấu tạo thuộc bể Cửu Long. Nghiên cứu này cũng đánh giá khả năng áp dụng các công nghệ mới; phương án lựa chọn thiết bị, đánh giá hiệu quả đầu tư của dự án khi kết nối cũng như phát triển độc lập; đồng thời đưa ra các đề xuất mở, có thể cập nhật/hiệu chỉnh khi có các phát hiện mới, sự thay đổi về trữ lượng, thiết bị hoặc công nghệ mới... Công trình có tính ứng dụng cao, góp phần gia tăng hiệu quả đầu tư của PVEP trong việc định hướng phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên tại bể Cửu Long.

*Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được kết nối với mỏ Tê Giác Trắng. Ảnh: PVEP*

## 10. Giải C: Xây dựng hệ thống và cơ sở dữ liệu thiết kế giàn đầu giếng tại Việt Nam

Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã xây dựng được hệ thống và cơ sở dữ liệu thiết kế chi tiết giàn đầu giếng và các công trình ngầm (gồm 793 tài liệu). Việc đầu tư và áp dụng công nghệ thông tin vào quản lý và vận hành các quy trình thiết kế thông qua giải pháp EDMS nói chung và xây dựng hệ thống và cơ sở dữ liệu thiết kế giàn đầu giếng nói riêng đã giúp PTSC M&C khẳng định năng lực trong quá trình tham gia đấu thầu quốc tế, đặc biệt là các gói thầu thiết kế, mua sắm, chế tạo, vận chuyển lắp đặt và đấu nối chạy thử (EPCIC). PTSC M&C đang tiếp tục xây dựng cơ sở dữ liệu phục vụ thiết kế giàn công nghệ trung tâm và các module công nghệ của FPSO.

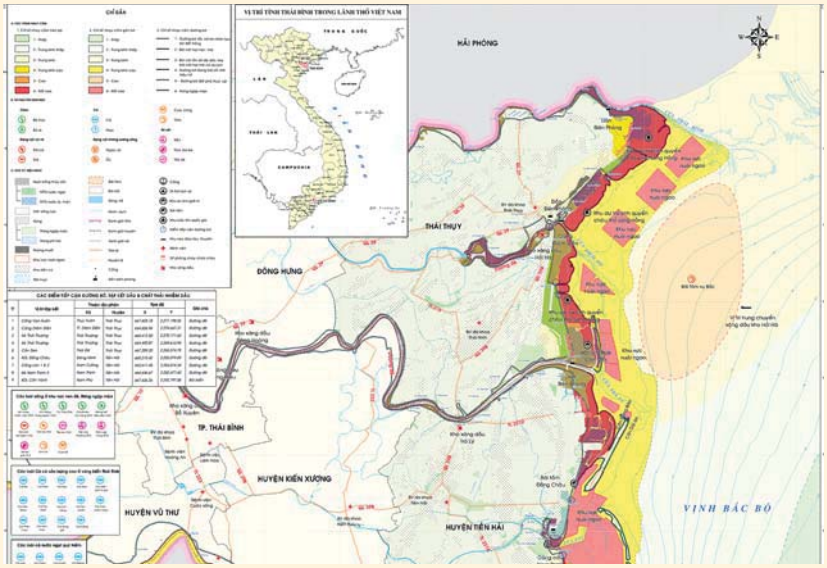
## 11. Giải C: Nghiên cứu chế tạo cung cấp các cụm thiết bị và đổi mới công nghệ thi công giàn đầu giếng

Với mục tiêu gia tăng tỷ lệ nội địa hóa, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã nghiên cứu, chế tạo và cung cấp các cụm thiết bị trên giàn đầu giếng như: nhà điều khiển trung tâm (E-house) cho dự án Sư Tử Vàng Đông Bắc, Sư Tử Nâu (Cuu Long JOC), cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng (chemical injection skids) cho dự án Thăng Long và Đông Đô (Lam Son JOC)... Đồng thời, PVC-MS đã tối ưu hóa công tác thiết kế, quy trình tổ chức/quản lý thi công, giúp đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án (Khối thượng tầng H4 - Tê Giác Trắng, Diamond, Thái Bình...) đảm bảo tiến độ, chất lượng, hiệu quả. Công trình nghiên cứu đã giúp tăng tỷ lệ nội địa hóa (70%), giảm giá thành của giàn đầu giếng (chỉ bằng 50 - 60% so với việc sử dụng thiết bị nước ngoài).

*PVC-MS đã nghiên cứu, chế tạo cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng cho dự án Thăng Long. Ảnh: PVEP*

## 12. Giải C: Cụm công trình xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu

Trên cơ sở ứng dụng các công nghệ hiện đại của thế giới và kết quả khảo sát điều tra thực địa, Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường khu vực ven biển tỷ lệ 1/50.000 từ Đà Nẵng đến biên giới Campuchia và các tỉnh ven biển, ven sông có các công trình dầu khí. Cụ thể, giải đoán ảnh vệ tinh đánh giá biến động địa chất; xác định chỉ số nhạy cảm môi trường - ESI (đường bờ, gần bờ và tài nguyên thiên nhiên...); xây dựng các bản đồ số đơn tính; sử dụng phần mềm Mapinfo và chương trình ESI Maps để tích hợp các lớp bản đồ để thu được bản đồ nhạy cảm môi trường. Từ kết quả nghiên cứu này, Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nhiều đợt chuyển giao kỹ thuật và đào tạo cho các tỉnh ven biển về bản đồ nhạy cảm môi trường, kỹ thuật ứng phó sự cố tràn dầu, biện pháp làm sạch bờ biển và xử lý chất thải nhiễm dầu, góp phần nâng cao hiệu quả công tác bảo vệ môi trường.




*Bản đồ nhạy cảm môi trường dải ven bờ biển tỉnh Thái Bình. Ảnh: CPSE*

## CÔNG TRÌNH KHOA HỌC CÔNG NGHỆ ĐƯỢC TRAO TẶNG BẰNG KHEN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

***1. Nghiên cứu cải tiến máy tách khí dung tích không đổi***

*Công ty Địa vật lý Giếng khoan Dầu khí (PVD Logging) đã cải tiến máy tách khí dung tích không đổi, giúp PVD Logging chiếm 90% thị phần cung cấp dịch vụ tại Việt Nam, thay thế dịch vụ do nước ngoài cung cấp. Sau hơn 10 năm xây dựng và phát triển, PVD Logging đã khẳng định năng lực cung cấp dịch vụ kỹ thuật cao trong hoạt động khoan dầu khí như: đo karota khí, đo karota khai thác, kéo thả thiết bị trong giếng, thử vỉa dầu khí... Để cạnh tranh với các công ty dịch vụ đa quốc gia, PVD Logging đã đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, cải tiến kỹ thuật để nâng cao chất lượng dịch vụ.*

***2. Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét Glytrol***

*Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét Glytrol với nhiều tính năng ưu việt so với các hệ dung dịch khoan truyền thống, cho hiệu quả và chất lượng tương đương các hệ dung dịch khoan nhập khẩu từ nước ngoài: Dowell, Baker Huges, Halliburton, M-I-Swaco... Hệ dung dịch khoan này đã được thử nghiệm công nghiệp thành công và đang được sử dụng rộng rãi tại các giếng khoan của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Công ty Liên doanh Điều hành Lam Sơn.*

**Ngọc Phượng** *(giới thiệu)*

# MÔ HÌNH ĐÁ MÓNG NỨT NẺ PHONG HÓA

**TS. Trịnh Xuân Cường**
*Viện Dầu khí Việt Nam*
*Email: cuongtx@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Tổng hợp các kết quả khảo sát thực địa tại các điểm lộ, các hầm lò xuyên cắt các khối đá móng magma ở nhiều nơi trên thế giới cũng như các tài liệu đo đạc, thu thập được ở khu vực bể Cửu Long và lân cận cho thấy các khối móng nằm ở các vị trí khác nhau chịu tác động kiến tạo và biến đổi phong hóa khác nhau trong quá trình biến đổi thành đá có khả năng chứa dầu khí. Các biến đổi này có quan hệ chặt chẽ với quá trình hình thành và phát triển kiến tạo của bể. Tùy thuộc vào địa hình cổ và môi trường lắng đọng trầm tích mà móng nứt nẻ có thể liên thông với với tập cát kết kề áp. Có thể nhận dạng 2 mô hình cho đá chứa móng magma nứt nẻ phong hóa: (i) Mô hình đá móng có đới bị tác động phong hóa mạnh (như mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng, Ruby...) hoặc đới đá biến chất (như mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, Hổ Xám...), mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo phân bố ở vùng rìa bể, tác động của môi trường đầm hồ ít hơn; (ii) Mô hình đá móng có đới phong hóa không rõ ràng hoặc đới rất mỏng (điển hình như các mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng, Cá Ngừ Vàng...), mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo nằm ở gần trung tâm bồn trũng nơi chịu ảnh hưởng rất lớn của môi trường đầm hồ.***

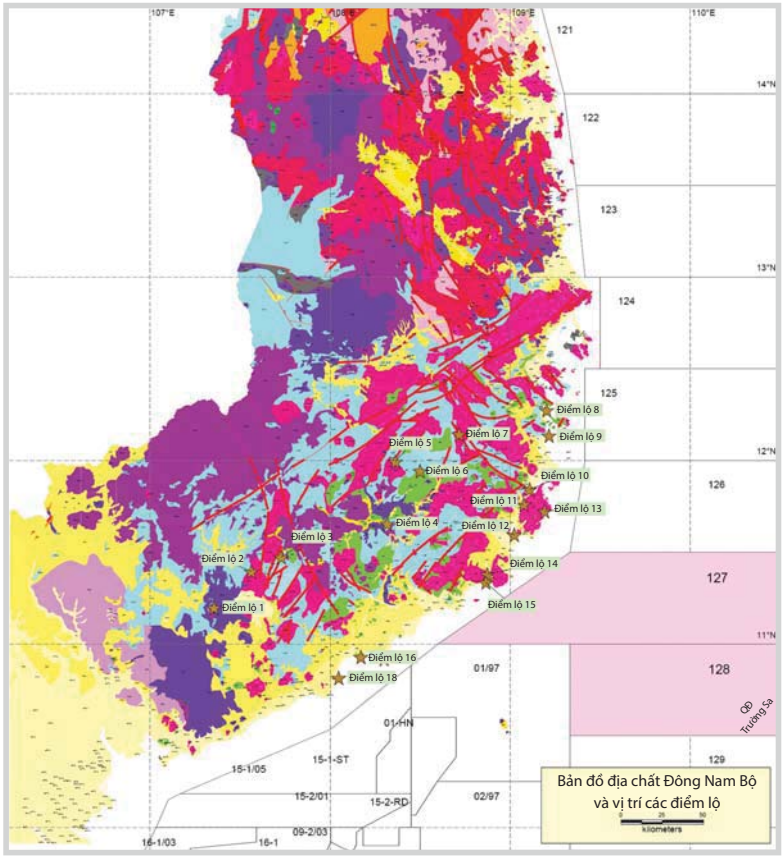
***Từ khóa:*** *Đá chứa móng nứt nẻ phong hóa, mô hình đá chứa móng, môi trường trầm tích, bể Cửu Long.*

## 1. Giới thiệu

Việc phát hiện ra dầu trong móng phong hóa và nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đã làm thay đổi hoàn toàn bức tranh về triển vọng dầu khí của bể Cửu Long, đồng thời cũng làm thay đổi quan điểm tìm kiếm và thăm dò dầu khí tại bể này cũng như nhiều bể trầm tích khác ở Việt Nam. Hiện tại, móng nứt nẻ là đối tượng khai thác chủ lực không những ở mỏ Bạch Hổ mà còn đối với nhiều mỏ khác như: Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Đông Nam Rồng, Ruby, Nam Rồng - Đồi Mồi... và nhiều mỏ nữa sẽ đưa vào khai thác trong tương lai gần.

Do khối đá chứa móng có kích thước lớn và tính bất đồng nhất cao, việc hiểu được xu thế biến đổi và quy luật phân bố của các đới có khả năng chứa đặc biệt việc thiết lập mô hình đá chứa móng có tính đến mối quan hệ với các đá vây quanh trong thời kỳ khối móng nhô cao sẽ giúp ích rất nhiều trong công tác tìm kiếm thăm dò các các khu vực còn tiềm năng.

Tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý thu được qua các khảo sát thực địa, thu nổ địa chấn, địa vật lý giếng khoan... cho thấy tác động tương hỗ giữa các quá trình kiến tạo, phong hóa, thủy nhiệt… trong việc hình thành đá chứa móng. Tuy nhiên, tính liên thông của khối móng với đá trầm tích vây quanh và khả năng bảo tồn các đới chứa móng đóng vai trò quan trọng nhưng ít được nghiên cứu. Do vậy, việc nghiên cứu mối quan hệ đá móng với đá vây quanh sẽ cho một bức tranh đầy đủ hơn và góp phần làm sáng tỏ sự phân bố và biến đổi các đặc trưng chứa




***Hình 1.*** *Phân bố đá móng granitoid khu vực Tây Nguyên và ven biển miền Trung*

của đá móng theo diện và phương thẳng đứng làm cơ sở lập các mô hình đá chứa chi tiết và phản ánh được sự bất đồng nhất cũng như tính chất ngẫu nhiên của phần đá chứa trong móng. Tại điểm lộ đá móng (Hình 1) ở nhiều vùng thuộc Tây Nguyên (Định Quán, Bảo Lộc, Đà Lạt, Khánh Mỹ...), khu vực ven biển Trung bộ (Đầm Thị Nại, Đèo Cả, Nha Trang, Vĩnh Hy, Cà Ná, Mũi Né, Long Hải, Vũng Tàu…) cho thấy đá móng nứt nẻ có mối quan hệ với trầm tích vây quanh rất phức tạp và có sự khác biệt rất lớn ở từng khu vực.

(a) (b)

**Hình 2.** *Đới phong hóa có bề dày từ 2 - 5m nằm dưới là 2 hệ thống khe nứt gần thẳng đứng và nằm ngang với mật độ khá cao: Núi Lớn, Vũng Tàu (a) và Trại Mát, Đà Lạt (b)*

(a) (b)

**Hình 3.** *Đới phong hóa có bề dày biến đổi với các khối đá móng chưa phong hóa lộ ra bề mặt: Ninh Sơn (a) và Cà Ná (b)*

(a) (b)

**Hình 4.** *Các khối đá móng bị các dòng sông xuyên cắt. Khu vực Suối Vàng, đá móng phức hệ Ankroet ($K_2$ leuco granite, granite two mica) bị phủ bởi trầm tích thánh hệ La ($J_2$ sandstone, siltstone), một phần lớp phủ bị sông suối xuyên cắt làm lộ khối đá móng với hệ thống nứt nẻ hướng Đông Bắc - Tây Nam và Tây Bắc - Đông Nam (a). Khu vực Hầm Hô, Tuy Hòa (b)*

(a) (b)

**Hình 5.** *Phần lộ của khối móng là các mặt trượt đứt gãy có biên độ lớn với các khe nứt kéo dài, bề mặt đá chặt sít với dấu vết trượt rất rõ, phần trên và phần dưới vẫn bị bao phủ bởi các trầm tích tại chỗ: Khánh Vĩnh (a) và Núi Chúa (b)*

## 2. Quan hệ giữa vị trí khối móng và đá trầm tích bao quanh

### *2.1. Trầm tích lục địa hoặc phong hóa tại chỗ bao phủ khối móng*

Tại các điểm lộ ở khu vực đất liền như Tây Nguyên, vùng chuyển tiếp cao nguyên - đồng bằng và một số vùng đồng bằng ven biển, toàn bộ khối móng thường bị phủ bởi các trầm tích tại chỗ hoặc rất gần nguồn. Các lớp đất đá này phân bố không liên tục và khả năng chứa kém do thành phần sét rất cao (> 50% [1 - 3], Hình 2). Bề dày của chúng tăng dần từ đỉnh tới các cánh và có thể đạt 40 - 50m hoặc lớn hơn tại các cánh khối đá móng với sự trải rộng 0,5 - 1km và kéo dài vài kilomet theo phương phân bố của khối móng nhô cao [4]. Ở nhiều nơi, các khối đá tàn dư bị phong hóa từng phần rất phổ biến với kích thước từ vài chục centimet tới hàng chục mét (Hình 3). Trong rất nhiều trường hợp một phần khối móng lộ trên bề mặt do bị xuyên cắt bởi các dòng sông/suối như các khu vực Madagui (Bảo Lộc), Suối Vàng (Đà Lạt - Hình 4a), Hầm Hô (Quy Nhơn - Hình 4b), hoặc lộ dọc theo các mặt trượt đứt gãy có biên độ lớn (như đèo Bảo Lộc, đèo Khánh Vĩnh - Hình 5a, Núi Chúa - Hình 5b).

Với sự phân bố của các lớp đá phủ như vậy, các khối móng ít có sự liên thông với các tầng

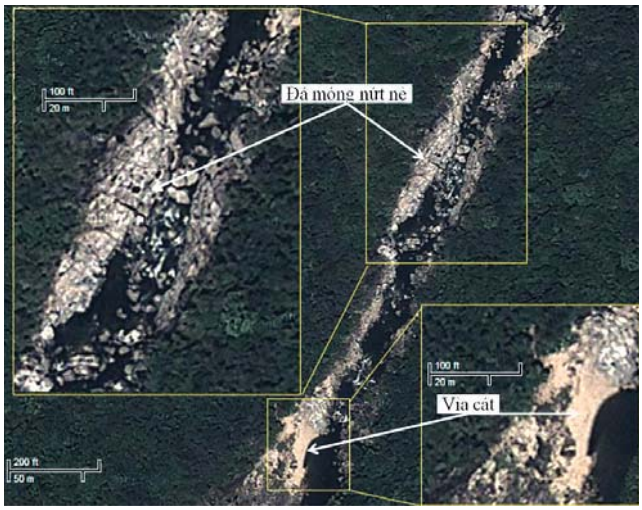
cát có khả năng chứa trong lớp phủ trầm tích. Tuy nhiên, các thân cát này thường có kích thước hạn chế (chiều rộng dưới 50m và chiều dài dưới 200m) và tính liên thông kém (Hình 6).

***2.2. Khối móng có các trầm tích lục địa kề áp một phía, một phía là trầm tích biển/hồ*** (vùng ven biển/hồ: Nha Trang, Vĩnh Hy, Mũi Né, Long Hải, Vũng Tàu): Các khối móng dạng này thường nằm ven hồ/biển nơi có quá trình tái trầm đọng các vật liệu thô dưới tác dụng của sóng. Về phía lục địa, khối móng thường được phủ bởi lớp trầm tích mỏng hình thành tại chỗ hoặc gần nguồn do quá trình bào mòn xảy ra mạnh (Hình 7, 8a). Về phía hồ/biển các hoạt động nước bề mặt, sóng, dòng chảy biển và gió làm mở rộng các đới phá hủy, nứt nẻ (Hình 8a, b) hoặc tái lắng đọng các trầm tích vụn tạo thành các thân chứa cát chứa tốt với kích thước rất lớn kề áp vào móng (Hình 8a, 9).

***2.3. Khối móng bao quanh bởi các trầm tích hồ/biển kề áp (Hòn Nội - Cam Ranh)***

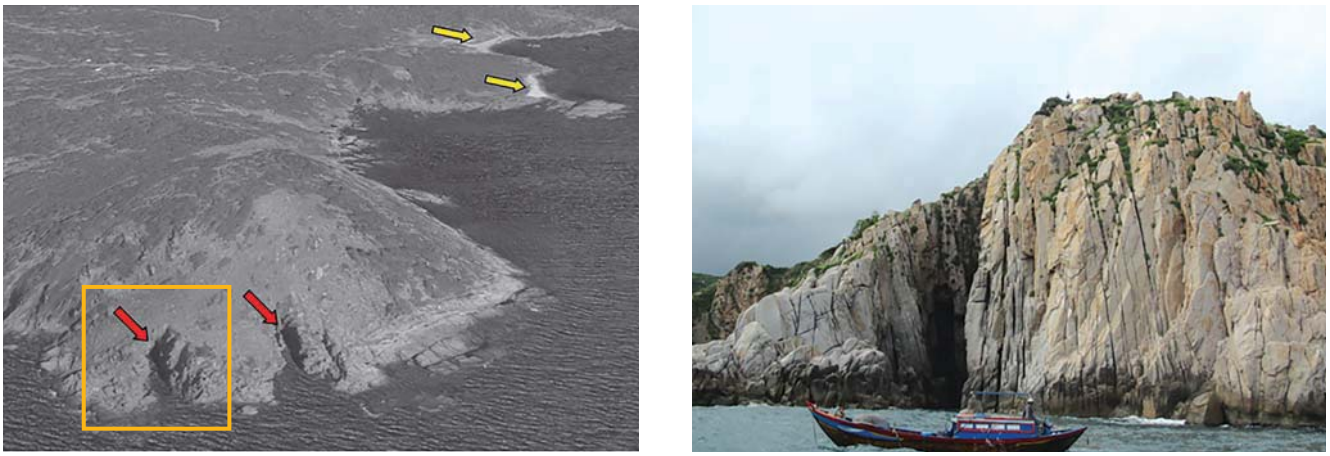
Các khối móng này do nằm xa bờ, trong khu vực hồ/biển thiếu vùng cung cấp vật liệu nên chỉ có các thân cát nhỏ kề áp (Hình 10a), việc gia tăng độ sâu nước dẫn tới khối móng thường được bao phủ bởi các tầng sét biển/hồ như một tầng chắn trên khối móng.

Kết quả nghiên cứu biến đổi môi trường trầm tích bể Cửu Long (Hình 11) cho thấy thời kỳ Eocene - Oligocene có tác động rất lớn đến đá chứa móng và sự phân bố của các thân cát quanh các khối móng, đặc biệt là các tập D, E, F. Thời kỳ này phần rìa tập E và F chủ yếu là các trầm tích lục địa, gần nguồn rất thô, mài tròn, độ chọn lọc kém, phần trung tâm trầm tích chủ yếu là các trầm tích mịn của môi trường đầm hồ. Tập D ứng với giai đoạn ngập lụt cực đại hình thành tập sét dày bao phủ toàn bộ bể Cửu Long.



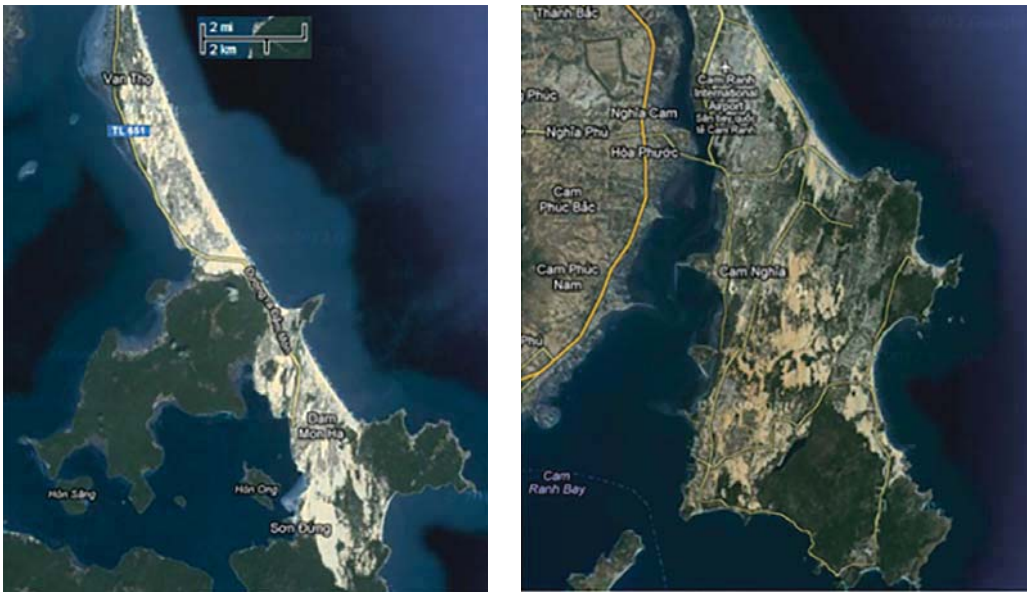

***Hình 6.*** *Dòng sông xuyên cắt khối đá móng nứt nẻ (sáng màu) với những thân cát kích thước nhỏ (màu vàng sáng) kề áp (khu vực Hầm Hô - Bình Định)*

***Hình 7.*** *Đá móng nứt nẻ, phần màu xanh lá cây tồn tại các lớp phủ trầm tích và phong hóa mỏng, phần giáp biển các khe nứt được mở rộng do hoạt động của sóng biển, khu vực Vĩnh Hy, Núi Chúa, Phan Rang - Tháp Chàm. Nguồn: Google*



*(a)* *(b)*

***Hình 8.*** *Hình ảnh 3 chiều khối đá móng nứt nẻ với các đới phá hủy tạo nên các hang động kích thước lớn (mũi tên đỏ), nhiều tập cát biển có kích thước lớn kề áp các khối móng (mũi tên vàng) (a). Hình ảnh hang động nhìn gần, khu vực Vĩnh Hy, Núi Chúa, Phan Rang - Tháp Chàm (b)*

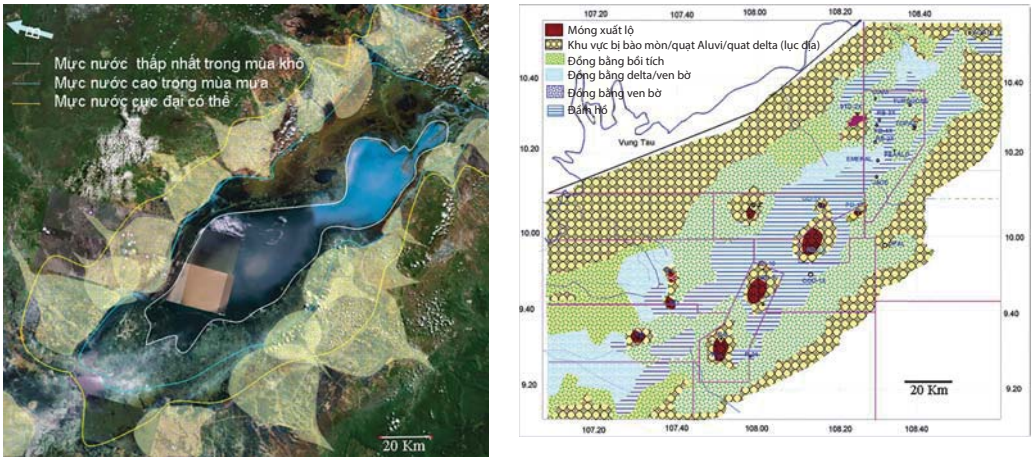



(a) (b)

***Hình 9.*** *Các thân cát có kích thước rất lớn (rộng 1,5 - 5,5km, dài 10 - 20km) có khả năng liên thông rất tốt kề áp các khối móng nứt nẻ: Khu vực vịnh Vân Phong (a) và vịnh Cam Ranh (b)*

(a) (b)

***Hình 10.*** *Các thân cát nhỏ (dài và rộng vài chục mét), phân bố không liên tục kề áp khối móng, Hòn Nội, Cam Ranh (a). Các vỉa cát có khả năng thấm chứa rất tốt kề áp vào khối móng bị nứt nẻ mạnh (b)*




(a) (b)

***Hình 11.*** *So sánh mô hình trầm tích khu vực hồ Tonle Sap (Cambodia) hiện đại (a) và môi trường trầm tích tập E, Oligocene bể Cửu Long (b)*

So sánh sự biến đổi môi trường trầm tích Eocene - Oligocene với môi trường trầm tích hiện đại khu vực hồ Tonle Sap cũng như quan hệ giữa đá móng, đá trầm tích và vị trí của các khối nhô móng, có thể chia ra 2 nhóm đá chứa móng như sau:

- Móng không liên thông hoặc liên thông kém với đá chứa vây quanh:

+ Các khối móng khu vực trên bờ: giữa đá chứa móng và đá chứa vây quanh không liên thông hoặc liên thông kém, sự liên thông xảy ra tại các vị trí có các kênh rạch/ dòng sông cắt qua khối móng nứt nẻ dập vỡ hoặc có các thân cát chứa kề áp vào các mặt đứt gãy. Sự kém liên thông chủ yếu do các trầm tích rất gần nguồn hoặc phong hóa tại chỗ nên thành phần sét cao, các mảnh vụn đá nhiều, cát có độ hạt không đồng đều, sắc cạnh độ mài tròn chọn lọc kém, các thân cát kề áp thường có kích thước rất nhỏ so với kích thước móng nên vai trò ảnh hưởng không đáng kể. Do vậy, các khối móng dạng này thường không có hoặc kích thước nước đáy nhỏ và dầu khí có thể nằm thấp hơn điểm tràn của khối móng;

+ Các khối móng nằm trong khu vực hồ/biển khá xa bờ: có thể có các thân cát kề áp nhưng do nguồn cung cấp nhỏ, xa các nguồn chính nên tác động đối với móng không đáng kể.

- Móng có khả năng liên thông với đá chứa vây quanh: các khối móng có các thân cát kề áp với kích thước lớn chủ yếu hình thành trong môi trường ven biển/ven hồ, cát có độ mài tròn chọn lọc tốt, bề dày lớn đóng vai trò như những kênh dẫn, các thân cát này kết hợp các đứt gãy có thể tạo nên sự liên thông đáng kể với khối móng.

### 3. Sự phân bố các đới có khả năng chứa trong khối đá móng

Đã có rất nhiều công trình nghiên cứu và quan điểm về sự phân bố của các đới có khả năng chứa trong khối móng theo diện cũng như theo phương thẳng đứng. Trên cơ sở quan sát và tổng hợp các số liệu và hình ảnh thu thập được ở nhiều tỷ lệ khác nhau từ rất chi tiết ở các điểm lộ trên mặt đất, trong các đường hầm nằm sâu hàng trăm mét dưới mặt đất cho đến phân tích các ảnh vệ tinh cho thấy các đới có khả năng chứa trong móng phân bố không hoàn toàn giống với các mô hình đưa ra trước đây.

Qua quan sát phân bố đứt gãy/nứt nẻ theo diện trên các khối móng từ các ảnh vệ tinh (Hình 12a), ảnh chụp khối móng từ xa (Hình 12b) và các đo đạc chi tiết trong các đường hầm (Hình 13) cho thấy các đới dập vỡ liên quan đứt gãy có sự tương đồng về mặt hình học. Các đới này có đặc điểm tương đối thẳng, phát triển dọc theo các đứt gãy lớn và tương phản về tính chất thấm chứa rất rõ (Hình 13a). Mặt khác, tại các khu vực giao nhau của các đứt gãy các đới dập vỡ thường phát triển rộng hơn và khá tập trung (Hình 13b).

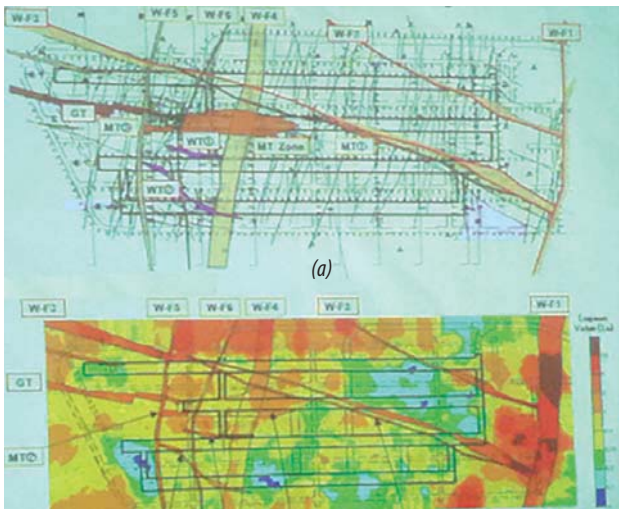
Quan sát các đường hầm theo chiều thẳng đứng (Hình 14, 15) cho thấy ranh giới giữa đới đứt gãy và đá vây quanh khá tương phản về khả năng thấm chứa với bề dày đới phá hủy thay đổi không nhiều theo chiều sâu. Càng xuống sâu, các đới phá hủy bị gián đoạn nhiều hơn và ngày càng bị thu hẹp về quy mô (Hình 14a, b, 15a). Đặc biệt, không quan sát được đới biến đổi kề áp đứt gãy (Hình 14a) tăng dần như mô hình Halo trước đây. Mức độ nứt nẻ, dập vỡ biến đổi thứ sinh, qua mẫu lõi thu được, có sự biến đổi và giảm nhanh theo chiều sâu [5] (Hình 14b). Ở độ sâu trên 300m, vẫn quan sát được các khe nứt mở theo nhiều hướng khác nhau với khả năng thấm chứa cao (Hình 14c).

Tổng hợp các nghiên cứu trước đây [4, 6 - 10] và các tài liệu trên, có thể đưa ra 2 mô hình cho khối móng cụ thể như sau:

*(a)*

*(b)*

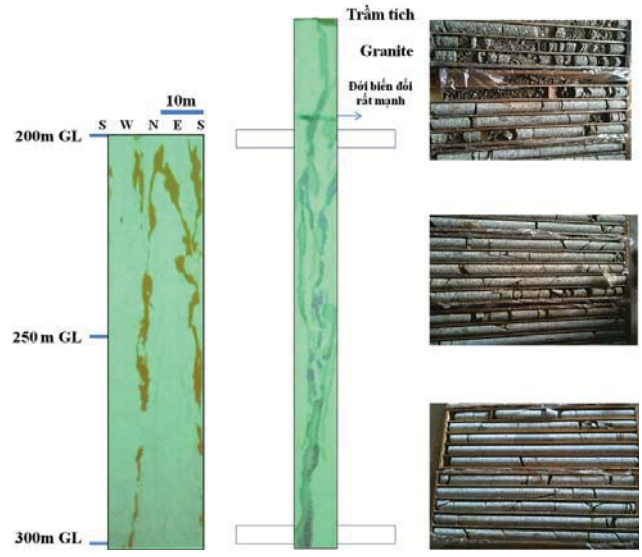
***Hình 12.*** *Các hệ thống đứt gãy (xanh lá cây sẫm) quan sát được trên ảnh vệ tinh (a) và ảnh chụp khối móng từ xa (b) khu vực Núi Chúa, Phan Rang, Tháp Chàm*



*(a)*

*(b)*

***Hình 13.*** *Sự phân bố các hệ thống đứt gãy (a) và độ thấm (b) đo được trong móng (đường hầm chứa condensate Kurashiki, Nhật Bản với kích thước 640 x 25 x 15m, ở độ sâu 180m) cho thấy sự tương đồng với các ảnh vệ tinh về phân bố các khoảng có khả năng thấm chứa trong khối móng*




(a) (b)

(c)

***Hình 14.*** *Hầm khảo sát tại Trung tâm Thí nghiệm Nghiên cứu Đất đá dưới sâu Mizunami (Mizunami Underground Research Laboratory) thuộc Japan Atomic Energy Agency (JAEA)*

### *3.1. Mô hình 3 đới (Hình 16)*

- Đới I bị ảnh hưởng mạnh nhất bởi quá trình phong hóa, lớp bị tác động phong hóa có bề dày biến đổi từ vài chục mét đến 300m, thậm chí trên 500m, ngoài các đới dập vỡ do đứt gãy còn phát triển các hệ thống nứt nẻ và biến đổi thứ sinh mạnh mẽ do sự giảm áp lực nén. Đới I có thể tích rỗng rất lớn với các đặc tính:

+ Có khả năng thấm chứa tốt, là đới chứa chính;

+ Liên thông tốt theo 3 chiều không gian.

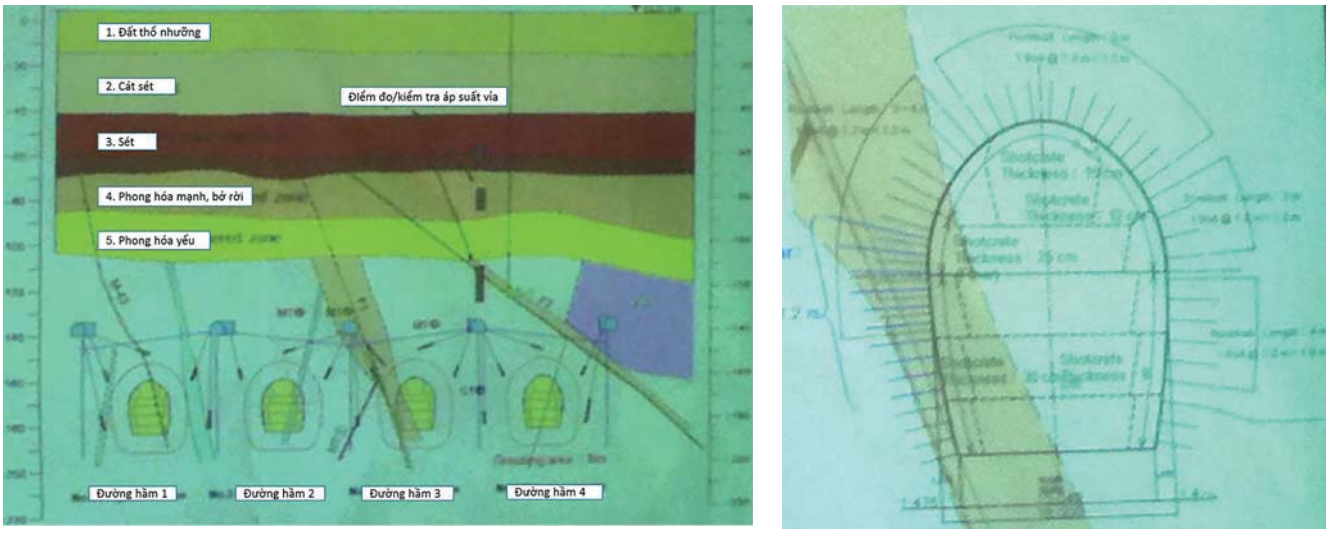
- Đới II bị biến đổi phong hóa không đáng kể, hoạt động thủy nhiệt chiếm ưu thế, có bề dày khoảng 200 - 600m. Đới II phát triển chủ yếu các vùng dập vỡ theo các hệ thống đứt gãy, các đới phá hủy đứt gãy bị lấp đầy từng phần bởi các khoáng vật thứ sinh, sự gián đoạn tăng dần và bề dày vùng dập vỡ giảm nhanh theo độ sâu. Đới II có các đặc tính:

+ Liên thông chủ yếu theo phương thẳng đứng và dọc theo các đứt gãy;

+ Khoảng giữa các đứt gãy liên thông kém;

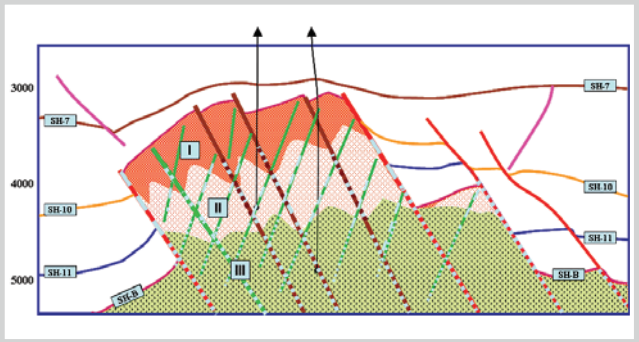
+ Khả năng chứa ở mức trung bình thể tích không lớn, tập trung dọc các đứt gãy và các đới dập vỡ tại khu vực giao nhau của đứt gãy chính.

- Ở đới III, quá trình phong hóa gần như không xảy ra, hoạt động thủy nhiệt ưu thế, các đá không biến đổi hoặc biến đổi yếu, các đới đứt gãy/nứt nẻ rất hẹp, gián đoạn và gần như bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh. Đới III có các đặc tính:

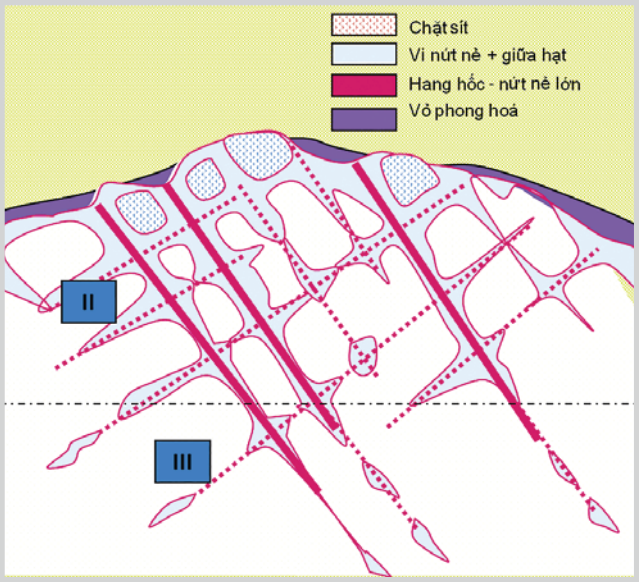



(a) (b)

***Hình 15.*** *Đới đứt gãy với chiều rộng từ vài mét tới hàng chục mét: (a) cắt qua đường hầm rộng 13 - 15m, cao 23 - 25m; (b) không quan sát thấy đới dập vỡ giảm dần lân cận đới đứt gãy (qua đường hầm số 3). Nguồn: Mizunami Underground Research*




***Hình 16.*** *Mô hình đá chứa móng với 3 đới, điển hình là móng Bạch Hổ*




***Hình 17.*** *Mô hình đá chứa móng với 2 đới, điển hình là móng Sư tử Đen*

+ Các đới chứa có tính cục bộ;

+ Khả năng liên thông rất thấp;

+ Cho dòng thấp, kém triển vọng.

Mô hình 3 đới có thể ứng dụng cho mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng, Ruby… ở bể Cửu Long. Đặc trưng của các mỏ này là có thể nằm xa các hồ lớn, có rất ít các thân cát có kích thước lớn kề áp hoặc bị các kênh rạch xuyên cắt do vậy có thể không có nước đáy, kém liên thông với các tầng đá chứa lân cận.

### *3.2. Mô hình 2 đới*

Mô hình 2 đới thực chất là mô hình 3 đới rút gọn (Hình 17), với đới I rất mỏng hoặc bị bào mòn. Đặc trưng của các mô hình này là nằm ở vùng rìa hoặc là các khối nhô móng trong lòng hồ. Lân cận các khối nhô có khả năng tồn tại các thân cát chứa tốt kề áp do vậy các cấu tạo này có thể tồn tại nước đáy. Các mỏ có thể xếp vào mô hình này có thể kể đến là: Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng, Cá Ngừ Vàng, Đông Đô...

## 4. Kết luận

Ngoài các yếu tố kiến tạo, biến đổi thứ sinh…, môi trường trầm tích có mối quan hệ chặt chẽ và có tác động lớn đến đặc trưng đá chứa móng. Khối móng nằm ở các vị trí khác nhau chịu tác động kiến tạo và phong hóa khác nhau trong quá trình biến đổi thành đá chứa dầu khí và có liên quan chặt chẽ với quá trình hình thành, phát triển của bể trầm tích. Trong nhiều trường hợp có sự liên thông giữa đá chứa móng và các tầng cát chứa kề áp với móng đặc biệt khi khối móng có sự xuyên cắt của các lòng sông hoặc là các thân cát hình thành ven hồ/biển kề áp vào khối móng.

Trừ phần phong hóa hoàn toàn không có khả năng chứa, phần dưới của đới trên cùng có khả năng liên thông theo phương ngang cao, bề dày đới này có thể biến đổi trong phạm vi rộng từ vài mét tới hàng trăm mét. Có sự suy giảm mật độ nứt nẻ theo chiều sâu nhưng không quan sát thấy quy luật rõ ràng về sự suy giảm bề dày đới phá hủy theo chiều sâu. Các đới có độ rỗng/độ thấm lớn thường liên quan đến các khu vực bị dập vỡ lân cận các đứt gãy giao nhau và dọc theo các đứt gãy đó.

Kết quả tổng hợp cho thấy có thể chia ra 2 mô hình đá chứa móng nứt nẻ phong hóa:

- Mô hình khối móng có lớp bị tác động phong hóa mạnh hoặc lớp đá bị biến chất, mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo phân bố ở vùng rìa bể, tác động của môi trường đầm hồ ít hơn.

- Mô hình khối móng không có lớp bị tác động phong hóa hoặc lớp này mỏng, mô hình này đặc trưng cho các cấu tạo nằm ở gần trung tâm bồn trũng chịu tác động của môi trường đầm hồ/biển nhiều hơn.

Để có những đột phá trong công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, cần tiếp tục nghiên cứu quan hệ giữa các pha kiến tạo với sự tái mở rộng các đới dập vỡ/nứt nẻ. Việc nghiên cứu sự biến đổi môi trường trầm tích và quan hệ với khối móng để dự báo khả năng liên thông của móng với vỉa chứa trầm tích kề áp khối móng nhằm dự báo khả năng liên thông thủy động học và tác động tương hỗ trong quá trình khai thác cũng hết sức cần thiết.

## Tài liệu tham khảo

1. Ngo Xuan Vinh, Doan Tham. *Diagenetic characteristics of granitoid basement rocks in the Bach Ho field and their influence on reservoir properties.* Vietsovpetro. 1994.

2. Ngo Xuan Vinh. *Main alteration processes of granitoid basement rocks of the Cuu Long basin and the relationship to their reservoir properties*. Petrovietnam Review. 1999; 4: p. 18 - 30.

3. Azuma Iijima. *Geology of natural zeolites and zeolitic rocks*. Pure & Applied Chemistry. 1980; 52: p. 2115 - 2130.

4. H.D.Tjiia, P.M.Tandom, Mohd. Aris Mohamad, Tran Xuan Nhuan. *Fracture basement study on the Blocks 01 & 02 the Cuu Long basin, Southern Vietnam*. Conference on Vietnam Petroleum Institute, 20 years development and prospects. 1998.

5. Osipove M.A. *Granitoid contraction and endogenic mineralogenesis*. Nauka, Moscow. 1974.

6. E.G.Areshev, Tran Le Dong, Ngo Thuong San, O.A.Snip. *Reservoirs in fractured basement on the continental shelf of southern Vietnam*. Journal of Petroleum Geology. 1992; 15(4): p. 451 - 464.

7. V.I.Povcov, A.A.Rabinovich, N.I.Tunov. *Mô hình thân chứa dầu trong khối granit*. Tạp chí Dầu khí. 1986; 8: trang 27 - 30.

8. T.M.Tandom, Tran Xuan Nhuan, H.D.Tjiia, S.A.Spagnuolo. *Fractured basement reservoir characterization, offshore Southern Vietnam*. Proceedings of the 3rd Well Logging Symposium of Japan, Chiba, Japan. 24 - 25 September, 1997.

9. Tran Le Dong, Hoang Van Quy, Phung Dac Hai. *Geological model of the basement in the Bach Ho field*. Petrovietnam Review. 1996; 4: p. 2 - 7.

10. Trinh Xuan Cuong. *Reservoir characterization of naturally fractured and weathered basement in Bach Ho field, Vietnam*. Proceedings of the Technical Forum 2001 "Cuu Long basin exploration - keys of success", Ho Chi Minh city. 2001.

11. Hoàng Văn Quý, I.I.Demuskin, Phùng Đắc Hải. *Đặc trưng thân dầu móng trong khối đá móng mỏ Bạch Hổ*. Tuyển tập Báo cáo Khoa học 15 năm Vietsovpetro (1981 - 1996. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội. 1998: trang 43 - 51.

12. Hoàng Văn Quý. *Bàn về nước đáy thân dầu trong móng trước Kainozoi mỏ Bạch Hổ và ranh giới dưới của thân dầu*. Tạp chí Dầu khí. 2004; 7: trang 19 - 21.

# Models of naturally weathered and fractured basement in Cuu Long basin

**Trinh Xuan Cuong**
*Vietnam Petroleum Institute*
*Email: cuongtx@vpi.pvn.vn*

**Summary**

***Integration of data gathered in basement outcrops and tunnels through basement blocks over the world as well as data measured/gathered from the Cuu Long basin and adjacent areas showed that tectonic and other alteration processes to convert tight basement rocks to productive reservoirs were different from location to location. These processes are closely related to the formation and development of the basin. Connectivity between fractured basements and adjacent sands can be influenced by paleomorphology and deposition environments. Study results revealed two models for fractured and weathered basement reservoirs: i) basement model with a thick weathered zone (e.g: Bach Ho, Dong Nam Rong, and Ruby), which is typical for basement structures located in the peripheral areas of the basin and less influenced by lacustrine environments; and ii) basement model without or with thin weathered rocks (e.g: Su Tu Den, Su Tu Vang, Su Tu Trang, and Ca Ngu Vang), which is typical for basement structure located in the basin depocentre and strongly influenced by lacustrine environments.***

***Key words:*** *Weathered and fractured basement reservoir, basement reservoir model, depositional environment, Cuu Long basin.*

# NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO DUNG DỊCH KHOAN VI BỌT SỬ DỤNG CHO CÁC VỈA CHỨA CÓ ÁP SUẤT THẤP

**TS. Nguyễn Tuấn Anh, ThS. Tạ Quang Minh**
**ThS. Nguyễn Thị Thu Hiền**
*Viện Dầu khí Việt Nam*
*Email: anhnt01@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Bài báo giới thiệu quy trình chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước với các thành phần chính gồm: chất hoạt động bề mặt anion SLES tạo bọt, polymer xanthan gum tạo nhớt cho lớp nước bao quanh và hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES có tác dụng làm bền hạt vi bọt và tối ưu hóa thành phần của hệ dung dịch này. Kết quả thử nghiệm trên mẫu lõi (đá móng mỏ Bạch Hổ) ở điều kiện nhiệt độ 120°C cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn dung dịch xâm nhập vào trong mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch polymer - sét đang được sử dụng ở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Ngoài ra, độ thấm sau khi phục hồi của mẫu lõi cũng đạt 90% so với độ thấm ban đầu, chứng tỏ hệ dung dịch khoan vi bọt không gây ảnh hưởng đến vỉa chứa và có thể dễ dàng bị loại bỏ khi gọi dòng.***

***Từ khóa:*** *Dung dịch khoan, vi bọt, aphron, vỉa chứa có áp suất thấp.*

## 1. Mở đầu

Mất tuần hoàn dung dịch khoan xảy ra khi có sự chênh lệch áp suất giữa áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch và áp suất vỉa. Dung dịch khoan di chuyển vào vỉa (các đới hang hốc, nứt nẻ) gây nhiễm bẩn thành hệ, gia tăng chi phí, gây ô nhiễm môi trường. Trong quá trình khoan, nếu xảy ra hiện tượng này mà không có giải pháp khắc phục thì phải dừng khoan, trong một số trường hợp phải đổ cầu xi măng để hủy giếng khoan [1].

Để tránh xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan, cần ưu tiên cải thiện chất lượng, tính chất của dung dịch khoan, sao cho dung dịch khoan được sử dụng ít tổn hại nhất đến vỉa chứa bằng việc sử dụng các dung dịch khoan có hàm lượng pha rắn thấp, có tỷ trọng thấp nhằm làm giảm các chi phí sửa chữa, bảo dưỡng giếng và tăng tuổi thọ giếng cũng như nâng cao hiệu quả khai thác.

Là hệ dung dịch khoan mới, dung dịch khoan vi bọt có thể điều chỉnh khối lượng riêng thấp, tái sử dụng và có chi phí thấp. Đây là hệ dung dịch khoan gốc nước, thông qua việc sử dụng các chất hoạt động bề mặt, hệ polymer tạo nhớt và các chất làm ổn định để tạo ra dung dịch với các hạt vi bọt có cấu trúc đặc biệt, có khả năng chịu được áp suất cao mà không bị phá vỡ [2].

Trên thế giới đã có nhiều nghiên cứu về ứng dụng dung dịch vi bọt làm dung dịch khoan cho các vỉa chứa có áp suất thấp [3 - 6]. Đặc biệt, việc ứng dụng dung dịch khoan vi bọt trong thực tế tại một số mỏ đã cho hiệu quả rất khả quan [7 - 9].

Trên cơ sở nghiên cứu thành phần và khả năng ứng dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước [10], nhóm tác giả tiếp tục nghiên cứu chế tạo và đánh giá khả năng sử dụng dung dịch khoan vi bọt cho các vỉa chứa có áp suất thấp tại Việt Nam.

## 2. Thực nghiệm

### *2.1. Nguyên liệu*

- Chất hoạt động bề mặt anion gồm: sodium lauryl ether sulfate (SLES), sodium dodecyl sulfate (SDS) và sodium sulfosuccinate (DSS).

- Chất hoạt động bề mặt nonion nonylphenol ethoxylate (NPE) với tên thương phẩm Tergitol (DOW Company), số lượng nhóm EO khác nhau là 4, 9 và 15.

- Polymer sinh học gốc tinh bột: xanthan gum, carboxymethyl cellulose (CMC) gồm 2 loại là CMC-HV và CMC-LV; và hydroxyethyl cellulose (HEC).

- Các hóa chất khác: chất ổn định pH ($Na_2CO_3$ và $NaHCO_3$), MgEDTA, chất ổn định nhiệt cho dung dịch khoan có tên thương mại PTS200 của MI-SWACO và tác nhân ổn định độ thải nước poly anionic cellulose.

### *2.2. Dụng cụ, thiết bị*

- Thiết bị nghiền siêu mịn IKA ULTRA - TURRAX J30 của IKA, có tốc độ khuấy tối đa 12.000 vòng/phút sử dụng để tạo bọt.

- Thiết bị đo độ nhớt Brookerfield để đánh giá độ nhớt của dung dịch polymer ở tốc độ trượt thấp, với tốc độ trượt thay đổi từ 0,1$s^{-1}$ đến 1$s^{-1}$ (Hình 1).

- Thiết bị chế tạo dung dịch khoan vi bọt gồm: Bình chứa thủy tinh (dung tích 2 lít), có gắn 2 vách ngăn (được làm từ thủy tinh hữu cơ) vào thành của bình chứa sao cho chúng nằm trên cùng 1 mặt phẳng và cách đều trục quay. Motor có thể quay với tốc độ tối đa 10.000 vòng/phút. Mô hình của thiết bị này được thể hiện trong Hình 2.

- Máy đo độ nhớt FANN 35SA với 6 tốc độ quay để xác định độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của dung dịch.

### *2.3. Thực nghiệm*

*2.3.1. Chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước*

Cho nước biển vào bình chứa thủy tinh (Hình 2), sau đó cho polymer, khuấy nhẹ với tốc độ 50 - 60 vòng/phút ở nhiệt độ phòng, trong khoảng 20 phút. Cho thêm chất duy trì độ ổn định nhiệt PTS200, khuấy nhẹ với tốc độ 50 - 60 vòng/phút trong khoảng 2 phút. Tiếp tục cho chất hoạt động bề mặt anion SLES, khuấy mạnh với tốc độ 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường trong khoảng 2 phút. Bổ sung chất hoạt động bề mặt nonion Tergitol NP9, khuấy mạnh với tốc độ 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường trong khoảng 2 phút. Tiếp tục cho poly anionic cellulose LV, khuấy đều với tốc độ 50 - 60 vòng/phút. Sau đó, bổ sung lần lượt các chất $Na_2CO_3$, $NaHCO_3$, MgEDTA vào dung dịch thu được ở trên, khuấy đều trong khoảng 2 phút với tốc độ khuấy 50 - 60 vòng/phút thu được dung dịch khoan vi bọt gốc nước.

*2.3.2. Đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi*

Mẫu lõi được sử dụng là mẫu đá móng của mỏ Bạch Hổ, được khoan dạng hình trụ (Hình 3). Trước khi thử nghiệm, mẫu lõi được xử lý sơ bộ để xác định độ thấm tuyệt đối (Kg), thể tích rỗng, độ rỗng và tỷ lệ (%) nước dư của mẫu lõi (Bảng 1). Sơ đồ và mô hình thiết bị thí nghiệm đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vi bọt gốc nước vào mẫu lõi được thể hiện ở Hình 4.

- Quy trình thực hiện:

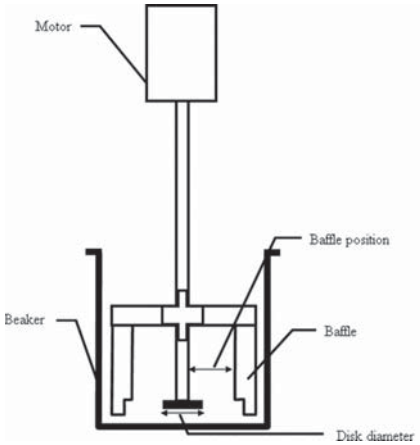
+ Lắp mẫu lõi vào bộ giữ mẫu và đưa mẫu vào thiết bị thí nghiệm;

+ Nâng nhiệt độ lên 120°C, áp suất vỉa $P_{via}$ = 100atm, bơm bão hòa dầu cho mẫu gấp 5 lần thể tích lỗ rỗng ($V_r$) theo chiều thuận;

+ Nâng áp suất ở đầu mẫu lõi cùng phía với dung dịch khoan và giữ giá trị áp suất này cố định trong một khoảng thời gian nhất định (20 phút). Các giá trị áp suất được thử nghiệm lần lượt là 105atm, 108atm và 110atm;

+ Ghi lại sự thay đổi thể tích của dung dịch khoan và thể tích

***Hình 1.*** *Máy đo độ nhớt Brookerfield*




***Hình 2.*** *Mô hình thiết bị chế tạo dung dịch khoan vi bọt*

*(a)* *(b)*

***Hình 3.*** *Hình ảnh mẫu lõi được sử dụng trong thí nghiệm: Mẫu lõi sử dụng với dung dịch khoan polymer - sét (a); Mẫu lõi sử dụng với dung dịch khoan vi bọt gốc nước(b)*

***Bảng 1.*** *Tính chất của các mẫu lõi*

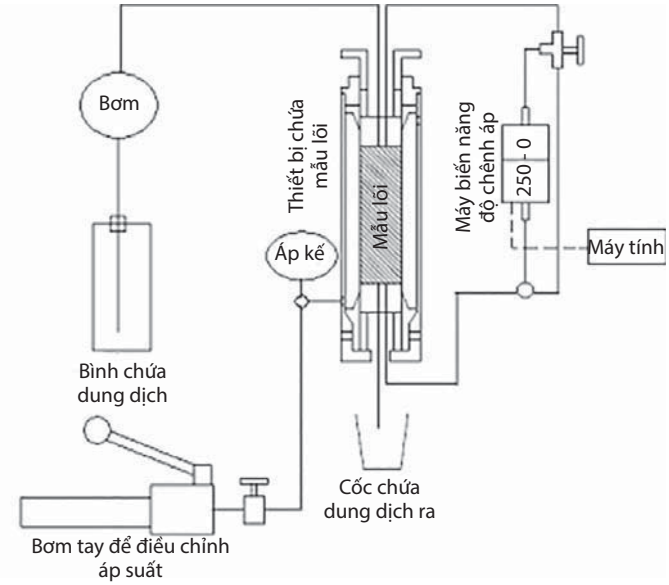
| Ký hiệu | Số hiệu mẫu | Độ sâu (m) | Độ thấm tuyệt đối (mD) | Thể tích lỗ rỗng ($cm^3$) | Độ rỗng (% thể tích) | Nước dư (%) | Chiều dài (cm) | Đường kính (cm) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| POLYMER-SÉT | BH-426.1-28T2 | 4.209,5 | 8.715 | 1,78 | 0,014 | 27 | 6,62 | 4,96 |
| CTAT-1.2 | BH-425.2-24A | 4.208,1 | 7.043 | 2,21 | 0,017 | 29 | 6,52 | 4,95 |
| CTAT-1.5 | BH-425.2-26A | 4.208,8 | 7.711 | 2,8 | 0,021 | 12 | 6,86 | 4,95 |
| CTAT-2.5 | BH-426.1-27T1 | 4.206,9 | 7.954 | 1,79 | 0,018 | 26,7 | 6,64 | 5,04 |

chất lỏng bị đẩy ra khỏi mẫu lõi; sau đó xác định tổng thể tích dung dịch khoan bị đẩy ra khỏi mẫu lõi sau khi kết thúc thí nghiệm.

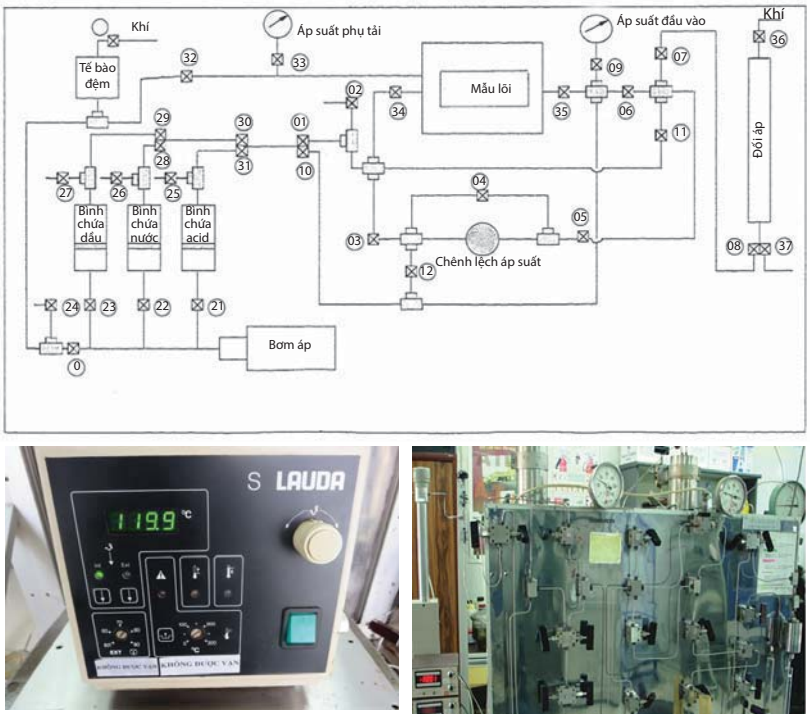
*2.3.3. Đánh giá khả năng chống mất dung dịch và khả năng phục hồi độ thấm sau khi bơm ép ngược trên mẫu lõi*

Mẫu lõi được sử dụng tương tự như mục 2.3.2. Sơ đồ và mô hình thiết bị thí nghiệm đánh giá sự thay đổi độ thấm của mẫu lõi được thể hiện ở Hình 5.

- Bão hòa mẫu lõi bằng dầu kerosene:




***Hình 4.*** *Mô hình thiết bị đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi [14]*




***Hình 5.*** *Mô hình và thiết bị đánh giá sự thay đổi độ thấm của mẫu lõi*

+ Lắp mẫu lõi vào bộ giữ mẫu và đưa mẫu vào thiết bị thí nghiệm.

+ Nâng nhiệt độ lên 120°C, áp suất vỉa $P_{via}$ = 100atm, bơm bão hòa dầu cho mẫu gấp 5 lần thể tích lỗ rỗng ($V_r$) theo chiều thuận. Quá trình làm bão hòa được thực hiện với tốc độ dòng bơm rất chậm, thường là khoảng 0,5 - 1ml/phút. Quá trình làm bão hòa này được thực hiện sao cho dung dịch được lấp đầy tất cả các khoảng không có trong mẫu lõi.

- Xác định độ thấm dầu K1 của mẫu lõi:

Độ thấm được tính bằng công thức Darcy:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e - r_w)} \qquad (1)$$

Trong đó:

k: Độ thấm tuyệt đối của môi trường mẫu lõi;

h: Độ dài của mẫu lõi;

μ: Độ nhớt động học của nước, nhận giá trị 0,00089Pa.s ở nhiệt độ 25°C;

$r_e$ và $P_e$: Bán kính và áp suất vòng ngoài;

$r_w$ và $P_w$: Bán kính và áp suất ở đáy giếng.

- Tạo chênh áp để dung dịch khoan đi qua mẫu lõi:

+ Tăng dần áp ở đầu chứa dung dịch khoan với lưu lượng dòng bơm không đổi để mô phỏng sự chênh áp giữa áp suất thủy tĩnh và áp suất địa tĩnh như trong vùng bị mất dung dịch trong giếng khoan.

+ Ghi lại độ chênh áp giữa 2 đầu mẫu lõi để đánh giá khả năng chống mất dung dịch của dung dịch khoan.

- Xác định độ thấm dầu của mẫu lõi sau khi bơm ép dầu ngược trở lại:

Sau khi dừng quá trình bơm dung dịch khoan vào mẫu lõi, dung dịch làm bão hòa ban đầu sẽ được bơm ngược trở lại vào mẫu lõi. Thí nghiệm này nhằm đánh giá

khả năng loại bỏ dung dịch khoan vi bọt ra khỏi mẫu lõi, qua đó đánh giá được mức độ phục hồi độ thấm của mẫu lõi. Xác định độ thấm K2 theo công thức Darcy (1).

- Xác định mức độ phục hồi độ thấm của mẫu:

Mức độ phục hồi độ thấm của mẫu được tính theo công thức:

$$H = K2/K1 \times 100\% \quad (2)$$

## 3. Kết quả và thảo luận

### *3.1. Lựa chọn các thành phần cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước*

*3.1.1. Lựa chọn chất hoạt động bề mặt tạo bọt*

Dung dịch chất hoạt động bề mặt anion được tạo bọt nhờ thiết bị nghiền siêu mịn IKA ULTRA - TURRAX. Khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion được đánh giá dựa theo tiêu chuẩn ASTM D1173-53 [11]. Kết quả đánh giá khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion với các nồng độ khác nhau được thể hiện ở Hình 6.

Hình 6 cho thấy khi nồng độ chất hoạt động bề mặt tăng thì khả năng tạo bọt tăng. Chiều cao bọt của 3 chất hoạt động bề mặt tăng đáng kể khi nồng độ chất hoạt động bề mặt = 0,5%. Khi nồng độ chất hoạt động bề mặt cao hơn 0,5%, chiều cao bọt vẫn tăng, song mức độ tăng không đáng kể. Như vậy, nồng độ thích hợp đối với các chất hoạt động bề mặt anion để có khả năng tạo bọt tốt nhất là 0,5%.

Khi so sánh khả năng tạo bọt của các chất hoạt động bề mặt anion, chất hoạt động bề mặt SLES khả năng tạo bọt tốt hơn so với 2 chất hoạt động bề mặt SDS và DSS. Như vậy, chất hoạt động bề mặt anion thích hợp để tạo bọt là SLES với nồng độ 0,5%.

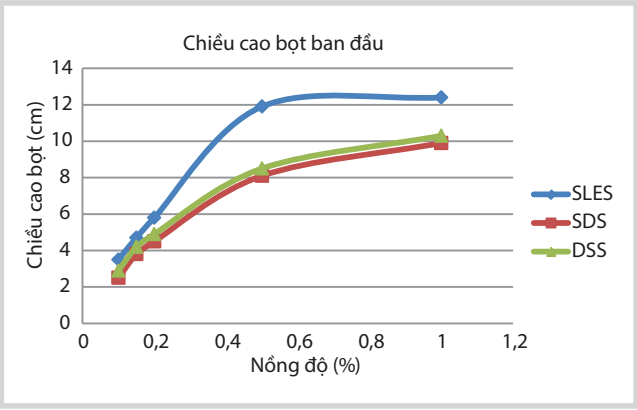
*3.1.2. Lựa chọn thành phần polymer bao ngoài*

Theo các kết quả nghiên cứu [2 - 6], polymer thích hợp để sử dụng làm lớp bao ngoài cho hạt vi bọt khi độ nhớt ở tốc độ trượt thấp (LSRV) của lớp nước do polymer đó tối thiểu là 40.000cP.

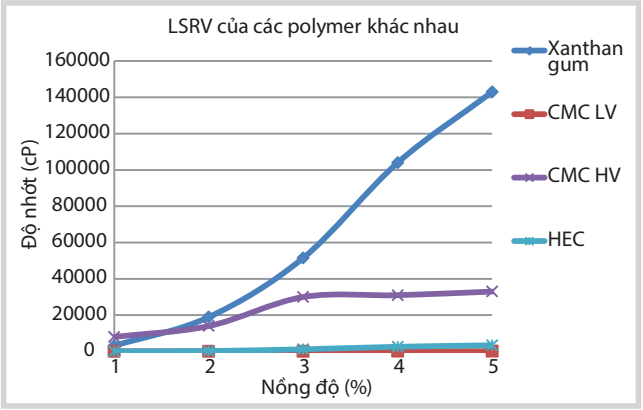
Các loại polymer khác nhau tạo ra các giá trị LSRV khác nhau ở cùng nồng độ (Hình 7). Trong đó, xanthan gum cho giá trị LSRV cao nhất trong số các polymer và có mức độ tăng LSRV cao nhất khi nồng độ polymer tăng. Ngoài ra, để sử dụng được cho dung dịch khoan vi bọt, giá trị LSRV của dung dịch polymer phải đạt giá trị tối thiểu 40.000cP để có thể giúp các hạt vi bọt bền vững. Tại giá trị nồng độ 3%, độ nhớt của dung dịch xanthan gum đạt 51.520cP. Do đó, xanthan gum với nồng độ ≥ 3% là polymer hoàn toàn phù hợp.

*3.1.3. Lựa chọn tác nhân duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer*

Độ nhớt của polymer bị giảm khi nhiệt độ môi trường tăng cao, nhất là khi sử dụng trong dung dịch khoan tại khu vực đá móng (nhiệt độ trung bình đạt khoảng 100 - 120°C). Vì vậy, việc duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer rất quan trọng.




***Hình 6.*** *Chiều cao bọt của các chất hoạt động bề mặt anion theo nồng độ [12]*




***Hình 7.*** *Giá trị LSRV của các polymer khác nhau ở cùng nồng độ [12]*

***Bảng 2.*** *LSRV của dung dịch polymer khi bổ sung chất duy trì độ nhớt [12]*

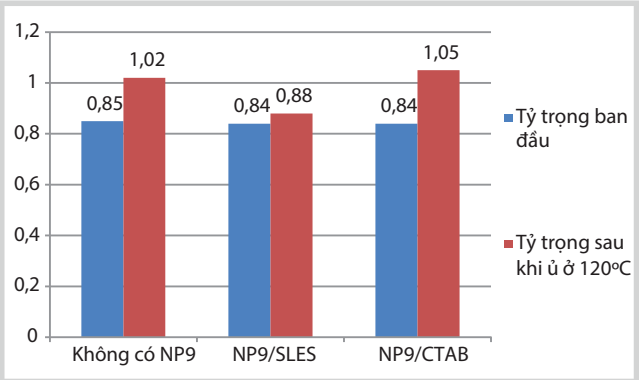
| Chất duy trì độ nhớt 1% | Độ nhớt ở tốc độ trượt thấp của dung dịch (mPa.s) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 25°C | | 80°C | | 100°C | | 120°C | |
| | Ban đầu | Sau 30 phút | Ban đầu | Sau 30 phút | Ban đầu | Sau 30 phút | Ban đầu | Sau 30 phút |
| Đối chứng | 51.520 | 51.516 | 1.121 | 684 | 2,5 | 1,1 | 1,3 | 0,4 |
| Monoethanolamine | 51.525 | 51.521 | 31.524 | 28.756 | 25.120 | 11.345 | 9.841 | 3.176 |
| PTS-200 | 51.532 | 52.531 | 49.871 | 48.762 | 45.267 | 43.138 | 42.176 | 39.813 |

Tác nhân được khảo sát để duy trì độ nhớt cho dung dịch polymer ở nhiệt độ cao là monoethanolamine và chất PTS-200 của MI-SWACO. Các tác nhân này có khả năng khử oxy tự do lẫn trong dung dịch, làm giảm khả năng bị oxy hóa của polymer trong dung dịch khi nhiệt độ tăng, nhờ đó duy trì được các tính chất của polymer. Kết quả xác định LSRV của các dung dịch được thể hiện như Bảng 2.

Kết quả cho thấy khi không có chất duy trì độ nhớt, độ nhớt của dung dịch polymer giảm rất nhanh khi nhiệt độ tăng, đặc biệt khi giữ ở nhiệt độ cao trong 30 phút. Khi bổ sung monoethanolamine, độ nhớt của dung dịch vẫn giảm, nhưng giảm rất chậm. Tuy nhiên, ở nhiệt độ 80°C, LSRV giảm xuống 31.524mPa.s, thấp hơn giá trị mong muốn là 40.000mPa.s và tiếp tục giảm mạnh khi nhiệt độ tăng.

Khi bổ sung PTS-200, độ nhớt của dung dịch polymer vẫn giảm, song thấp hơn nhiều so với khi không sử dụng tác nhân này. Tại nhiệt độ 120°C, LSRV vẫn đạt 42.176mPa.s, và sau khi lưu giữ ở 30 phút, độ nhớt của dung dịch giảm xuống xấp xỉ 39.813mPa.s.

Như vậy, nhóm tác giả lựa chọn tác nhân ổn định nhiệt cho polymer sử dụng để chế tạo hệ dung dịch khoan vi bọt là PTS-200 của MI-SWACO.




***Hình 8.*** *Tỷ trọng dung dịch sau khi bổ sung hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài [12]*

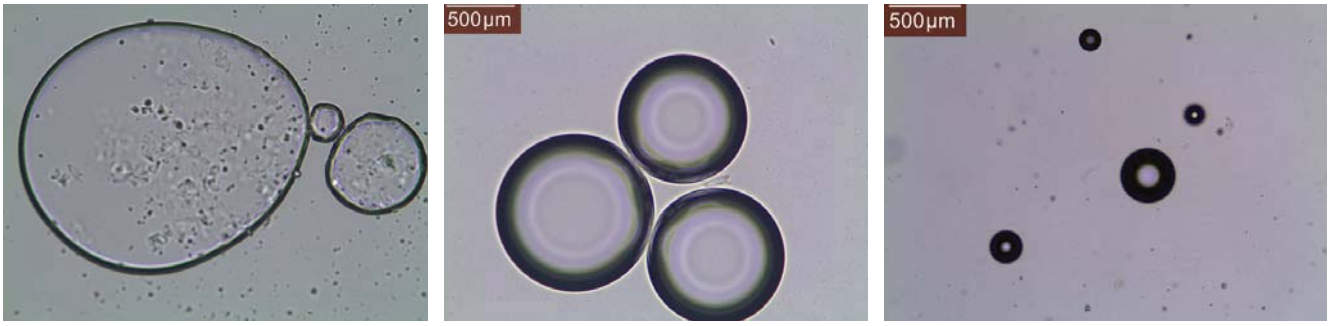
*3.1.4. Lựa chọn hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài cho hạt vi bọt*

Để hạt vi bọt được bền vững, cần phải có lớp hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài. Hai hệ chất hoạt động bề mặt được khảo sát để làm hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài cho các hạt vi bọt là: Hệ chất hoạt động bề mặt nonion/anion: NP9/SLES; hệ chất hoạt động bề mặt nonion/cation: NP9/CTAB.

Để đánh giá khả năng ổn định của hạt vi bọt, nhóm tác giả xác định tỷ trọng của dung dịch tại thời điểm vừa được chế tạo và sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút (Hình 8). Nếu tỷ trọng dung dịch không thay đổi chứng tỏ hạt vi bọt bền vững.

Kết quả thu được cho thấy tỷ trọng ban đầu sau khi bổ sung hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài đều đạt giá trị 0,84 - 0,85. Tuy nhiên, sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút, tỷ trọng của các dung dịch không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài và tỷ trọng của dung dịch sử dụng NP9/CTAB làm chất hoạt động bề mặt bao ngoài có tỷ trọng > 1. Điều này cho thấy các hạt vi bọt đã bị phá vỡ và không khí thoát ra khỏi dung dịch, dẫn đến tỷ trọng dung dịch tăng. Hệ vi bọt sử dụng hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài là NP9/SLES sau khi lưu giữ ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút thì tỷ trọng dung dịch có tăng, song mức độ tăng không đáng kể (từ 0,84 lên 0,88) và vẫn thấp hơn nhiều so với tỷ trọng của nước. Như vậy, các hạt vi bọt đã được làm bền vững tương đối tốt.

Cấu trúc của các hạt vi bọt được quan sát trên kính hiển vi điện tử và được thể hiện ở Hình 9. Khi không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài, cấu trúc của hạt vi bọt chỉ là cấu trúc đơn lớp với duy nhất 1 lớp màng bao quanh lõi khí bên trong. Hình dáng của hạt vi bọt không phải hình tròn, cho thấy sức căng bề mặt của hạt vi bọt không đạt giá trị ổn định.




*(a)* *(b)* *(c)*

***Hình 9.*** *Cấu trúc của hạt vi bọt: Khi không có hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài (a); Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES bao ngoài (b); Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/CTAB bao ngoài (c) [12]*

Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/CTAB bao ngoài: Do CTAB là chất hoạt động bề mặt mang điện tích dương (+), nên nó có tương tác với chất hoạt động bề mặt tạo bọt SLES - là chất hoạt động bề mặt tích điện âm (-) khiến cho kích thước của các hạt vi bọt bị thu nhỏ, đồng thời không thấy rõ được cấu trúc 3 lớp của hạt vi bọt.

Khi có hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES bao ngoài: Kích thước các hạt vi bọt tương đối đồng đều (đều là hình tròn), thấy rõ cấu trúc 3 lớp như nghiên cứu của Sebba [13] gồm: 1 lõi khí được bao quanh bởi 1 lớp chất hoạt động bề mặt; 1 lớp polymer tạo độ nhớt và 1 lớp hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài, vì vậy hạt vi bọt trở nên bền với nhiệt độ.

Như vậy, kết quả xác định tỷ trọng của dung dịch vi bọt cùng với ảnh chụp kính hiển vi điện tử cho thấy hệ chất hoạt động bề mặt thích hợp sử dụng làm chất bao ngoài cho hạt vi bọt là NP9/SLES với nồng độ 0,6%.

*3.1.5. Tối ưu hóa thành phần của dung dịch khoan vi bọt*

- Chọn miền khảo sát

Từ kết quả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến tỷ trọng của dung dịch khoan vi bọt, nhóm tác giả đã xây dựng điều kiện thí nghiệm (Bảng 3). Các thành phần cơ bản của dung dịch khoan gồm: SLES, polymer xanthan gum và hệ chất hoạt động bề mặt bao ngoài NP9/SLES.

- Chọn phương án quy hoạch trực giao cấp II (TYT $2^k$) thực nghiệm yếu tố toàn phần 2 mức, k yếu tố ảnh hưởng. Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + b_{13}x_1x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2$$

Trong đó:

$x_1$: Hàm lượng SLES;

$x_2$: Hàm lượng xanthan gum;

$x_3$: Hàm lượng NP9/SLES.

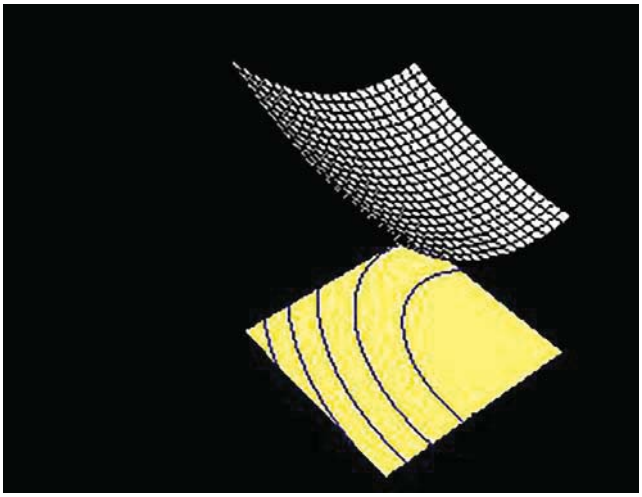
Phương trình hồi quy của tỷ trọng ban đầu và tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong khoảng 30 phút phụ thuộc vào thành phần cơ bản của dung dịch vi bọt thu được từ quá trình tối ưu hóa bằng phần mềm Design Expert như sau:

- Tỷ trọng của dung dịch khoan vi bọt gốc nước được tối ưu hóa với các điều kiện:

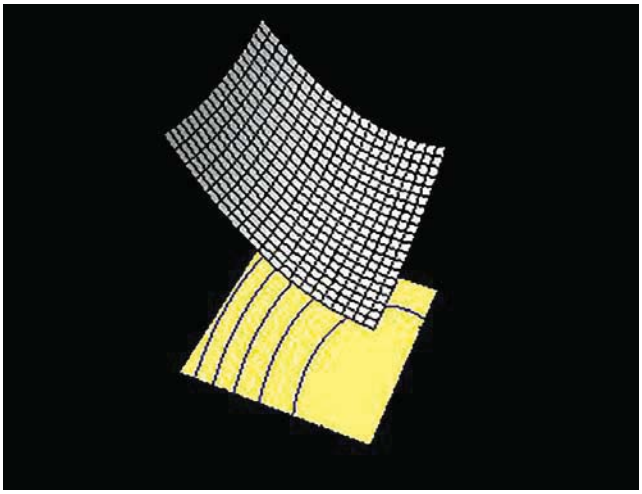
+ Tỷ trọng ban đầu thấp nhất (nằm trong khoảng 0,8 - 0,9);

***Bảng 3.*** *Tối ưu thành phần của dung dịch khoan vi bọt*

| Mức | Các yếu tố ảnh hưởng | | |
|---|---|---|---|
| | Hàm lượng SLES (%) | Hàm lượng xanthan gum (%) | Hàm lượng NP9/SLES (%) |
| Mức trên (+1) | 0,75 | 4 | 0,8 |
| Mức cơ sở (0) | 0,50 | 3 | 0,6 |
| Mức dưới (-1) | 0,25 | 2 | 0,4 |
| Khoảng biến thiên | 0,25 | 1 | 0,2 |



$Tỷ\ trọng\ ban\ đầu = 0,85086 - 0,04468x_1 + 0,0242x_2 - 0,003x_3 + 0,034156x_1^2 + 0,013834x_2^2 + 0,013834x_3^2 - 0,005x_1x_3 - 0,015x_2x_3$



$Tỷ\ trọng\ sau\ khi\ lưu = 0,89564 - 0,051591x_1 + 0,0081x_2 - 0,017937x_3 + 0,029851x_1^2 + 0,012916x_2^2 + 0,029851x_3^2 + 0,01x_1x_2 - 0,01x_1x_3 - 0,015x_2x_3$

***Hình 10.*** *Đồ thị và phương trình hồi quy cho tỷ trọng ban đầu và tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C*

+ Tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút không vượt quá 0,9.

Sử dụng phần mềm Design-Expert để thực hiện việc tối ưu hóa trên, tìm ra được các giá trị thành phần tối ưu:

$x_1$ = 0,63, tương ứng với hàm lượng SLES = 0,66%;

$x_2$ = -0,92, tương ứng với hàm lượng xanthan gum = 2,1%;

$x_3$ = -0,32, tương ứng với hàm lượng NP9/SLES = 0,54%.

Khi đó giá trị tỷ trọng ban đầu theo tính toán là 0,82 và giá trị tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút là 0,88.

Thực hiện thí nghiệm kiểm chứng với các giá trị hàm lượng như trên, sau đó tiến hành đánh giá tỷ trọng dung dịch ban đầu và tỷ trọng dung dịch sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút, kết quả thu được cho thấy:

- Tỷ trọng ban đầu: 0,83;
- Tỷ trọng sau khi lưu ở nhiệt độ 120°C trong 30 phút là 0,88.

Kết quả tối ưu hóa và mô phỏng khá tương đương với kết quả thí nghiệm thực tế. Dung dịch vi bọt thu được có các thành phần cơ bản như Bảng 4.

### *3.2. Đánh giá một số tính chất cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước*

Tính chất cơ bản của dung dịch khoan vi bọt gốc nước được thể hiện trong Bảng 5.

### *3.3. Đánh giá độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi trên mô hình vỉa*

Để đánh giá độ xâm nhập của dung dịch vào mẫu lõi trên mô hình vỉa, dung dịch khoan vi bọt gốc nước được so sánh với dung dịch khoan polymer - sét CMC-HV thường được sử dụng ở Liên doanh Việt - Nga.

Mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi trên thí nghiệm mô hình vỉa được thực hiện bằng thiết bị và quy trình được nêu ở mục 2.3.

*3.3.1. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 105atm*

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 105atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 11.

Tại áp suất 105atm và nhiệt độ 120°C, khi thời gian bơm ép tăng, thể tích chất lỏng chảy ra khỏi mẫu lõi tăng. Cả 4 mẫu dung dịch khoan đều có một giai đoạn mà tại đó thể tích dung dịch chảy qua mẫu lõi không thay đổi. Tuy nhiên, với dung dịch khoan polymer - sét, giai đoạn này rất ngắn (2 phút), sau đó thể tích dung dịch chảy qua mẫu

**Bảng 4.** *Thành phần tối ưu của dung dịch khoan vi bọt gốc nước*

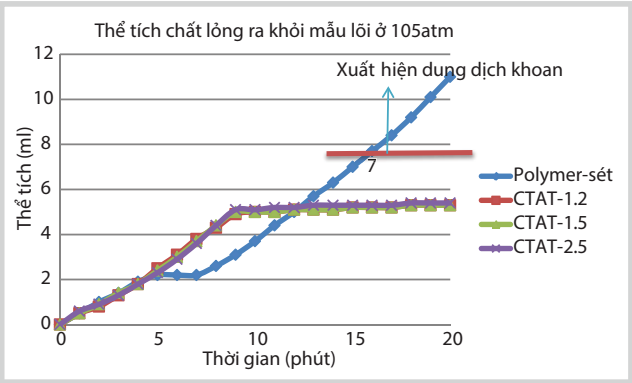
| TT | Thành phần | Vai trò | Hàm lượng |
|---|---|---|---|
| 1 | Chất hoạt động bề mặt SLES | Tạo bọt | 0,66% |
| 2 | Xanthan gum | Polymer tạo lớp vỏ nhớt | 2,1% |
| 3 | PTS-200 | Tác nhân duy trì độ nhớt | 0,5% |
| 4 | Tergitol NP9/SLES | Hệ chất hoạt động bề mặt làm lớp bao ngoài | 0,54% |
| 5 | Poly anionic cellulose | Giảm độ thải nước | 1% |
| 6 | $Na_2CO_3$/$NaHCO_3$ | Ổn định độ pH | 0,25% |
| 7 | NaEDTA | Ổn định độ cứng | 0,05% |
| 8 | Nước | Dung dịch nền | Còn lại |

**Bảng 5.** *Một số tính chất của dung dịch khoan vi bọt gốc nước tối ưu*

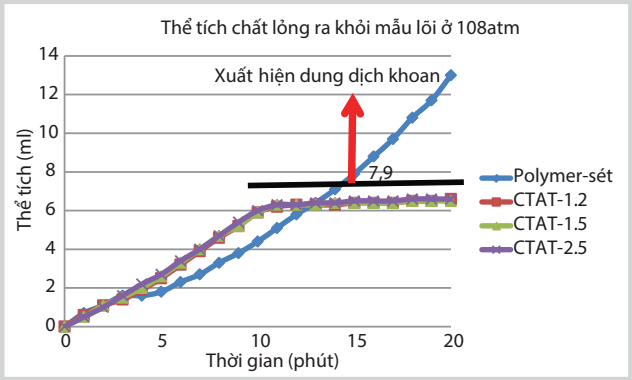
| TT | Tính chất | Đơn vị | Phương pháp | Thiết bị đo | Giá trị |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Tỷ trọng | - | API - RB - 13B | Cân tỷ trọng | 0,82 |
| 2 | Độ nhớt phễu | Giây | API - RB - 13B | Phễu Marsh | 61 |
| 3 | Độ nhớt dẻo PV | cP | API - RB - 13B | Máy đo độ nhớt Fann 350 | 12 |
| 4 | Ứng suất trượt động YP | lb/100ft² | API - RB - 13B | Máy đo độ nhớt Fann 350 | 34 |
| 5 | Độ thải nước thường | mL/30 phút | API - RB - 13B | Fann's Model 175CT HPHT Filter Press | 6,1 |
| 6 | Độ thải nước HTHP | mL/30 phút | API - RB - 13B | Fann's Model 175CT HPHT Filter Press | 9,5 |
| 7 | Độ pH | - | API - RB - 13B | Giấy quỳ | 9 - 9,5 |
| 8 | Hàm lượng bọt | % thể tích | API - RB - 13B | Thông qua tỷ trọng | 16 - 18 |
| 9 | Thời gian bảo quản | giờ | | Tỷ trọng dung dịch | 24 |
| 10 | Thời gian lưu ở nhiệt độ 120°C | phút | | Tỷ trọng dung dịch | 30 |

***Bảng 6.*** *Thành phần của dung dịch khoan polymer - sét*

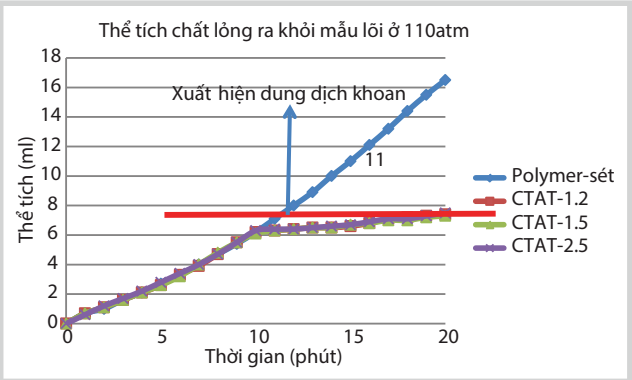
| Hóa phẩm | Chức năng chính | Hàm lượng (kg/m³) | |
|---|---|---|---|
| | | Nền nước ngọt | Nền nước biển (< 70%) |
| Sét | Tạo cấu trúc | 40 - 60 | 50 - 70 |
| Chất diệt khuẩn | Diệt khuẩn | 1 - 1,5 | 1 - 1,5 |
| CMC - HV hoặc CMC - LV | Giảm độ thải nước, tăng độ nhớt | 6 - 10 | 8 - 12 |
| NaOH | Điều chỉnh PH | 8 - 10 | 9 - 12 |
| $Na_2CO_3$ hoặc $NaHCO_3$ | Kết tủa ion $Ca^{2+}$ | 2 - 3 | 2 - 3 |
| | | 0,5 - 1 | 1 - 2 |
| Chất bôi trơn | Giảm moment | 10 - 15 | 15 - 20 |




***Hình 11.*** *Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 105atm, nhiệt độ 120°C [12]*




***Hình 12.*** *Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 108atm, nhiệt độ 120°C [12]*




***Hình 13.*** *Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi ở 110atm và nhiệt độ 120°C [12]*

lõi tăng khi tiếp tục bơm. Tại phút thứ 15 (thể tích chất lỏng đạt 7ml), bắt đầu xuất hiện dung dịch khoan thoát ra khỏi dung dịch. Với các dung dịch khoan vi bọt, khi thể tích dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi là khoảng 5,4ml thì giá trị này gần như không tăng, tức là dung dịch không bị xâm nhập thêm vào mẫu lõi (để đẩy dầu ra khỏi mẫu lõi) và kết thúc thí nghiệm cũng không xuất hiện dung dịch khoan ở đầu bên kia của mẫu lõi.

*3.3.2. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 108atm*

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 108atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 12.

Kết quả thu được tại áp suất 108atm và 120°C cũng tương tự như với áp suất 105atm, tức là khi thời gian bơm ép tăng, thể tích chất lỏng chảy ra khỏi mẫu lõi tăng. Tuy nhiên, với dung dịch khoan polymer - sét, khi thời gian tăng, thể tích dung dịch chảy qua mẫu lõi tăng khi tiếp tục bơm. Đồng thời, tại phút thứ 15 (thể tích chất lỏng đạt 7ml), bắt đầu xuất hiện dung dịch khoan thoát ra khỏi dung dịch. Với các dung dịch khoan vi bọt, khi thể tích dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi là khoảng 6ml thì giá trị này gần như không tăng, tức là dung dịch không bị xâm nhập thêm vào mẫu lõi (để đẩy dầu ra khỏi mẫu lõi), đồng thời kết thúc thí nghiệm cũng không xuất hiện dung dịch khoan ở đầu bên kia của mẫu lõi.

Như vậy, tại độ chênh áp 8% thì dung dịch khoan vi bọt vẫn không bị xâm nhập vào trong mẫu lõi nhiều giống như dung dịch khoan polymer - sét.

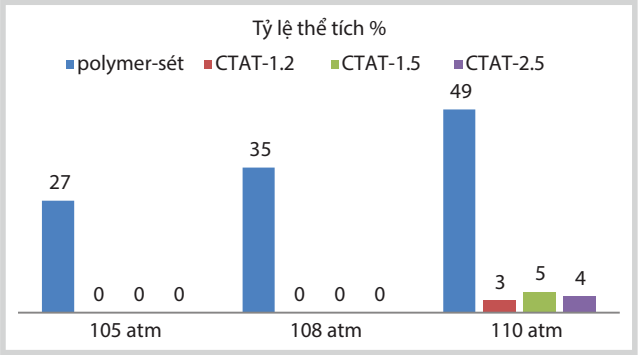
*3.3.3. Độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 110atm*

Kết quả đánh giá mức độ xâm nhập của dung dịch khoan vào mẫu lõi ở áp suất 110atm và nhiệt độ 120°C được thể hiện ở Hình 13.

Tại giá trị áp suất 110atm (tức là độ chênh áp 10%), thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi khi sử dụng dung dịch khoan polymer - sét tăng theo thời gian và không có giai đoạn mà không thấy xuất hiện chất lỏng thoát ra.

Tại phút thứ 11, khi tổng thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi cao hơn 7ml bắt đầu có dung dịch khoan chảy ra và thể tích dung dịch khoan chảy ra tăng theo thời gian. Điều này cho thấy tại độ chênh áp 10%, dung dịch khoan polymer - sét hoàn toàn bị xâm nhập vào trong mẫu lõi.

Đối với các dung dịch khoan vi bọt, khi thời gian bơm tăng, thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi cũng tăng, cho thấy tại thời điểm ban đầu, dung dịch khoan vi bọt cũng bị xâm nhập vào mẫu lõi. Khi thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi khoảng 7ml (tức là hết phần dầu tự do có trong mẫu lõi) thì chất lỏng thoát ra gần như không thay đổi, mặc dù có một phần dung dịch khoan vi bọt thoát ra. Điều này cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng tạo một lớp ngăn cách trong các khe nứt của mẫu lõi, ngăn cản sự xâm nhập của dung dịch vào trong mẫu lõi, khiến cho thể tích chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi gần như không thay đổi. Mặc dù có một lượng nhỏ dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi, nhưng thể tích chất lỏng gần như không thay đổi, cho thấy khả năng bít nhét của dung dịch khoan đối với các khe rỗng và khe nứt nẻ của mẫu lõi.




***Hình 14.*** *Tỷ lệ thể tích giữa dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi và dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi [12]*

*3.3.4. Thể tích dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi*

Sau khi kết thúc thí nghiệm, chất lỏng thoát ra khỏi mẫu lõi được để lắng trong vòng 30 phút, sau đó xác định thể tích của dầu kerosene và dung dịch có trong đó. Tỷ lệ thể tích giữa dung dịch thoát ra khỏi mẫu lõi so với dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi trong quá trình thí nghiệm được thể hiện trong Hình 14.

Khi áp suất bơm tăng, tỷ lệ thể tích của dung dịch khoan thoát ra khỏi mẫu lõi so với dung dịch khoan được bơm vào mẫu lõi tăng dần. Tại các áp suất 105atm và 108atm, trong khi tỷ lệ thể tích của phần dung dịch khoan polymer - sét thoát ra khỏi mẫu lõi tăng từ 27 - 35%, các dung dịch khoan vi bọt đều không thấy xuất hiện dung dịch khoan ở đầu kia của mẫu lõi. Khi áp suất bơm tăng lên 110atm, gần một nửa lượng dung dịch khoan polymer - sét bị đẩy ra khỏi mẫu lõi, trong khi chỉ có khoảng 4% dung dịch khoan vi bọt bị đẩy ra ngoài. Hình ảnh của các mẫu dung dịch khoan sau khi bị đẩy ra khỏi mẫu lõi ở nhiệt độ 120°C, áp suất 110atm và được để lắng (Hình 15).

Hình 15b và c cho thấy các hạt vi bọt với kích thước rất nhỏ vẫn còn tồn tại trong mẫu dung dịch khoan, chứng tỏ các hạt vi bọt có khả năng chịu được nhiệt độ 120°C và áp suất 110atm mà không bị phá vỡ. Do đó khi xâm nhập vào trong các khe nứt nẻ của mẫu lõi, các hạt vi bọt có khả năng bít nhét các khe nứt này, ngăn chặn dung dịch tiếp tục đi vào sâu trong vỉa. Khả năng xâm nhập vào mẫu lõi của dung dịch khoan vi bọt thấp hơn so với dung dịch khoan polymer - sét và tại áp suất thấp dưới 110atm, các hạt vi bọt còn tạo được lớp ngăn cản sự xâm nhập này vào trong vỉa.

*(a)* *(b)* *(c)*

***Hình 15.*** *Các mẫu dung dịch khoan sau khi bị đẩy ra khỏi mẫu lõi ở điều kiện nhiệt độ 120°C: Dung dịch sét - polymer (a); Dung dịch vi bọt gốc nước (b, c) [12]*

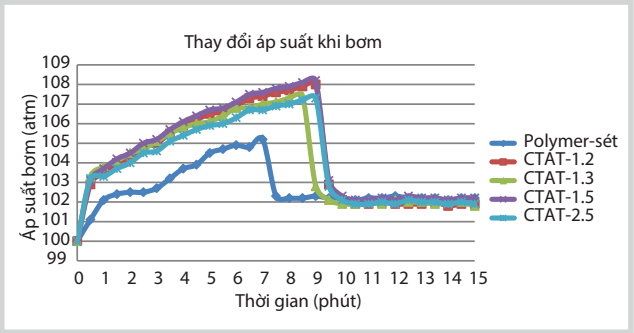
### *3.4. Đánh giá khả năng chống mất tuần hoàn của dung dịch vi bọt*

Thí nghiệm đánh giá khả năng chống mất tuần hoàn của dung dịch vi bọt thông qua thử nghiệm trên mô hình vỉa được thực hiện như mục 2.3.

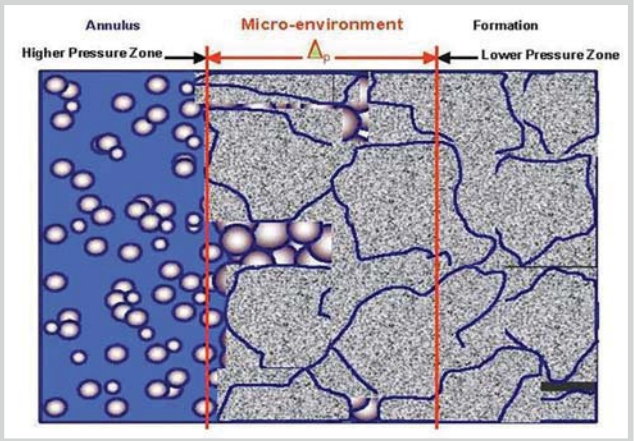
*3.4.1. Thay đổi áp suất bơm theo thời gian*

Kết quả đánh giá sự thay đổi áp suất bơm theo thời gian của các mẫu dung dịch được thể hiện trong Hình 16.

Theo thời gian bơm, áp suất bơm của các mẫu dung dịch khoan đều tăng đến một giá trị nhất định rồi giảm đột ngột và ổn định ở giá trị bơm khoảng 102atm. Việc áp suất bơm của các dung dịch khoan qua mẫu lõi đạt giá trị cực đại do xuất hiện "điểm nút" trong các khe nứt của mẫu lõi, ngăn cản sự di chuyển của dung dịch khoan qua các khe nứt này. Theo thời gian bơm, khi "điểm nút" này được loại bỏ, các khe nứt sẽ được thông thoáng, dung dịch sẽ dễ dàng chảy qua các khe nứt của mẫu lõi, nhờ đó áp suất bơm giảm đột ngột.




***Hình 16.*** *Thay đổi áp suất theo thời gian khi bơm các mẫu dung dịch khoan qua mẫu lõi [12]*




***Hình 17.*** *Cơ chế ngăn chặn sự xâm nhập của dung dịch vào các khe nứt của hạt vi bọt*

Áp suất bơm của mẫu dung dịch khoan polymer - sét đạt cực đại tại 105atm sau 7 phút. Áp suất bơm của các mẫu dung dịch khoan vi bọt đạt cực đại tại 108atm sau 9 phút. Điều này cho thấy khả năng chịu áp của "điểm nút" được tạo bởi các dung dịch khoan vi bọt tốt hơn so với "điểm nút" được tạo bởi dung dịch khoan polymer - sét. Thời gian đạt áp suất bơm cực đại của mẫu dung dịch khoan vi bọt cũng lâu hơn so với mẫu dung dịch khoan polymer - sét. Điều này được giải thích do:

- Khi bơm dung dịch khoan polymer - sét vào mẫu lõi, các hạt sét nhỏ sẽ chiếm chỗ của các khe nứt và tích tụ lại đó tạo ra một màng chắn mỏng bằng sét. Theo thời gian, áp suất bơm sẽ tăng dần. Do độ bền của màng sét này không tốt, sau khoảng 5 phút màng sét sẽ bị phá vỡ, dung dịch tiếp tục xâm nhập vào mẫu lõi (áp suất bơm giảm).

- Đối với các mẫu dung dịch khoan vi bọt, sự xuất hiện của "điểm nút" cho thấy các hạt vi bọt không bị phá vỡ bởi áp suất. Dưới tác dụng của áp suất, các hạt vi bọt bị co lại, dễ dàng xâm nhập vào các khe nứt của mẫu lõi. Khi đã vào trong mẫu lõi, áp suất giảm khiến các hạt vi bọt giãn nở, chiếm các khoảng không gian trong mẫu lõi, tạo nên một lớp ngăn cách, không cho dung dịch tiếp tục xâm nhập vào mẫu lõi (Hình 17) [10].

Áp suất bơm cực đại của dung dịch khoan vi bọt đạt 108atm sau 9 phút, cao và lâu hơn so với áp suất bơm cực đại của dung dịch khoan polymer - sét. Sau thời gian này, áp suất giảm xuống rất nhanh, chứng tỏ "điểm nút" đã bị loại bỏ. Ảnh chụp mẫu dung dịch khoan vi bọt sau khi ra khỏi mẫu lõi cho thấy các hạt vi bọt tồn tại. Nhờ đó các hạt bọt không bị phá vỡ, mà theo thời gian bơm, "điểm nút" này tiếp tục bị đẩy về đầu còn lại của mẫu lõi. Do kích thước của mẫu lõi có hạn nên "điểm nút" này bị đẩy ra khỏi mẫu lõi, khiến cho áp suất bơm giảm xuống.

Các kết quả trên cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn sự mất dung dịch do dung dịch

***Bảng 7.*** *Độ thấm của mẫu lõi ban đầu và sau khi bơm ép ngược*

| Mẫu | Độ thấm ban đầu (K1) (mD) | Độ thấm sau bơm ép (K2) (mD) | Mức độ phục hồi độ thấm (%) |
|---|---|---|---|
| Polymer - sét | 193 | 98 | 50,78 |
| Vi bọt 1 | 175 | 158 | 90,24 |
| Vi bọt 2 | 266 | 243 | 91,48 |
| Vi bọt 3 | 154 | 148 | 96,17 |
| Vi bọt 4 | 209 | 187 | 89,62 |

khoan xâm nhập vào mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch khoan sét - polymer.

*3.4.2. Mức độ phục hồi độ thấm khi bơm các dung dịch khoan*

Nhóm tác giả đánh giá sự tổn hại đến vỉa chứa do sự xâm nhập của dung dịch aphron ở các tốc độ bơm khác nhau. Mức độ bị tổn hại của vỉa chứa được tính từ sự thay đổi độ thấm so với độ thấm ban đầu. Kết quả đánh giá độ thấm (ban đầu và sau khi bơm ép ngược) được thể hiện ở Bảng 7.

Độ thấm của dung dịch khoan polymer - sét gần như bị giảm một nửa sau khi bơm ép ngược trở lại do trong thành phần có các hạt sét mịn. Khi dung dịch xâm nhập vào trong các khe nứt của mẫu lõi, các hạt sét bị lắng đọng và tích tụ trên các khe nứt này. Sau khi được bơm ép ngược trở lại, các hạt sét này sẽ bị lắng đọng trong các khe nứt. Do đó, khoảng không gian trống trong mẫu lõi sẽ bị giảm xuống, khiến cho độ thấm của dung dịch bị giảm rõ rệt.

Trong khi đó, mức độ phục hồi độ thấm của các dung dịch khoan vi bọt sau khi bơm ép ngược trở lại đạt tới 90% độ thấm ban đầu (tức là độ thấm của mẫu gần như không thay đổi sau khi bơm ép ngược trở lại). Hiện tượng này do các hạt vi bọt có tỷ trọng thấp và dễ dàng di chuyển ngược trở lại vùng có áp suất thấp, hoặc bị vỡ ra khi di chuyển. Sau khi được bơm ép vào vỉa, kích thước của các hạt vi bọt tăng lên để tạo ra lớp ngăn cách chống sự mất dung dịch vào trong các vỉa chứa. Khi gọi dòng, áp suất thủy tĩnh sẽ thấp hơn áp suất vỉa, các hạt vi bọt (bản chất là các bong bóng khí) sẽ dễ dàng di chuyển ngược trở lại và không bị lắng đọng lại trong các khe nứt. Nhờ đó, không gian giữa các khe nứt sẽ không bị giảm nhiều so với ban đầu, tức là độ thấm của dung dịch không thay đổi so với ban đầu. Thậm chí có mẫu độ thấm của dung dịch sau khi bơm ép ngược trở lại đạt tới 96% so với độ thấm ban đầu.

***3.5. Nhận xét***

Khi bơm dung dịch khoan polymer - sét (tương tự dung dịch đang sử dụng ở Vietsovpetro) vào mẫu lõi, với áp suất bơm vượt quá giá trị 105atm thì áp suất bơm giảm đột ngột và lượng dung dịch khoan chảy ra ở đầu kia của mẫu lõi tăng đột biến, tức là dung dịch bị mất vào vỉa rất nhiều. Khi bơm dung dịch khoan vi bọt gốc nước vào mẫu lõi, áp suất bơm tăng dần đến giá trị 110atm và không thấy xuất hiện dung dịch chảy ra ở đầu kia của mẫu lõi. Điều này cho thấy các hạt dung dịch khoan vi bọt đã bít nhét các lỗ rỗng, ngăn chặn hiện tượng mất dung dịch trong vỉa chứa.

Độ thấm phục hồi sau khi bơm ép dung dịch khoan vi bọt cũng đạt 90% so với độ phục hồi ban đầu, chứng tỏ độ thấm bị thay đổi đáng kể khi bơm ép dung dịch khoan vi bọt.

Vì vậy, có thể kết luận rằng dung dịch khoan vi bọt có khả năng bít nhét các lỗ rỗng trong vỉa chứa nhờ các hạt vi bọt, từ đó hạn chế hiện tượng mất dung dịch khoan vào vỉa chứa.

**4. Kết luận**

Nhóm tác giả đã chế tạo được dung dịch khoan vi bọt gốc nước với thành phần chính gồm: chất hoạt động bề mặt anion SLES tạo bọt; polymer xanthan gum tạo nhớt cho lớp nước bao quanh và hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES có tác dụng làm bền hạt vi bọt và đã tối ưu hóa được thành phần của hệ dung dịch này. Các thử nghiệm với mẫu lõi của mỏ Bạch Hổ ở điều kiện nhiệt độ 120°C cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn dung dịch xâm nhập vào trong mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch polymer - sét. Ngoài ra, độ thấm sau khi phục hồi của mẫu lõi cũng đạt 90% so với độ thấm ban đầu, cho thấy hệ dung dịch vi bọt hoàn toàn không gây ảnh hưởng đến vỉa chứa và có thể dễ dàng bị loại bỏ khi gọi dòng.

**Tài liệu tham khảo**

1. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Giáo trình dung dịch khoan và sửa giếng*. 2009.

2. Tom Brookey. *"Micro-bubbles": New aphron drill-in fluid technique reduces formation damage in Horizontal wells*. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana. 18 - 19 February, 1998.

3. Catalin D.Ivan, Frederick B.Growcock, James E.Friedheim. *Chemical and physical characterization of aphron-based drilling fluids*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. 29 September - 2 October, 2002.

4. Frederick B.Growcock, Arkadiy Belkin, Miranda Fosdick, Maribella Irving, Bob O'Connor, Tom Brookey. *Recent advances in aphron drilling-fluid technology*. SPE Drilling and Completion. 2007; 22(2): p. 74 - 80.

5. Frederick B.Growcock, Asif M.Khan, Gerard A.Simon. *Application of water-based and oil-based aphrons in drilling fluid*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 5 - 7 February, 2003.

6. Fred Growcock. *Enhanced wellbore stabilization and reservoir productivity with aphron drilling fluid technology*.

Final Report, DPE Award Number DE-FC26-03NT42000. October, 2005.

7. Francisco Ramirez, Roberto Graves, Julio Montilva. *Experience using microbubbles - aphron drilling fluid in Mature reservoirs of Lake Maracaibo.* SPE-73710-MS. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana. 20 - 21 February, 2002.

8. D.Kinchen, M.A.Peavy, T.Brookey, P.Rhodes. *Case history: Drilling techniques used in successful redevelopment of low pressure $H_2S$ carbonate formation*. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. 27 February - 1 March, 2001.

9. Michel Gregoire, Nick Hilbig, Mark Stansbury, Saleh Al-Yemeni, Fred Growcock. *Drilling fractured granite in Yemen with solids-free aphron fluid*. IADC World Drilling, Rome, Italy. 9 - 10 June, 2005.

10. Nguyen Tuan Anh, Ta Quang Minh, Vu An, Phan Trong Hieu, Hoang Mai Chi, Tran Thanh Phuong, Nguyen Thi Thu Hien, Vu Thiet Thach. *Microbubble drilling fluid (Aphron): New technology for drilling in depleted reservoirs.* Petrovietnam Journal. 2014; 6: p. 24 - 27.

11. ASTM International. *Standard test method for foaming properties of surface-active agents.* ASTM D1173-53. 2001.

12. Nguyễn Tuấn Anh và nnk. *Nghiên cứu chế tạo dung dịch khoan vi bọt gốc nước sử dụng cho các vỉa chứa có áp suất thấp*. Đề tài nghiên cứu cấp Nhà nước thuộc Đề án "Đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025". Viện Dầu khí Việt Nam. 2015.

13. Sebba, F.. *Foams and Bilquid Foams - Aphrons*, John Wiley and Sons, Toronto. 1987.

14. M.I.Al-Mossawy, Birol Demiral. *Duration of the transient pressure of liquid core flooding.* Journal of Geophysics and Engineering. 2012; 9 (1): p. 75 - 82.

# Preparation of micro-bubble (Aphron) drilling fluid used in low pressure reservoirs

**Nguyen Tuan Anh, Ta Quang Minh**
**Nguyen Thi Thu Hien**
*Vietnam Petroleum Institute*
*Email: anhnt01@vpi.pvn.vn*

**Summary**

***The paper presents the process of preparing micro-bubble (Aphron) drilling fluid, which mainly comprises an anionic surfactant (SLES), a xanthan gum polymer and a two-component surfactant system of NP9/SLES. The proportions of these components were also optimised. Core-flood testing with Bach Ho's core samples at 120°C showed that this drilling fluid could prevent fluid from penetrating into the core better than the polymer-clay drilling fluid currently used at Vietsovpetro. Moreover, the return permeability of these core samples was nearly 90% of the original ones, which demonstrates that Aphron drilling fluid could be easily removed from the reservoir, hence reducing formation damage.***

***Key words:*** *Drilling fluid, micro-bubble, Aphron, low pressure reservoirs.*

# ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐỊA HÓA ĐỂ GIẢM THIỂU CHI PHÍ PHÂN CHIA TỶ PHẦN KHAI THÁC ĐỐI VỚI CÁC GIẾNG KHAI THÁC ĐA TẦNG

**ThS. Kiều Anh Trung[1], ThS. Hà Thu Hương[1]**
**ThS. Nguyễn Minh Quý[1], ThS. Hoàng Long[1]**
**ThS. Lê Thị Thu Hường[1], ThS. Trần Văn Lâm[2]**
*[1]Viện Dầu khí Việt Nam*
*[2]Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC)*
*E-mail: trungka.epc@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Bài báo giới thiệu phương pháp sử dụng các dấu vân sắc ký để phân chia tỷ phần khai thác đối với các giếng khai thác đa tầng. Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thu thập và phân tích sắc ký khí các mẫu dầu thu được tại một số bể trầm tích của Việt Nam, để xác định dấu vân sắc ký và định lượng tỷ phần khai thác. Kết quả tính toán định lượng được thực hiện trên phần mềm Geochemical Allocation dựa trên các dữ liệu sắc ký khí thu được, phù hợp với kết quả đo đạc hiện trường (MPLT). Phương pháp này giúp giảm thiểu chi phí, nâng cao hiệu quả vận hành và quản lý mỏ.***

***Từ khóa:*** *Phân chia sản phẩm, sắc ký khí, dấu vân sắc ký.*

## 1. Giới thiệu

Việc thu gom dòng dầu đa pha từ nhiều giếng khai thác vào một hệ thống bình tách, hay sử dụng chung một hệ thống đường ống vận chuyển cho dòng dầu khai thác từ nhiều mỏ giúp giảm thiểu chi phí, nâng cao hiệu quả khai thác và quản lý mỏ. Dòng dầu từ các giếng khác nhau có đặc tính hóa lý khác nhau sẽ được trộn lẫn trong một dòng dầu thu gom chung có đặc tính hóa lý ở mức độ trung gian. Các dòng dầu riêng biệt thường được kiểm soát bằng các thiết bị đo đạc riêng trước khi trộn lẫn. Tuy nhiên, có trường hợp việc đo đạc khó được thực hiện như: việc đo lưu lượng các vỉa riêng biệt trong giếng khai thác đồng thời chỉ thực hiện được khi tiến hành khảo sát giếng; các dòng dầu có sự khác biệt lớn về tính chất (ví dụ độ API) dẫn đến thay đổi tổng thể tích; cần tính toán phân chia lưu lượng dòng sản phẩm khai thác riêng biệt bằng các phương pháp độc lập để kiểm tra so sánh hoặc bổ sung số liệu để việc phân chia lưu lượng dựa trên hệ thống đo đếm lắp đặt sẵn chính xác hơn.

Phương pháp phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa được áp dụng cho các dòng dầu của giếng khai thác đa tầng hoặc của các đường ống kết nối nhiều mỏ khác nhau. Đây là phương pháp đã được nghiên cứu trong khoảng hơn 10 năm trở lại đây và đã được áp dụng tại một số mỏ trên thế giới [1, 2]. Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã triển khai nghiên cứu và áp dụng thành công phương pháp này. Nguyên tắc chung của phương pháp này sử dụng các cặp cấu tử đặc trưng để định lượng tỷ phần đóng góp của các dòng dầu riêng biệt vào dòng dầu thu gom chung. Các cặp cấu tử đặc trưng là dấu vân tự nhiên để phân biệt từng loại dầu, xác định chính xác tỷ phần phối trộn của dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn [3].

## 2. Cơ sở lý thuyết

Cơ sở kỹ thuật của phương pháp này dựa trên giả thuyết đã được khẳng định tin cậy là: dầu thô khai thác từ các đối tượng riêng biệt thường có một nhóm thành phần cấu tử đặc trưng mà hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng riêng của chúng trong từng đối tượng riêng biệt vẫn được bảo toàn trong mẫu dầu trộn lẫn [4]. Hàm lượng (hoặc tỷ lệ hàm lượng) của các cấu tử đặc trưng sẽ được xác định cho: i) các mẫu dầu thô lấy từ các đối tượng vỉa/giếng riêng biệt hoặc mẫu dầu chiết tách từ mẫu đá chứa của vỉa khai thác và ii) các mẫu dầu thô lấy từ đầu ra của hệ thống khai thác thu gom chung; từ các số liệu về hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng các cấu tử đặc trưng này có thể tính toán xác định được phần trăm của mỗi đối tượng dầu riêng biệt trong thành phần dầu trộn lẫn thông qua việc giải hệ phương trình phối trộn tuyến tính.

Các đối tượng dầu được nhận dạng và phân biệt thông qua một tập hợp các đặc tính hóa lý nhất định được gọi là dấu vân dầu. Tùy theo mục đích ứng dụng mà đặc điểm dấu vân dầu có thể được xác định bằng phương pháp: phân tích sắc ký xác định thành phần hydrocarbon; khối phổ xác định phân tử vết sinh học

(biomarker); quang phổ hấp phụ (hồng ngoại, tử ngoại - khả kiến...); thành phần vi nguyên tố và thành phần đồng vị. Khi sử dụng kết quả phân tích này có thể cho khả năng nhận dạng rất cao, ví dụ có thể xác định được loại dầu thô ban đầu qua phân tích xăng thành phẩm từ nhà máy lọc dầu; nguồn gốc dầu tràn từ phân tích thành phần các hạt dầu tích tụ đã bị phong hóa biến đổi qua thời gian hàng chục năm.

Phương pháp nhận dạng và phân biệt các đối tượng dầu được sử dụng nhiều nhất là xác định dấu vân qua phân tích sắc ký GC-FID mẫu dầu toàn phần, gọi là dấu vân sắc ký dầu (GC oil fingerprint). Phương pháp này sử dụng một vài chục đỉnh (peak) sắc ký đặc trưng trên giản đồ sắc ký để tính tỷ lệ chiều cao hoặc diện tích và sử dụng các tỷ lệ này để nhận dạng đối tượng dầu. Cường độ hay diện tích của một đỉnh trên giản đồ sắc ký là biểu hiện tương ứng cho hàm lượng của một cấu tử hydrocarbon nhất định trong thành phần dầu. Do số lượng lớn đến gần 1.000 đỉnh sắc ký trên một giản đồ phân tích GC-FID mẫu dầu toàn phần (tương ứng là gần 1.000 hợp chất hydrocarbon trong thành phần dầu), các đỉnh sắc ký đặc trưng thường được chọn theo kinh nghiệm hơn là bản chất hóa học của hợp chất hydrocarbon tương ứng với các đỉnh sắc ký đó nên có khá nhiều bộ dấu vân GC-FID khác nhau do các cơ sở phân tích dầu khác nhau thực hiện.

Có thể xác định nhóm thành phần cấu tử hydrocarbon đặc trưng cho từng đối tượng dầu riêng biệt do có nhiều yếu tố và quá trình biến đổi địa hóa có thể dẫn đến sự phân dị thành phần hydrocarbon. Đặc trưng thành phần hydrocarbon của một đối tượng dầu có thể do nguồn gốc đá mẹ, quá trình thành dầu, di chuyển, tích tụ và các quá trình biến đổi sau tích tụ, thậm chí ngay cả lịch sử khai thác cũng có thể tạo ra khác biệt trong thành phần dầu [5].

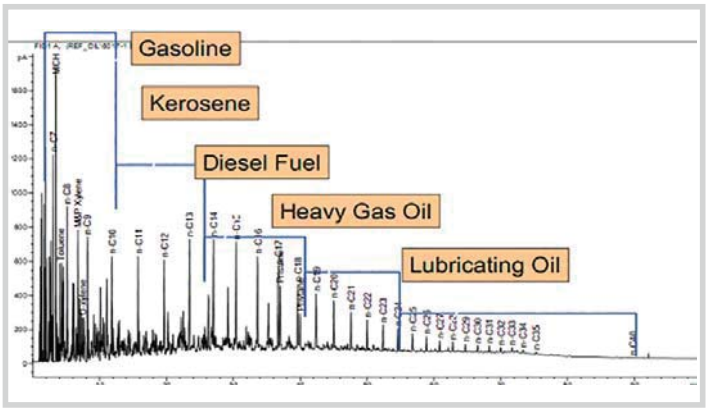
- Nguồn gốc đá mẹ sinh dầu: Với nguồn đá mẹ sinh dầu khác nhau sẽ dẫn đến điều kiện, thời gian hình thành, chu trình di chuyển và tích tụ dầu khác nhau, do đó thành phần dầu trong các vỉa chứa khác nhau…

- Thời gian sinh dầu và chu trình di chuyển tích tụ khác nhau dẫn đến sự khác biệt thành phần hydrocarbon mặc dù dầu được hình thành từ cùng một nguồn đá mẹ. Khác biệt này thể hiện ở mức độ trưởng thành, nhiệt độ, áp suất cửa sổ thành tạo dầu. Do đó, các đối tượng dầu tách biệt dù có chung nguồn gốc đá mẹ song vẫn có thành phần hydrocarbon khác nhau.

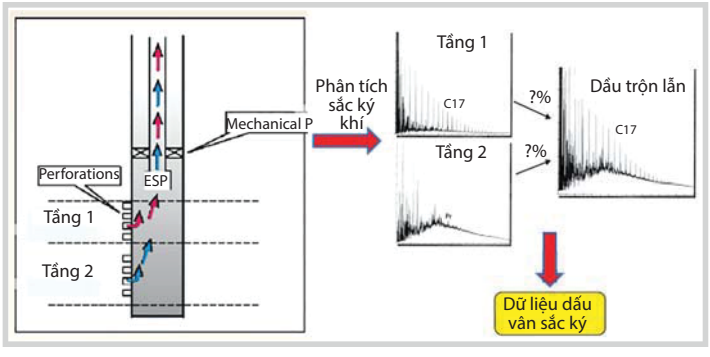
- Các quá trình diễn ra sau khi dầu đã di chuyển vào tầng chứa như: tách và thoát khí từng phần, tách đẩy nước, phân hủy sinh học... diễn ra ở mức độ khác nhau, tùy thuộc vào vị trí và cấu tạo địa chất của từng đối tượng chứa. Do đó, dầu trong các đối tượng này sẽ có thành phần cấu tử với hàm lượng đặc trưng mặc dù nguồn gốc, lịch sử di chuyển và tích tụ dầu vào các đối tượng này tương tự nhau.

Nếu dầu từ đối tượng địa chất (tầng 1 và 2) được thu gom chung, tỷ phần tương đối của từng tầng trong mẫu dầu trộn lẫn có thể xác định dựa vào sự khác biệt về đặc điểm địa hóa của các dầu gốc, là các mẫu dầu đặc trưng cho tầng khai thác được thu thập từ mẫu core hoặc từ các giếng khai thác đơn tầng. Tỷ lệ phối trộn của các dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn được phản ánh chính xác thông qua hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng của một số cấu tử hydrocarbon đặc trưng. Bằng việc phân tích thành phần của các mẫu dầu trộn lẫn và dầu gốc (thông qua đánh giá phổ sắc ký khí), sau đó sử dụng các công cụ toán học sẽ cho phép định lượng tỷ phần của từng loại dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn.

Thành phần cấu tử của một hỗn hợp dầu thu gom chung sẽ là tổng hợp thành phần cấu tử của mỗi đối tượng dầu riêng




***Hình 1.*** *Phổ sắc ký khí dầu toàn phần của một mẫu dầu thô [6]*




***Hình 2.*** *Quá trình khai thác và tính toán tỷ phần dầu trong các mẫu dầu trộn lẫn [7]*

biệt (gọi là dầu gốc hay end-member) nhân với tỷ số (hay %) góp mặt của mỗi đối tượng dầu trong hỗn hợp dầu khai thác chung. Hàm lượng của một cấu tử trong hỗn hợp dầu thu gom chung từ m đối tượng dầu gốc riêng biệt được xác định bằng công thức sau:

$$Y = \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots \beta_m X_m \quad (1)$$

Trong đó:

Y: Hàm lượng của một cấu tử trong hỗn hợp dầu thu gom chung từ m đối tượng dầu gốc riêng biệt;

$X_1$, $X_2$... $X_m$: Hàm lượng của các cấu tử này trong mỗi dầu gốc tương ứng;

$\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$: Tỷ phần (%) của mỗi dầu gốc tương ứng trong hỗn hợp dầu thu gom chung.

Bài toán phân chia sản phẩm khai thác giúp xác định các giá trị $\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$ cho từng đối tượng dầu tương ứng.

Với mỗi cấu tử đặc trưng, sẽ có một liên hệ toán học như phương trình (1); về mặt toán học khi có số lượng m dầu gốc trong thành phần hỗn hợp dầu khai thác chung thì chỉ cần dùng số lượng m cấu tử đặc trưng để có m phương trình (1) là đủ để xác định các giá trị $\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$ qua việc giải hệ phương trình tuyến tính.

Tuy nhiên, trong thực tế luôn có sai số trong việc xác định hàm lượng cấu tử, gồm: sai số phân tích trong việc xác định chiều cao đỉnh sắc ký; sai số phân tích do mẫu dầu bị nhiễm bẩn; sai số do việc chọn lựa dầu gốc không hoàn toàn phản ánh đúng vỉa dầu được sử dụng để đối chứng so sánh.

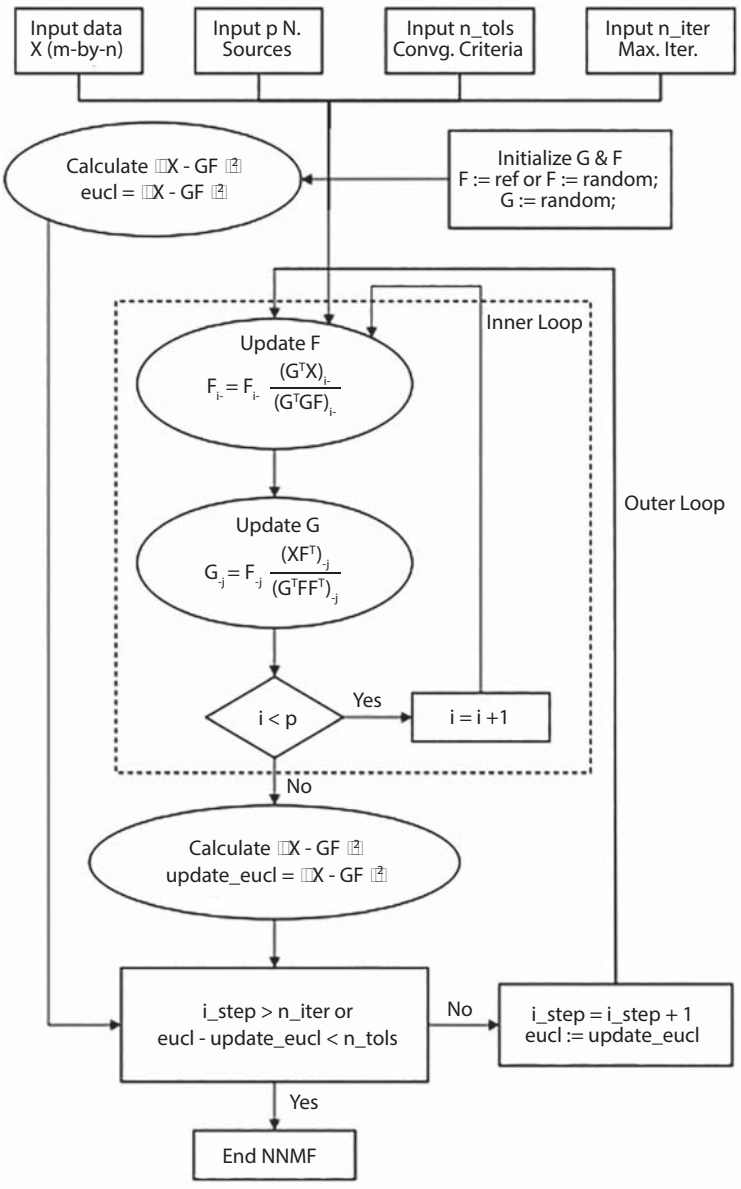
Vì vậy, việc xác định các giá trị Y và lựa chọn các giá trị $X_1$, $X_2$...$X_m$ đặc trưng cho các dầu gốc tương ứng thường có sai số nhất định, do đó phương trình (1) trong thực tế sẽ là:

$$Y = \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots \beta_m X_m + E \quad (2)$$

Với E là sai số. Để có kết quả tính toán $\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$ ổn định và hạn chế sai số do phân tích và lựa chọn Y, $X_1$, $X_2$... $X_m$ một quy tắc kinh nghiệm để xây dựng thuật toán là số lượng cấu tử đặc trưng n cần nhiều hơn 3 lần m số lượng dầu gốc tham gia vào hỗn hợp. Khi đó, số lượng phương trình (2) sẽ dư hơn 3 lần so với số lượng cần thiết tối thiểu để giải và xác định $\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$. Hệ phương trình sẽ được giải gần đúng theo nghĩa bình phương tối thiểu, tức là các giá trị $\beta_1$, $\beta_2$... $\beta_m$ được xác định sao cho tổng bình phương của sai số E là nhỏ nhất (min$|E|^2$).

### *2.1. Ưu điểm của phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác*

Kỹ thuật dấu vân sắc ký để phân chia tỷ phần khai thác đối với các giếng khai thác đa tầng cho phép tiết giảm chi phí tới hơn 90% so với các phương pháp đo đạc hiện trường truyền thống như: Metering, PLT hay MPLT. Vì vậy, phương pháp này giúp kiểm soát sản lượng khai thác liên tục trong thời gian dài (tuần, tháng, quý), đồng thời cho phép xác định sớm các bất thường trong quá trình khai thác mỏ. Trong khi đó, các phương pháp đo đạc truyền thống chỉ có thể sử dụng với tần suất rất thấp (khoảng 1 lần/năm với phương pháp đo MPLT), do đó chỉ cung cấp số liệu phân chia tỷ

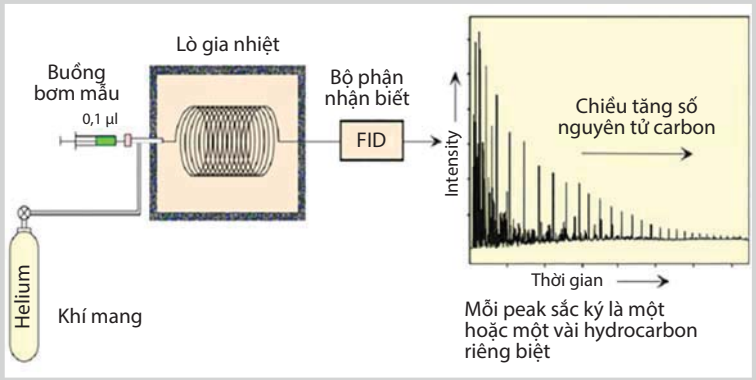



***Hình 3.*** *Ví dụ về thuật toán NNMF để trong phương pháp tính tổng bình phương tối thiểu [8]*

phần trong một thời điểm nhất định và không phản ánh đúng thực trạng khai thác trong một khoảng thời gian liên tục.

Kỹ thuật dấu vân sắc ký có thể sử dụng tính toán tỷ phần khai thác cho cả giếng khoan nghiêng, khoan ngang và khoan thẳng trong khi phương pháp đo đạc truyền thống (PLT, MPLT) thường gặp khó khăn với các giếng khoan có độ nghiêng cao. Kỹ thuật này có thể áp dụng được với các giếng hoàn thiện đặc biệt (ví dụ dạng chữ Y) hoặc các giếng sử dụng bơm như bơm điện chìm, bơm trục vít, do các thiết bị bơm ngăn cản các dụng cụ đo đạc đến được khoảng mở vỉa cần đo.

Ngoài ra, phương pháp này có thể áp dụng để phân chia tỷ phần khai thác dầu từ các mỏ lân cận trên đường ống thu gom chung, đặc biệt trong các trường hợp không có hệ thống đo đạc hiện trường hoặc để phát hiện các bất thường của thiết bị đo.




***Hình 4.*** *Sơ đồ nguyên lý của hệ thống phân tích sắc ký khí GC-FID [6]*

***Hình 5.*** *Thiết bị sắc ký khí Agilent 6890N tại Phòng thí nghiệm Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam*

***Bảng 1.*** *Các mẫu dầu thu thập từ mỏ Đại Hùng*

| Ký hiệu mẫu | Số lượng mẫu | Đối tượng khai thác | Điểm lấy mẫu |
|---|---|---|---|
| VPI-DH01 | 16 | Clastic + Carbonate | Đầu giếng DH01 |
| VPI-DH02 | 12 | Clastic | Đầu giếng DH02 |
| VPI-DH03 | 10 | Carbonate | Đầu giếng DH03 |

### *2.2. Phương pháp*

Mẫu dầu thu thập tại đầu giếng được chuyển về phòng thí nghiệm để tiến hành phân tích sắc ký khí xác định đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu. Các dữ liệu phân tích sắc ký được xử lý bằng các công cụ hóa lượng và phân tích thống kê đa biến cho phép định tính phân nhóm dầu và xác định các cặp cấu tử đặc trưng, sau đó sử dụng phần mềm toán học để định lượng tỷ phần khai thác dựa trên các cặp cấu tử đặc trưng này.

## 3. Áp dụng phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác

Phương pháp phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon đã được Viện Dầu khí Việt Nam áp dụng cho hàng trăm mẫu dầu trộn lẫn thu thập từ các mỏ khác nhau. Bài báo giới thiệu phương pháp phân chia tỷ phần khai thác cho giếng khai thác đa tầng DH01 thuộc mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn.

### *3.1. Thu thập mẫu và phân tích*

Dầu khai thác từ tầng Miocene mỏ Đại Hùng gồm 2 đối tượng chính là: trầm tích lục nguyên và đá vôi. Giếng DH01 bắt đầu khai thác từ năm 2011, được hoàn thiện ở cả 2 vỉa trầm tích lục nguyên và đá vôi. Để xác định tỷ phần đóng góp của các dòng dầu từ 2 vỉa trầm tích này vào giếng khai thác DH01, các mẫu dầu của các giếng khai thác đơn tầng chỉ từ vỉa đá vôi và trầm tích lục nguyên được thu thập và sử dụng như mẫu đối chứng dầu gốc (đó là các giếng DH02 từ vỉa trầm tích lục nguyên và DH03 từ vỉa đá vôi).

Các mẫu dầu (Bảng 1) được phân tích đặc điểm địa hóa hydrocarbon bằng thiết bị sắc ký khí Agilent 6890N. Kết quả phân tích được sử dụng làm dữ liệu đầu vào để chạy trên phần mềm Geochemical Allocation (do Viện Dầu khí Việt Nam phát triển) cho phép định tính phân nhóm dầu và định lượng tỷ phần khai thác.

### *3.2. Định tính phân nhóm dầu*

Các nhà nghiên cứu [1, 9] đã đề xuất kỹ thuật để đánh giá mối tương quan giữa các

loại dầu khác nhau, trong đó 2 kỹ thuật chính thường được sử dụng gồm:

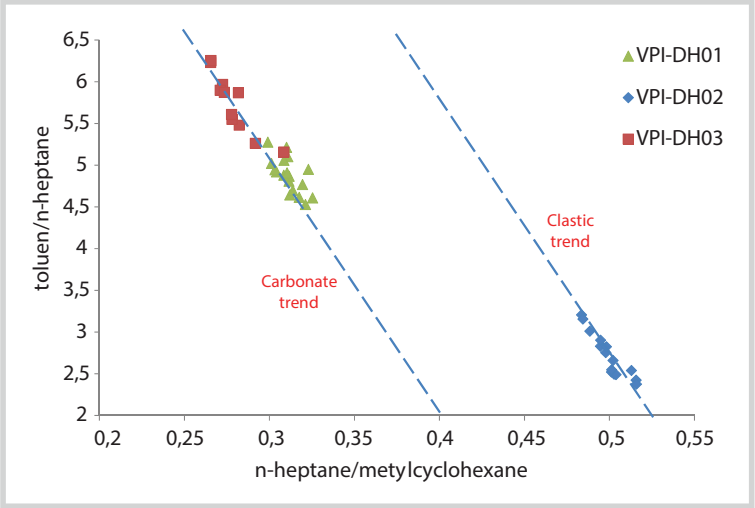
- Phân bố hydrocarbon nhẹ (dựa trên thành phần của 3 loại hydrocarbon C7);

- Phân tích ghép nhóm (dựa trên thành phần của tất cả các cấu tử đặc trưng trong dầu).

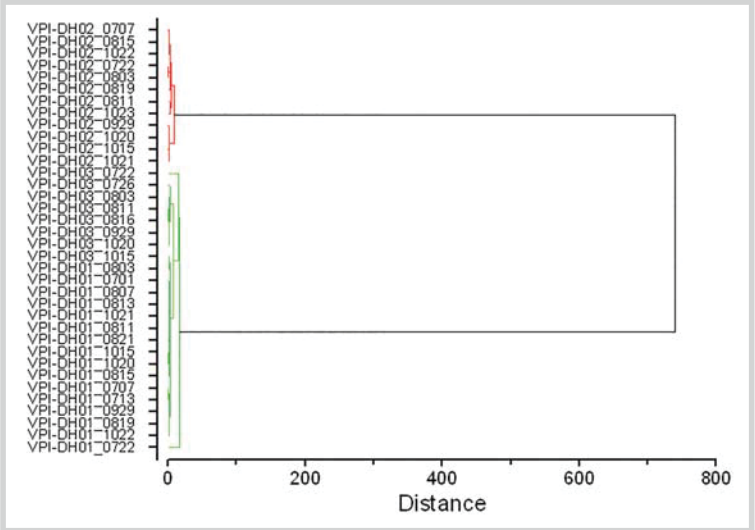
Phân bố hydrocarbon nhẹ (giản đồ B-F) được sử dụng để xác định sự khác nhau của các đối tượng dầu Miocene chứa trong vỉa đá vôi và trầm tích lục nguyên của mỏ Đại Hùng. Biểu diễn mối quan hệ của chỉ số thơm hóa (toluene/n-heptane, B) với chỉ số no hóa (n-heptane/methylcyclohexane, F), giản đồ phân bố hydrocarbon nhẹ của các mẫu thu thập được trình bày trong Hình 4. Sự khác biệt giữa các đối tượng dầu trong nghiên cứu được thể hiện qua mối quan hệ giữa 3 nhóm hydrocarbon của đồng phân C7: nhóm hydrocarbon no, nhóm thơm và nhóm vòng no (naphthene). Đường thẳng có hệ số góc âm (nét đứt) đặc trưng cho biến đổi sau tích tụ của một đối tượng dầu nhất định như tách và thoát khí hay tách pha từng phần trong quá trình khai thác [9]. Khi đường này tịnh tiến dần theo hướng vuông góc về bên phải thể hiện mức độ trưởng thành của các đối tượng dầu.

Các mẫu dầu VPI-DH02 và VPI-DH03 nằm trên 2 khu vực tách biệt nhau, chứng tỏ có đặc điểm địa hóa rất khác nhau (dầu VPI-DH01 đặc trưng cho dầu khai thác từ trầm tích lục nguyên và dầu VPI-DH03 đặc trưng cho dầu khai thác từ đá vôi). Ngoài ra, các mẫu dầu của 2 giếng này phân bố tập trung dọc theo 2 đường thẳng với hệ số góc âm và có thể coi đây là 2 đường xu hướng phân bố của dầu đá vôi và dầu trầm tích lục nguyên. Các mẫu dầu của giếng khai thác đa tầng DH01 nằm rất gần đường xu hướng phân bố của dầu đá vôi. Kết quả định tính này có thể dự báo dầu từ vỉa đá vôi chiếm tỷ phần lớn trong dòng dầu khai thác của giếng DH01.

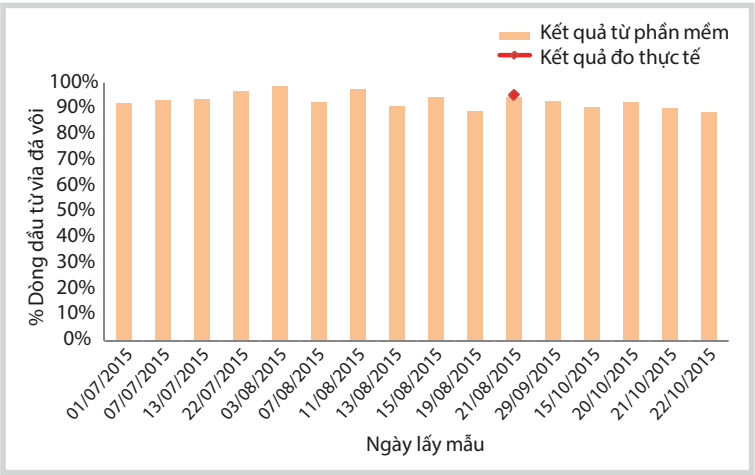
Sử dụng phương pháp khác với số liệu đầu vào là các đỉnh sắc ký đặc trưng, đó là phân tích ghép nhóm HCA. Phương pháp này cho phép định tính ghép các mẫu dầu có cùng đặc trưng địa hóa vào một nhóm




***Hình 6.*** *Giản đồ B-F của các giếng DH01, DH02 và DH03*




***Hình 7.*** *Giản đồ ghép nhóm HCA đối với các mẫu dầu VPI-DH01, VPI-DH02 và VPI-DH03*




***Hình 8.*** *Kết quả định lượng phân chia tỷ phần khai của dòng dầu từ giếng DH01 trong thời gian từ tháng 7 - 10/2015*

(Hình 5). Kết quả cho thấy có 2 nhóm dầu đặc trưng: các mẫu dầu khai thác từ giếng DH01 (giếng khai thác đa tầng) và giếng DH03 (giếng khai thác đơn vỉa từ vỉa đá vôi); các mẫu dầu khai thác từ

giếng DH02 (giếng khai thác đơn tầng từ vỉa đá trầm tích lục nguyên). Hai nhóm này có khoảng cách rất xa nhau, chứng tỏ chúng có mối tương quan rất thấp. Việc sử dụng một tập hợp dữ liệu lớn hơn (so với phương pháp sử dụng các hydrocarbon nhẹ chỉ có 3 cấu tử đồng phân C7) cũng cho ra kết quả định tính là mẫu dầu của giếng DH01 mang đặc trưng dầu khai thác từ vỉa đá vôi.

### *3.3. Phân chia tỷ phần khai thác*

Với giả thiết ban đầu, mẫu dầu VPI-DH02 được sử dụng làm dầu gốc của dầu khai thác từ vỉa trầm tích lục nguyên, mẫu dầu VPI-DH03 được sử dụng làm dầu gốc của dầu khai thác từ vỉa đá vôi. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã tiến hành định lượng tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 là giếng khai thác đa tầng. Từ gần 1.000 đỉnh sắc ký (tương ứng với gần 1.000 hợp chất hydrocarbon có trong các mẫu dầu từ dải hydrocarbon C6 - C35), sử dụng các giải thuật toán học tương tác đã xác định được vài chục cấu tử đặc trưng. Dựa trên chiều cao đỉnh sắc ký của các cấu tử đặc trưng này, tiến hành xác định tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 bằng phần mềm Geochemical Allocation.

Kết quả phân chia tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 (Hình 6) cho thấy có sự đóng góp từ cả 2 vỉa sản phẩm đá vôi và trầm tích lục nguyên vào dòng dầu của giếng DH01 và tỷ lệ đóng góp thay đổi theo thời gian. Tuy nhiên, trong suốt thời gian theo dõi, tỷ phần dầu đóng góp từ vỉa đá vôi luôn chiếm hơn 90%, tức là dòng dầu từ giếng DH01 mang đặc trưng dầu khai thác từ đá vôi. Kết quả này phù hợp với kết quả định tính phân nhóm dầu đã trình bày ở mục 3.2.

Để đánh giá tính chính xác và hiệu chỉnh phương pháp, nhóm tác giả so sánh kết quả định lượng phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu với kết quả đo MPLT. Kết quả cho thấy tỷ phần khai thác được tính toán dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu tương đồng với kết quả đo đạc hiện trường thực tế với sai số dưới 1%.

## 4. Kết luận

Qua các nghiên cứu áp dụng thử nghiệm phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác dầu dựa trên kết quả phân tích sắc ký khí và tính toán trên phần mềm do Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu phát triển, có thể rút ra một số kết luận sau:

- Phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác dựa trên kết quả phân tích sắc ký khí dầu toàn phần có tính khả thi cao, có thể áp dụng rộng rãi và hiệu quả cho các giếng khai thác đa tầng và giàn thu gom chung.
- Kết quả phân chia tỷ phần khai thác khi so sánh với phương pháp đo đạc hiện trường (MPLT) có sai số dưới 3%.
- Phương pháp này có thể thay thế cho các phương pháp đo đạc hiện trường truyền thống, cho phép xác định lưu lượng dòng sản phẩm thường xuyên hơn với chi phí thấp hơn, góp phần nâng cao hiệu quả công tác vận hành và quản lý mỏ.

## Tài liệu tham khảo

1. R.J.Hwang, D.K.Baskin. *Reservoir connectivity and oil homogeneity in a applications in the Gulf of Mexico*. Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, New Orleans. 1 October, 1990.

2. R.L.Kaufman, H.Dashti, C.S.Kabir, J.M.Pederson, M.S.Moon, R.Quttainah, H.Al-Wael. *Characterizing the Greater Burgan field: Use of geochemistry and oil fingerprinting*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2002; 5(3): p. 190 - 196.

3. Barry Bennett, Jennifer J.Adams, Stephen R.Larter. *Oil fingerprinting for production allocation: Exploiting the natural variations in fluid properties encountered in heavy oil and oil sand reservoirs*. 2009.

4. Marcio M.Lobão, Jari N.Cardoso, Marcio R.Mello, Paul W.Brooks, Claudio C.Lopes, Rosangela S.C.Lopes. *Identification of source of a marine oil-spill using geochemical and chemometric techniques*. Marine Pollution Bulletin. 2010; 60(12): p. 2263 - 2274.

5. Nguyễn Xuân Thanh. *Reservoir geochemical evaluation of the Rang Dong basement oils in offshore Vietnam*. 1999.

6. David K.Baskin, Alan S.Kornacki, Mark A.McCaffrey. *Allocating the contribution of oil from Eagle Ford formation, the Buda formation, and the Austin Chalk to commingled production from wells in South Texas using geochemical fingerprinting technology*. AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania. 19 - 22 May, 2013.

7. Scott Ramos, Brian Rohrback, Glenn Johnson, Russell Kaufman. *Using gas chromatography and curve resolution to quantify contributions to mixed crude oils*. 56th Pittsburgh Conference, Orlando, FL Presentation #950-9.

8. Daniel D.Lee, H.Sebastian Seung. Algorithms for non-negative matrix factorization. *Advances in neural information processing systems 13*. MIT Press. 2001; p. 556 - 562.

9. H.I.Halpern. *Development and application of light-hydrocarbon based star diagrams*. AAPG Bulletin. 1995; 79(6): p. 801 - 815.

# Application of geochemical technique to reduce allocation cost for commingled production wells from multiple reservoirs

**Kieu Anh Trung[1], Ha Thu Huong[1], Nguyen Minh Quy[1] Hoang Long[1], Le Thi Thu Huong[1], Tran Van Lam[2]**
*[1]Vietnam Petroleum Institute*
*[2]PVEP-POC*
*E-mail: trungka.epc@vpi.pvn.vn*

**Summary**

***This paper presents a technique using chromatographic fingerprint to back allocate commingled wells from multiple reservoirs, based on which oil samples were collected from some sedimentary basins in Vietnam and analysed by gas chromatography by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) for their fingerprint and production allocation. Quantitative results were attained using the Geochemical Allocation computer programme which calculates relative contributions of end member oils based on chromatographic data. The geochemical allocation results compare very favourably with the metering data. This method allows reduction of the cost of field operation and effective support to the production management.***

***Key words:*** *Back allocation, gas chromatography, chromatographic fingerprinting.*

# TỔNG HỢP VÀ ĐÁNH GIÁ ĐẶC TRƯNG SẢN PHẨM POLYANILINE TĂNG CƯỜNG BẰNG ACID DECYLPHOSPHONIC (PANI-DPA) THU ĐƯỢC TỪ TRÙNG HỢP NHŨ TƯƠNG

**TS. Phan Thế Anh[1, 2], F.X.Perrin[2]**
**PGS.TS. Nguyễn Đình Lâm[1]**
*[1]Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng*
*[2]Laboratoire MAPIEM EA 4323, SeaTech-Ecole d'ingénieurs, Université de Toulon BP*
*Email: ptanh@dut.udn.vn, ndlam@dut.udn.vn*

**Tóm tắt**

***Việc kết hợp polyaniline (PANI) - một polymer có tính dẫn điện với một tác nhân ức chế ăn mòn đã được nghiên cứu nhằm chế tạo sơn chống ăn mòn. Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu về vật liệu polyaniline được tăng cường bằng acid decylphosphonic (PANI-DPA), một tác nhân ức chế ăn mòn thân thiện với môi trường, được tổng hợp theo 2 phương pháp trùng hợp nhũ tương nghịch và nhũ tương thuận. Quá trình tổng hợp được thực hiện ở nhiệt độ phòng với việc sử dụng ammonium peroxydisulfate (APS) làm chất oxy hóa và acid decylphosphonic (DPA) làm chất hoạt động bề mặt. Nhóm tác giả đã nghiên cứu chi tiết sự khác nhau về tính chất của sản phẩm PANI-DPA thu được từ 2 phương pháp trùng hợp nhũ tương; khảo sát cấu trúc của các thanh nano có đường kính khoảng 100 - 200nm (trong hệ nhũ tương nghịch) và nano sợi có đường kính khoảng 50 - 100nm (trong hệ nhũ tương thuận).***

***Từ khóa:*** *Polyaniline, acid decylphosphonic, trùng hợp nhũ tương thuận, trùng hợp nhũ tương nghịch.*

## 1. Giới thiệu

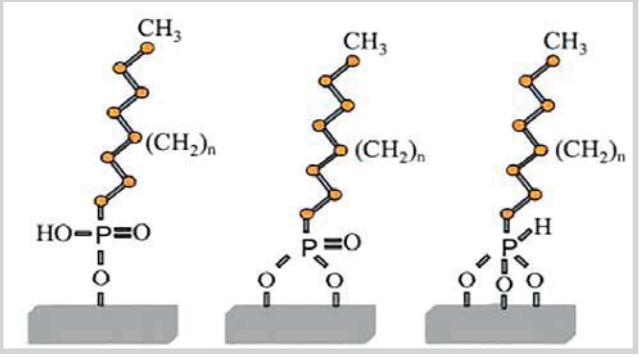
Việc kết hợp PANI - một polymer dẫn điện với một tác nhân ức chế ăn mòn acid decylphosphonic, sẽ tạo ra PANI được tăng cường (doping) bởi decylphosphonic (PANI-DPA). Vật liệu này được phối trộn vào trong sơn chống ăn mòn như là một chất độn thông minh. Chất độn polyaniline với thế oxy hóa khử cao có tác dụng bảo vệ kim loại và hoạt động như một tác nhân ức chế ăn mòn theo các phương trình phản ứng 1 và 2. Khả năng chống ăn mòn của màng sơn có chứa PANI đã được nghiên cứu chi tiết và cơ chế chống ăn mòn của loại vật liệu này đã được đề xuất [1].

$$\frac{1}{n}PCl^{n+} + \frac{1}{m}M + \frac{x}{m}H_2O \rightarrow \frac{1}{n}PCl^{0} + \frac{1}{m}M(OH)_x^{(m-x)+} + \frac{x}{m}H^{+} \quad (1)$$

$$PCl^{0} + \frac{n}{4}O_2 + \frac{n}{2}H_2O \rightarrow PCl^{n+} + n\,OH^{-} \quad (2)$$

Acid decylphosphonic với cấu trúc giống như một chất hoạt động bề mặt gồm một đầu ưa nước và một đầu kỵ nước. Nhiều nghiên cứu đã chỉ ra rằng các nhóm phosphonate của đầu ưa nước liên kết mạnh với các oxide kim loại bằng cách hình thành nên một liên kết bền vững M-O-P [1, 2]. Trong khi đó, các mạch alkyl dài hình thành nên một lớp mỏng ở bề mặt kim loại ngăn cản sự tấn công của các tác nhân ăn mòn được trình bày trên Hình 1 [3].

Như vậy, khi sử dụng PANI-DPA làm chất độn cho sơn chống ăn mòn, PANI vừa bảo vệ kim loại vừa cung cấp các anion DPA khi có các hư hỏng xuất hiện trên màng sơn với việc tạo thành các lớp màng thụ động trên bề mặt kim loại bị ăn mòn và cách ly với môi trường [4]. Với vai trò là chất độn cho màng sơn thì cấu trúc hình học hay hình thái học của chất độn có ý nghĩa quan trọng trong việc tạo thành một lớp màng có tính chất cơ lý tốt, khả năng che phủ, cách ly cao, đặc biệt là khi chất độn có kích thước nano với cấu trúc dạng ống hay sợi. Khả năng phân tán của chất độn cũng là một yêu cầu quan trọng. Vật liệu nghiên cứu PANI-DPA với sự có mặt của các alkyl mạch dài trong acid decylphosphonic sẽ góp phần làm tăng khả năng phân tán của PANI trong các chất nền hữu cơ. Hàm lượng acid decyphosphonic càng nhiều thì khả năng phân tán của PANI-DPA càng cao. Bên cạnh đó, hàm lượng acid cao trong cấu trúc PANI-DPA làm tăng độ dẫn điện, giúp cho quá trình vận chuyển electron diễn ra dễ dàng trong màng




***Hình 1.*** *Sự hình thành một lớp alkylphosphonate trên bề mặt của kim loại [5]*

sơn, đồng thời là nguồn dự trữ anion dồi dào phục vụ cho quá trình thụ động hóa bề mặt kim loại, nhằm nâng cao khả năng chống ăn mòn của màng sơn bảo vệ.

Trong số các polymer dẫn điện, PANI là lựa chọn hàng đầu cho việc nghiên cứu khả năng bảo vệ kim loại bởi quá trình tổng hợp dễ dàng, sản phẩm bền môi trường trong trạng thái dẫn điện, tính chất của sản phẩm hoàn toàn có thể điều chỉnh được bởi tác nhân doping và mức độ doping cũng dễ dàng được điều chỉnh bởi quá trình doping với acid, khử doping với bazơ. Tuy nhiên, khả năng ứng dụng của polymer này thường bị hạn chế do tính không nóng chảy, không hòa tan trong các dung môi thông thường [6]. Một số nghiên cứu gần đây đã tìm cách cải thiện khả năng ứng dụng của PANI bằng cách đồng trùng hợp [7], đưa nhóm thế vào vòng benzen hoặc vào vị trí của nitơ [8], phối trộn hoặc tạo composite với các polymer [9, 10] và tổng hợp PANI theo phương pháp nhũ tương [11 - 13]. Với 3 phương pháp đầu tiên sản phẩm thu được có độ dẫn điện thấp mặc dù đã cải thiện được khả năng hòa tan của PANI. Phương pháp trùng hợp nhũ tương cải thiện khả năng ứng dụng của PANI, tạo ra PANI có khối lượng phân tử cao và độ dẫn điện lớn và điều khiển được hình thái học của sản phẩm tạo thành [14]. Cả 2 hệ thống nhũ tương nghịch và nhũ tương thuận được áp dụng cho việc trùng hợp PANI. Tuy nhiên, sự khác nhau về tính chất của sản phẩm thu được vẫn chưa được nghiên cứu một cách có hệ thống. Nghiên cứu này tập trung đánh giá sự khác nhau về tính chất của sản phẩm PANI - DPA thu được từ 2 phương pháp trùng hợp nhũ tương từ các hệ nhũ tương nghịch và nhũ tương thuận, bằng các kỹ thuật phân tích phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FTIR), phân tích nguyên tố (EDS), đo độ nhớt, độ dẫn điện, khả năng hòa tan và kính hiển vi điện tử quét (SEM).

## 2. Thực nghiệm

### *2.1. Hóa chất*

Sử dụng trực tiếp aniline (99,5%) và ammonium peroxydisulfate (APS, > 98%) của Sigma-Aldrich. Nước cất được sử dụng cho quá trình tổng hợp và các mục đích khác. Các hóa chất khác được sử dụng trực tiếp mà không qua công đoạn xử lý nào. Acid decylphosphonic (DPA) được tổng hợp trong phòng thí nghiệm từ 2 nguyên liệu chính là triethyl phosphate, $P(OEt)_3$, (98%, Sigma-Aldrich) và 1-Bromodecane, $C_{10}H_{21}Br$, (98%, Sigma-Aldrich).

### *2.2. Tổng hợp PANI theo phương pháp nhũ tương nghịch (Emulsion Inverse - EI)*

Hòa tan 1,11g (5mmole) DPA trong 80mL chloroforme, sau đó cho thêm 0,57g (2,5mmole) APS đã hòa tan trong 10mL nước rồi đem siêu âm đến khi thu được nhũ tương có màu trắng như sữa. Dung dịch monomer được chuẩn bị bằng cách hòa tan 0,183mL (2mmole) aniline trong 20mL chloroforme. Phản ứng trùng hợp diễn ra ở nhiệt độ phòng bằng cách cho từ từ dung dịch monomer vào hỗn hợp nhũ tương nghịch đã chứa chất oxy hóa đồng thời khuấy trộn liên tục. Trong quá trình phản ứng, hỗn hợp chuyển từ màu trắng sang màu nâu, sau đó là màu xanh lá đậm chứng tỏ PANI đã được hình thành dưới dạng muối của emeraldine (ES). Sau 24 giờ phản ứng, hỗn hợp nhũ tương nghịch được kết tủa trong 100ml acetone rồi đem lọc, rửa với 200mL nước cất và 100mL acetone cho đến khi không còn DPA trong dung dịch rửa, xác định bằng phổ hồng ngoại biến đổi Fourier. Bột PANI thu được có màu xanh lá đậm được sấy ở nhiệt độ 50°C đến khi khối lượng không đổi.

Quá trình chuyển PANI từ dạng muối (S) sang dạng bazơ (B) trong dung dịch $NH_4OH$ 0,1M với thời gian 24 giờ. Sau đó, lọc rửa PANI dạng bazơ thu được rồi sấy khô ở nhiệt độ 50°C.

### *2.3. Tổng hợp PANI theo phương pháp nhũ tương thuận (Emulsion Direct - ED)*

Quá trình trùng hợp PANI theo phương pháp nhũ tương thuận được tiến hành với cùng điều kiện như trùng hợp nhũ tương nghịch. Hòa tan 1,11g (5mmole) DPA và 0,57g (2,5mmole) APS trong 80mL nước cất cho đến khi thu được một dung dịch đục, nhớt và đồng nhất. Phản ứng trùng hợp diễn ra khi cho từ từ 20mL nước chứa 0,183mL (2mmole) aniline vào dung dịch có chứa APS. Hỗn hợp chuyển từ đục sang màu nâu và cuối cùng là màu xanh lá đậm. Sau 24 giờ phản ứng, hỗn hợp nhũ tương thuận được kết tủa trong 100mL acetone rồi đem lọc, rửa với 200mL nước cất và 100mL acetone cho đến khi không còn DPA trong dung dịch rửa. Bột PANI thu được có màu xanh lá đậm được sấy ở nhiệt độ 50°C đến khi khối lượng không đổi.

### *2.4. Đánh giá đặc trưng sản phẩm*

Trộn bột PANI-DPA với muối KBr rồi ép thành tấm dưới áp suất 300bar để đo phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FTIR) bằng máy Thermo Nicolet NEXUS, đo độ dẫn điện bằng máy Lucas Labs theo phương pháp 4 điểm và phân tích nguyên tố bằng EDS. Độ nhớt nội của PANI-DPA được xác định bằng cách hòa tan PANI-DPA dạng bazơ trong $H_2SO_4$ đậm đặc rồi đo trong nhớt kế mao quản số 49533 ($k = 0,1065 mm^2/s^2$) ở nhiệt độ 30±0,1°C. Khả năng hòa tan được xác định thông qua khối lượng PANI-DPA còn lại

trên giấy lọc Whatman số 1 sau khi đã đánh siêu âm 50mg mẫu trong 5mL dung môi trong vòng 1 giờ. Cấu trúc và hình dạng của hạt PANI-DPA được xác định bởi kính hiển vi điện tử quét (SEM).

## 3. Kết quả và thảo luận

### *3.1. Phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FTIR)*

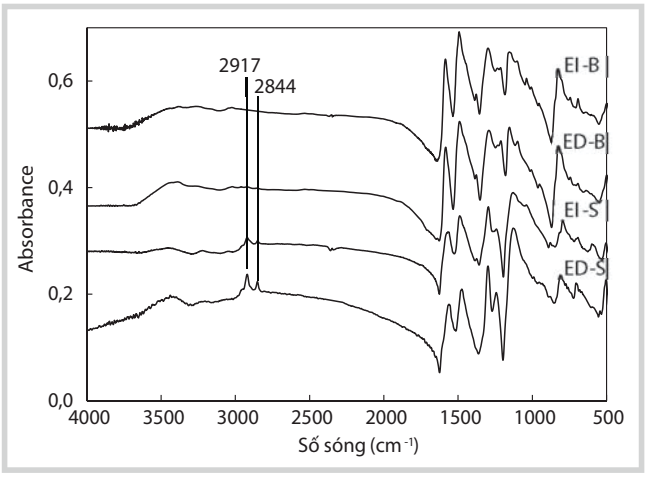
Phổ hồng ngoại biến đổi Fourier của PANI-DPA thu được từ phương pháp nhũ tương nghịch dưới dạng muối (EI-S) và dạng bazơ (EI-B) cũng như PANI nhũ tương thuận (ED-S và ED-B) được thể hiện trên Hình 2.

Trong các phổ hồng ngoại của EI-S và ED-S xuất hiện 2 đỉnh hấp thụ ở 2.917cm$^{-1}$ và 2.844cm$^{-1}$ đặc trưng của nhóm alkyl trong DPA. Điều này cho thấy PANI thu được từ 2 phương pháp trên đã được tăng cường bởi DPA. Cường độ của 2 đỉnh này trong EI-S nhỏ hơn trong ED-S, chứng tỏ số lượng các ion đối DPA tồn tại trong cấu trúc của EI-S nhỏ hơn so với ED-S. Các ion đối DPA này đã bị khử ra khỏi cấu trúc của PANI trong quá trình chuyển PANI từ dạng muối sang dạng bazơ trong dung dịch $NH_4OH$ 0,1M với thời gian 24 giờ nên không thấy được đỉnh đặc trưng này trong các phổ hồng ngoại của PANI dạng bazơ.

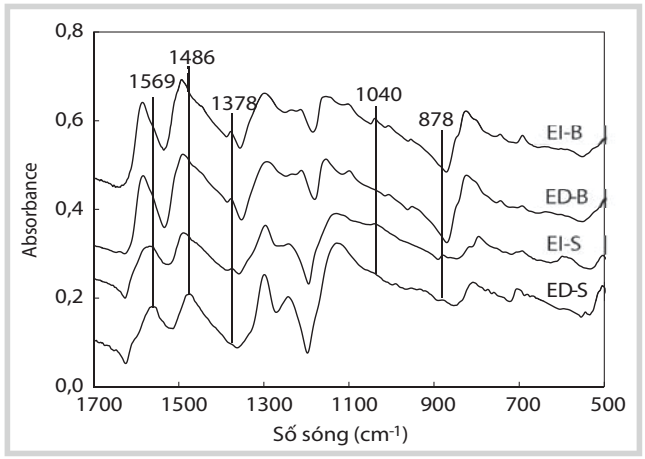
Trong các phổ hồng ngoại dạng muối của EI-S và ED-S, các đỉnh hấp thụ ở 1.569cm$^{-1}$ và 1.486cm$^{-1}$ tương ứng là dao động kéo căng của vòng quinoid (Q) và vòng benzen (B) [15 - 20]. Các đỉnh này chịu một sự dịch chuyển về phía số sóng lớn ở 1.585cm$^{-1}$ và 1.490cm$^{-1}$ trong các phổ dạng bazơ của EI-B và ED-B. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả hoàn toàn phù hợp với nghiên cứu của Furukawa [21].

Một đỉnh nhỏ hấp thụ ở 1.378cm$^{-1}$ có trong phổ của EI-S nhưng không có trong phổ của ED-S do dao động kéo căng của C-N trong các vòng quinoid liền kề. Đỉnh này cũng là đỉnh đặc trưng của PANI ở dạng bazơ [22 - 24]. Kết quả này cho phép khẳng định PANI tổng hợp theo phương pháp nhũ tương nghịch dễ bị khử doping bởi nước trong quá trình rửa hơn là PANI tổng hợp theo phương pháp nhũ tương thuận.

Đỉnh hấp thụ ở 878cm$^{-1}$ được nhìn thấy trong các phổ của PANI dạng muối (EI-S và ED-S) nhưng lại vắng mặt trong các phổ của PANI dạng bazơ (EI-B và ED-B) được cho là đỉnh hấp thụ của ion đối $HSO_4^-$. Các ion đối này cũng bị loại bỏ trong suốt quá trình chuyển PANI từ dạng muối sang dạng bazơ. Tuy vậy, đỉnh hấp thụ ở 1.040cm$^{-1}$ tương ứng với dao động kéo căng của nhóm S=O được tìm thấy trong cả 2 dạng muối và bazơ của PANI nhũ tương nghịch nhưng lại vắng mặt trong các phổ của PANI nhũ tương thuận. Sự có mặt của đỉnh này trong phổ của PANI dạng bazơ chứng tỏ nhóm sulfonate đã đính vào vòng benzen bằng liên kết cộng hóa trị của PANI thu được từ hệ nhũ tương nghịch. Như vậy, quá trình sulfo hóa dễ dàng xảy ra trong hệ thống nhũ tương nghịch hơn là trong hệ thống nhũ tương thuận. Kết quả đặc trưng này có thể được giải thích bằng nồng độ APS tại nơi diễn ra phản ứng cao hơn trong hệ thống nhũ tương

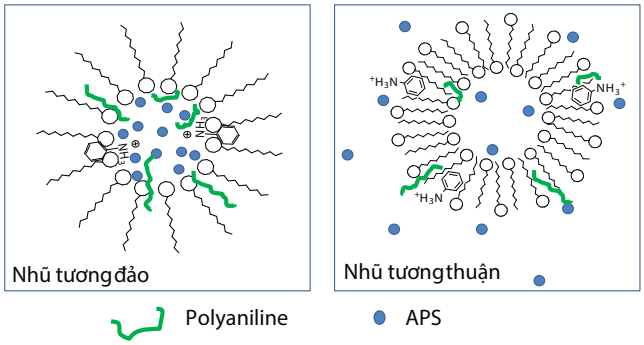



*(a)*




*(b)*

***Hình 2.*** *Phổ hồng ngoại (FTIR) của PANI-DPA dạng muối và dạng bazơ, (a) trong toàn vùng số sóng đo được (4.000 - 500cm$^{-1}$) và (b) trong vùng từ 500 - 1.700cm$^{-1}$*




***Hình 3.*** *Sự phân bố của APS trong hệ thống nhũ tương nghịch và nhũ tương thuận*

nghịch (Hình 3) về cấu tạo của các micelle trong hệ nhũ tương nghịch và nhũ tương thuận.

### *3.2. Hiệu suất phản ứng, độ nhớt, độ dẫn điện và mức độ doping*

Hiệu suất của phản ứng trùng hợp, độ nhớt nội, độ dẫn điện và mức độ doping của PANI thu được theo 2 phương pháp tổng hợp được thể hiện trong Bảng 1.

Trong hệ thống nhũ tương nghịch, các giọt nước chứa đựng chất oxy hóa được bao bọc và ổn định bởi các phân tử chất hoạt động bề mặt DPA. Khi các phân tử monomer được thêm vào trong hệ thống, sẽ tiến đến bề mặt của micelle để phản ứng với các phân tử chất oxy hóa chứa đựng bên trong nhân của micelle. Trong suốt quá trình phản ứng, monomer là aniline và các oligomer tạo thành có thể tan trong pha hữu cơ liên tục, trong khi đó chất oxy hóa APS chỉ có thể tan trong pha nước phân tán. Như vậy, chỉ các oligomer ở bề mặt phân chia pha của micelle mới có cơ hội phản ứng tiếp tục với chất oxy hóa bên trong nhân micelle để tạo thành các mạch polymer dài hơn, các oligomer còn lại sẽ bị loại bỏ trong quá trình rửa về sau, do đó hiệu suất của PANI tổng hợp theo phương pháp nhũ tương nghịch thấp hơn so với phương pháp nhũ tương thuận. Kết quả này được khẳng định thông qua màu của dung dịch nước lọc sau khi kết tủa trong acetone (Hình 4).

***Bảng 1.*** *Hiệu suất phản ứng, độ nhớt, độ dẫn điện và mức độ doping của PANI*

| Mẫu | Hiệu suất(*) (%) | Độ nhớt(**) (mL/g) | Độ dẫn điện (S.cm$^{-1}$) | Mức độ doping(***) |
|---|---|---|---|---|
| EI | 75 | 45 | 0,12 | 57 |
| ED | 87 | 43 | 3,01 | 74 |

*Ghi chú : (*): Hiệu suất (%) = 100 x $m_1/m_2$ ($m_1$ là khối lượng của PANI-bazơ và $m_2$ là khối lượng của aniline). (**): Độ nhớt nội [h] của PANI ở dạng bazơ đo ở 30°C trong acid $H_2SO_4$ đậm đặc. (***): Tỷ lệ mol của (P + S)/N tính theo phân tích tỷ lệ thành phần nguyên tố PANI.*

(a)



(b)

***Hình 4.*** *Phần nước lọc trong quá trình tổng hợp nhũ tương nghịch (a), nhũ tương thuận (b)*

***Bảng 2.*** *Tỷ lệ thành phần nguyên tố của PANI*

| Mẫu | % C | % N | % O | % P | % S |
|---|---|---|---|---|---|
| EI-S | 81,31 | 4,14 | 12,18 | 0,22 | 2,15 |
| EI-B | 80,95 | 14,11 | 4,62 | 0,07 | 0,25 |
| ED-S | 77,37 | 5,42 | 13,19 | 3,9 | 0,11 |
| ED-B | 82,75 | 14,15 | 3,03 | 0,06 | 0,01 |

***Bảng 3.*** *Khả năng hòa tan của PANI (mg/mL) trong các dung môi thông thường*

| Mẫu | Dung môi | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Chloroforme | Toluene | n-heptane | Ethanol |
| EI-S | 2,54 | 1,93 | 1,75 | 1,96 |
| ED-S | 4,04 | 2,28 | 2,04 | 2,15 |

Độ nhớt của PANI được xác định ở dạng bazơ để tránh sự ảnh hưởng của chất doping DPA. Độ nhớt của PANI trong cả 2 phương pháp tổng hợp xấp xỉ nhau do nồng độ chất oxy hóa như nhau.

Độ dẫn điện của PANI nhũ tương thuận được xác định là 3,01S.cm$^{-1}$. Giá trị này lớn hơn $10^4$ lần so với độ dẫn điện của PANI dạng bazơ được xử lý với dung dịch acid decylphosphonic (2,3 x $10^{-4}$S.cm$^{-1}$) [25]. Kết quả thực nghiệm cũng cho thấy độ dẫn điện của PANI nhũ tương nghịch (EI) thấp hơn 30 lần so với độ dẫn điện của PANI nhũ tương thuận (ED) trong cùng điều kiện tổng hợp. Kết quả này được giải thích là do mức độ doping của DPA trong hệ nhũ tương nghịch (EI) nhỏ hơn trong nhũ tương thuận (ED) (Bảng 1), mức độ doping càng lớn thì độ dẫn điện của PANI càng cao. Ngoài ra, sự có mặt của nhóm sulfonate đính vào vòng benzene cũng có thể xem là yếu tố ảnh hưởng đến độ dẫn điện. Độ dẫn điện của PANI tỷ lệ nghịch với mức độ sulfo hóa do các nhóm sulfonate có khả năng đẩy mạch ra khỏi mặt phẳng không gian, làm thay đổi hình thái sắp xếp của mạch polymer và làm giảm sự liên hợp trong PANI [26]. Điều này đã được chứng minh bởi thực tế độ dẫn điện của PANI đã sulfo hóa nhỏ hơn ít nhất 2 bậc so với PANI thông thường [27].

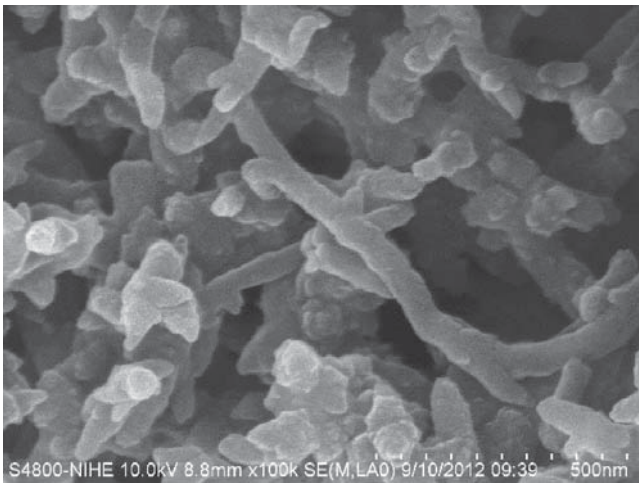
### *3.3. Phân tích nguyên tố*

Kết quả phân tích nguyên tố bằng EDS (Bảng 2) cho thấy cả lưu huỳnh và phosphor đều có mặt trong các mẫu PANI ở dạng muối chứng tỏ các anion sulfate, hydro sulfate hoặc sulfonate đã tham gia vào quá trình proton hóa của PANI cùng với anion của DPA. Tuy nhiên, anion đóng vai trò tăng cường (doping) chủ yếu trong PANI thu được từ nhũ tương thuận là anion của DPA trong khi đó trong PANI từ nhũ tương nghịch thì các anion tăng cường chủ yếu là các anion sulfate, hydro sulfate hoặc sulfonate. Ngoài ra, sự có mặt của lưu huỳnh trong các mẫu PANI dạng bazơ khẳng định có sự sulfo hóa trong suốt quá trình phản ứng và mức độ sulfo hóa là cao hơn trong hệ thống nhũ tương nghịch.

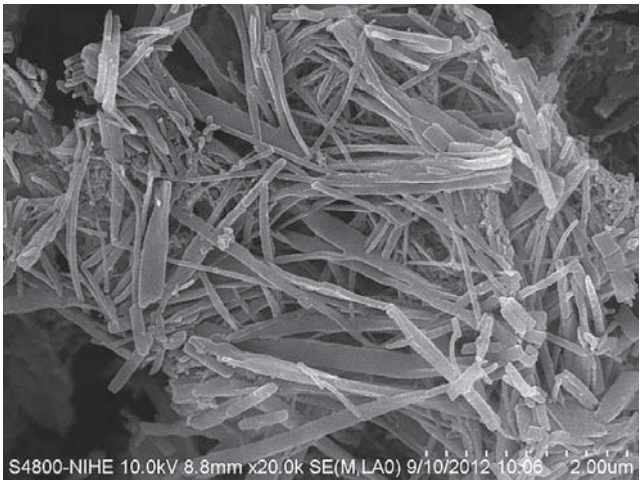
### *3.4. Khả năng hòa tan*

Khả năng hòa tan ở nhiệt độ phòng của các mẫu PANI trong các dung môi thông thường được tổng hợp trong Bảng 3.

Khả năng hòa tan của polymer trong dung môi phụ thuộc rất lớn vào các đại lượng như: mức độ kết tinh, độ phân cực, khả năng tạo liên kết hydro nội phân tử hoặc ngoại phân tử và khả năng tạo liên kết hydro với các phân tử dung môi [28]. Việc tồn tại lực tương tác tĩnh điện ngoại phân tử và lực liên kết hydro giữa các mạch trong PANI đã ngăn cản các phân tử dung môi thấm sâu vào bên trong các bó phân tử polymer. Như vậy, các phân tử dung môi không thể phân tách các mạch PANI để hòa tan chúng. Trong trường hợp tăng cường DPA cho PANI, các phân tử DPA sẽ cản trở không gian, làm tăng khoảng cách giữa các mạch phân tử polymer, tạo điều kiện thuận lợi cho dung môi thấm sâu vào bên trong cấu trúc làm tăng khả năng hòa tan. Bảng 3 cho thấy PANI được tăng cường bởi DPA có khả năng hòa tan hoặc phân tán lớn hơn so với PANI được tăng cường bởi các acid khác hoặc PANI được gắn các nhóm thế vào vòng thơm [29, 30]. Khả năng hòa tan của PANI nhũ tương thuận lớn hơn khả năng hòa tan của PANI nhũ tương nghịch. Kết quả này có liên quan đến hàm lượng DPA trong 2 mẫu PANI. Sự có mặt của các anion DPA trong cấu trúc mạch PANI đã cải thiện đáng kể khả năng hòa tan của polymer này, mặc dù các nhóm sulfonate đính vào vòng benzen cũng được cho là làm tăng khả năng hòa tan của PANI [29].




*(a)*




*(b)*

***Hình 5.** Ảnh SEM của PANI (a) nhũ tương nghịch, (b) nhũ tương thuận*

### *3.5. Hình dạng hạt PANI dưới kính hiển vi điện tử quét (SEM)*

Kích thước và hình dạng của PANI được quan sát dưới kính hiển vi điện tử quét SEM (Hình 5). Với phương pháp tổng hợp nhũ tương nghịch, PANI tạo ra có hình dạng là các thanh nano với kích thước khoảng 100 - 200nm. Trong khi với cùng điều kiện tổng hợp phương pháp nhũ tương thuận lại tạo ra PANI có hình dạng là các sợi nano có tiết diện tròn với đường kính khoảng 50 - 100nm. Tuy nhiên, nồng độ của chất nhũ hóa có ảnh hưởng lớn đến hình dạng của sản phẩm tạo thành.

## 4. Kết luận

PANI-DPA với kích thước nano được tổng hợp thành công trong phòng thí nghiệm theo phương pháp trùng hợp nhũ tương. Cấu trúc của các thanh nano có đường kính khoảng 100 - 200nm (trong hệ nhũ tương nghịch) và 50 - 100nm (trong hệ nhũ tương thuận). Mức độ tăng cường (doping) các anion vào mạch phân tử của PANI thu được từ hệ nhũ tương thuận cao hơn trong hệ nhũ tương nghịch có cùng điều kiện. Tác nhân doping chủ yếu trong PANI-DPA từ nhũ tương thuận là DPA nên ảnh hưởng mạnh đến độ dẫn điện và khả năng hòa tan của sản phẩm thu được cũng như tăng cường hiệu quả chống ăn mòn của vật liệu này khi sử dụng làm chất độn trong sơn chống ăn mòn. Mức độ sulfo hóa của PANI-DPA thu được từ hệ nhũ tương nghịch cao hơn so với hệ nhũ tương thuận trong cùng điều kiện tổng hợp, cho phép đề xuất cơ chế và cấu trúc khác nhau của các micelle thu được từ các hệ nhũ tương này. Nhóm tác giả đề xuất cần tiếp tục nghiên cứu khả năng phân tán của PANI-DPA trong màng sơn và hiệu quả chống ăn mòn của màng sơn thu được để làm rõ hơn vai trò của PANI được tăng cường bởi acid decylphosphonic.

## Tài liệu tham khảo

1. J.P.Folkers, C.B.Gorman, P.E.Laibinis, S.Buchholz, G.M.Whitesides, and R.G.Nuzzo. *Self-assembled monolayers of long-chain hydroxamic acids on the native oxide of metals.* Langmuir. 1995; 11(3): p. 813 - 824.

2. S.Marcinko, A.Y.Fadeev. *Hydrolytic stability of organic monolayers supported on $TiO_2$ and $ZrO_2$.* Langmuir. 2004; 20(6): p. 2270 - 2273.

3. A.Paszternák, I.Felhősi, Z.Pászti, E.Kuzmann,

A.Vértes, E.Kálmán, L.Nyikos. *Surface analytical characterization of passive iron surface modified by alkyl-phosphonic acid layers.* Electrochimica Acta. 2010; 55(3): p. 804 - 812.

4. J. E.Pereira da Silva, S.I.Córdoba de Torresi, R.M.Torresi. *Polyaniline acrylic coatings for corrosion inhibition: The role played by counter-ions. Corrosion Science.* 2005; 47(3): p. 811 - 822.

5. C.Queffélec, M.Petit, P.Janvier, D.A.Knight, B.Bujoli. *Surface modification using phosphonic acids and esters*. Chemical Reviews. 2012; 112(7): p. 3777 - 3807.

6. P.Ghosh, S.K.Siddhanta, S.R.Haque, A.Chakrabarti. *Stable polyaniline dispersions prepared in nonaqueous medium: Synthesis and characterization*. Synthetic Metals. 2001; 123(1): p. 83 - 89.

7. M. T.Nguyen, P.Kasai, J.L.Miller, A.F.Diaz. *Synthesis and properties of novel water-soluble conducting polyaniline copolymers*. Macromolecules. 1994; 27(13): p. 3625 - 3631.

8. Wen-Yue Zheng, Kalle Levon, Jukka Laakso, Jan-Eric Oesterholm. *Characterization and solid-state properties of processable n-alkylated polyanilines in the neutral state*. Macromolecules. 1994; 27(26): p. 7754 - 7768.

9. J.Anand, S.Palaniappan, D.N.Sathyanarayana. *Conducting polyaniline blends and composites.* Progress in Polymer Science. 1998; 23(6): p. 993 - 1018.

10. A. Pud, N.Ogurtsov, A.Korzhenko, G.Shapoval. *Some aspects of preparation methods and properties of polyaniline blends and composites with organic polymers*. Progress in Polymer Science. 2003; 28(12): p. 1701 - 1753.

11. S.Xing, Y.Chu, X.Sui, and Z.Wu. *Synthesis and characterization of polyaniline in CTAB/hexanol/water reversed micelle*. Journal of Materials Science. 2005; 40(1): p. 215 - 218.

12. J.-E.Österholm, Y.Cao, F.Klavetter, P.Smith. *Emulsion polymerization of aniline.* Synthetic Metals. 1993; 55(2-3): p. 1034 - 1039.

13. Phan Thế Anh, Nguyễn Đình Lâm, F.X.Perrin. *Tổng hợp polyaniline theo phương pháp trùng hợp nhũ tương đảo*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Đại học Đà Nẵng. 2011; 3(44): p. 12 - 19.

14. F.X.Perrin, Phan The Anh, Nguyen Dinh Lam. *Preparation and characterization of polyaniline in reversed micelles of decylphosphonic acid for active corrosion protection coatings*. European Polymer Journal. 2015; 66: p. 253 - 265.

15. Z.Ping. *In situ FTIR-attenuated total reflection spectroscopic investigations on the base-acid transitions of polyaniline.* Base-acid transition in the emeraldine form of polyaniline. Journal of Chemical Society, Faraday Transactions. 1996; 92(17): p. 3063 - 3067.

16. J.Tang, X.Jing, B.Wang, F.Wang. *Infrared spectra of soluble polyaniline.* Synthetic Metals. 1988; 24(3): p. 231 - 238.

17. Miroslava Trchová, Ivana Šeděnková, Eva Tobolková, Jaroslav Stejskal. *FTIR spectroscopic and conductivity study of the thermal degradation of polyaniline films*. Polymer Degradation and Stability. 2004; 86(1): p. 179 - 185.

18. S.Quillard, G.Louam, J.P.Buisson, M.Boyer, M.Lapkowski, A.Pron, S.Lefrant. *Vibrational spectroscopic studies of the isotope effects in polyaniline.* Synthetic Metals. 1997; 84(1 - 3): p. 805 - 806.

19. S.Quillard, G.Louarn, S.Lefrant, A.G.Macdiarmid. *Vibrational analysis of polyaniline: A comparative study of leucoemeraldine, emeraldine, and pernigraniline bases*. Physical Review B. 1994; 50(17): p. 12496 - 12508.

20. M.Cochet, G.Louarn, S.Quillard, M.I.Boyer, J.P.Buisson, S.Lefrant. *Theoretical and experimental vibrational study of polyaniline in base forms: non-planar analysis.* Journal of Raman Spectroscopy. 2000; 31(11): p. 1029 - 1039.

21. Y.Furukawa, F.Ueda, Y.Hyodo, I.Harada, T.Nakajima, T.Kawagoe. *Vibrational spectra and structure of polyaniline*. Macromolecules. 1988; 21(5): p. 1297 - 1305.

22. E.Kang. *Polyaniline: A polymer with many interesting intrinsic redox states*. Progress in Polymer Science. 1998; 23(2): p. 277 - 324.

23. E.T.Kang, K.G.Neoh, T.C.Tan, S.H.Khor, K.L.Tan. *Structural studies of poly(p-phenyleneamine) and its oxidation*. Macromolecules. 1990; 23(11): p. 2918 - 2926.

24. J.-C. Chiang, A.G.MacDiarmid. *Polyaniline: Protonic acid doping of the emeraldine form to the metallic regime*. Synthetic Metals. 1986; 13(1 - 3): p. 193-205.

25. H.S.O.Chan, S.C.Ng, P.K.H.Ho. *Polyanilines doped with phosphonic acids: Their preparation and characterization*. Macromolecules. 1994; 27(8): p. 2159 - 2164.

26. Y.Şahin, K.Pekmez, A.Yıldız. *Electrochemical synthesis of self-doped polyaniline in fluorosulfonic acid/acetonitrile solution.* Synthetic Metals. 2002; 129(2): p. 107 - 115.

27. J.Stejskal, R.G.Gilbert. Polyaniline. *Preparation of a conducting polymer (IUPAC Technical Report)*. Pure and Applied Chemistry. 2002; 74(5): p. 857 - 867.

28. Yong Cao, Jinjin Qiu, Paul Smith. *Effect of solvents and co-solvents on the processibility of polyaniline: Solubility and conductivity studies*. Synthetic Metals. 1995; 69(1 - 3): p. 187 - 190.

29. S.Bhadra, N.K.Singha, D.Khastgir. *Effect of aromatic substitution in aniline on the properties of polyaniline*. European Polymer Journal. 2008; 44(6): p. 1763 - 1770.

30. N.Plesu, G.Ilia, A.Pascariu, G.Vlase. *Preparation, degradation of polyaniline doped with organic phosphorus acids and corrosion essays of polyaniline-acrylic blends.* Synthetic Metals. 2006; 156(2 - 4): p. 230 - 238.

# Synthesis and characterisation of decylphosphonic acid doped polyaniline (PANI-DPA) prepared by emulsion polymerisation

**Phan The Anh[1,2], F.X.Perrin[2], Nguyen Dinh Lam[1]**
*[1]University of Science and Technology-University of Da Nang*
*[2]Laboratoire MAPIEM EA 4323,*
*SeaTech-Ecole d'ingénieurs, Université de Toulon BP*
*Email: ptanh@dut.udn.vn, ndlam@dut.udn.vn*

**Summary**

***The combination of polyaniline (PANI), a conductive polymer, and a corrosion inhibitor has been studied to manufacture anti-corrosion coatings. This paper introduces some research results on PANI-DPA, a new material combining polyaniline with decylphosphonic acid, an environmentally friendly corrosion inhibitor, synthesised via two emulsion methods: in direct and inverse emulsions. The polymerisation was performed at room temperature by using ammonium peroxydisulfate (APS) as oxidant and decylphosphonic acid (DPA) as surfactant. The differences in the properties of synthesised PANI-DPA from the two methods were studied in detail. The structure of nano-bars (100-200nm) and nanofibres (50-100nm) were observed in the inverse emulsion and direct emulsion system, respectively.***

***Key words:*** *Polyaniline, decylphosphonic acid, direct emulsion polymerisation, inverse emulsion polymerisation.*

# NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO XÚC TÁC XỬ LÝ MERCAPTAN TRONG KHÍ THIÊN NHIÊN BẰNG HYDRO

**TS. Nguyễn Mạnh Huấn, ThS. Bùi Đức Tài**
**ThS. Ngô Thúy Phượng**
*Viện Dầu khí Việt Nam*
*Email: huannm@pvpro.com.vn*

**Tóm tắt**

***Bài báo trình bày quá trình nghiên cứu chế tạo xúc tác để xử lý sâu lưu huỳnh trong khí thiên nhiên theo phương pháp xử lý loại lưu huỳnh bằng hydro (HDS). Xúc tác được chế tạo theo các phương pháp tẩm lần lượt, tẩm đồng thời trên chất mang γ-$Al_2O_3$. Biến tính pha hoạt động bằng Ni và biến tính chất mang bằng zeolite Y. Xúc tác được đánh giá tính chất hóa lý bằng các phương pháp BET, XRD, TPR, TPD, đánh giá hoạt tính trong hệ phản ứng dòng liên tục, phân tích sản phẩm và nguyên liệu bằng sắc ký khí đầu dò UCS theo tiêu chuẩn ASTM D5504. Kết quả cho thấy xúc tác chế tạo theo phương pháp tẩm lần lượt trên chất mang, tăng cường thêm Ni cho độ chuyển hóa cao nhất ở điều kiện nhiệt độ và áp suất phản ứng thấp.***

***Từ khóa:*** *Xử lý lưu huỳnh bằng hydro, khí thiên nhiên, xúc tác, mercaptan.*

## 1. Giới thiệu

Khí thiên nhiên có thành phần chính là hydrocarbon (chủ yếu là methane và một lượng nhỏ các alkane từ $C_2$ - $C_4$), và các hợp chất khác gồm: khí chua như $CO_2$, $H_2S$, RSH (mercaptan), các hợp chất hữu cơ chứa lưu huỳnh như thiophene, $CS_2$, và một số tạp chất khác như $N_2$, hơi nước, thủy ngân… [1]. Khí thiên nhiên sau khi khai thác sẽ được xử lý sơ bộ tại giàn và tinh chế tại các nhà máy chế biến khí trước khi được vận chuyển tới nơi tiêu thụ.

Tại khu vực Đông Nam Bộ, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố thuộc Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) thực hiện các chức năng tiếp nhận và xử lý nguồn khí từ mỏ Bạch Hổ, Rạng Đông và các mỏ khác trong bể Cửu Long; phân phối sản phẩm khí khô đến các nhà máy điện, đạm và các đơn vị tiêu thụ công nghiệp. Nhu cầu sử dụng khí thấp áp của các đơn vị tiêu thụ công nghiệp năm 2011 ước tính khoảng 120 triệu $m^3$ (điều kiện tiêu chuẩn), trong đó có nhiều đơn vị sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu đốt tiếp xúc trực tiếp với sản phẩm với công suất tiêu thụ trung bình của các đơn vị sản xuất gạch men khoảng 4 triệu $m^3$/năm (điều kiện tiêu chuẩn). Đối với các đơn vị tiêu thụ công nghiệp quy mô nhỏ hơn, lượng khí tiêu thụ trung bình khoảng 8.000 - 10.000kg/ngày (điều kiện tiêu chuẩn) [2].

Các hợp chất chứa lưu huỳnh trong khí thiên nhiên là một trong những loại tạp chất có ảnh hưởng nghiêm trọng nhất đến chất lượng của khí. Tiêu chuẩn chất lượng về hàm lượng lưu huỳnh trong khí thiên nhiên ở mỗi nước khác nhau. Ở Liên bang Nga, hàm lượng $H_2S$ trong khí phải thấp hơn 22mg/$m^3$; mercaptan (RSH) thấp hơn 36mg/$m^3$. Mỹ yêu cầu hàm lượng $H_2S$ thấp hơn 5,7mg/$m^3$; mercaptan thấp hơn 5mg/$m^3$; hàm lượng lưu huỳnh tổng trong khoảng 22 - 228mg/$m^3$. Ở Việt Nam, tiêu chuẩn chung cho khí thương mại là hàm lượng lưu huỳnh tổng dưới 30ppm (theo đề xuất của PV GAS [3]).

Đối với một số ngành công nghiệp đặc biệt (như sản xuất và gia công vật liệu gốm tráng men, thủy tinh và chi tiết đặc biệt trong xe ô tô...), hàm lượng các hợp chất lưu huỳnh trong nhiên liệu khí cần dưới 1ppm, do hàm lượng lưu huỳnh cao sẽ tương tác với các hợp chất vô cơ gây ảnh hưởng đến chất lượng sản phẩm, làm giảm điểm nóng chảy của thủy tinh, tạo các điểm màu lỗi trong vật liệu gốm [4]. Để có thể sử dụng khí thiên nhiên có hàm lượng lưu huỳnh tổng dưới 1ppm, dòng khí đầu ra (hàm lượng lưu huỳnh tổng khoảng 17 - 18ppm) tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố cần được xử lý để đáp ứng nhu cầu. Do đó, cần nghiên cứu kỹ về quá trình HDS trong khí thiên nhiên để làm cơ sở thiết kế chế tạo các cụm xử lý lưu huỳnh tổng đáp ứng các nhu cầu cho từng đơn vị sử dụng khí khác nhau của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố hoặc sử dụng CNG nhập khẩu có hàm lượng lưu huỳnh tổng theo tiêu chuẩn thương mại > 1ppm.

Các quá trình truyền thống để xử lý khí acid trong khí thiên nhiên như các quá trình hấp thụ (vật lý, hóa học hay kết hợp) trên dung môi lỏng, hay quá trình hấp phụ trên chất rắn đều có một đặc điểm chung là khó xử lý sâu được các hợp chất lưu huỳnh trong khí xuống đến 1ppm nhằm đáp ứng yêu cầu của một số ngành công nghiệp. Ngoài ra, một số phương pháp truyền thống còn có các nhược điểm như làm mất hydrocarbon (như phương pháp màng và hấp thụ vật lý), vận hành phức tạp (các phương pháp

sử dụng dung môi) đồng nghĩa với chi phí đầu tư và vận hành cao. Để xử lý các hợp chất lưu huỳnh trong khí thiên nhiên xuống hàm lượng rất thấp (< 1ppm), cần sử dụng các phương pháp xử lý sâu khí. Trong đó phương pháp xúc tác - hấp phụ được sử dụng phổ biến nhất hiện nay là HDS [5]. Khí $H_2$ được thêm vào nhiên liệu phản ứng với các hợp chất lưu huỳnh hình thành $H_2S$. Quá trình này dùng xúc tác điển hình là Ni-Mo/$Al_2O_3$ hoặc Co-Mo/$Al_2O_3$, theo sau đó là quá trình hấp thụ $H_2S$ bằng ZnO ở 300 - 400°C.

Quá trình khử lưu huỳnh có thể theo hướng tách $H_2S$ sau đó hydro hóa [6, 7]:

$$R\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}SH \rightarrow R\text{-}CH = CH_2 + H_2S \rightarrow R\text{-}CH_2\text{-}CH_3 + H_2 \quad (1)$$

Và theo hướng hydro hóa trực tiếp:

$$R\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}SH + H_2 \rightarrow R\text{-}CH_2\text{-}CH_3 + H_2S \quad (2)$$

Phản ứng tách $H_2S$ dựa trên xúc tác acid-base trên bề mặt kim loại được sulfide hóa. Quá trình này là một ví dụ của phản ứng tách β-H Hofmann. Phản ứng hydro hóa nối đôi và hydro hóa trực tiếp các hợp chất lưu huỳnh xảy ra trên bề mặt sulfide kim loại, tương tự như phản ứng hydro hóa trên bề mặt kim loại, ở đây các liên kết C-S và H-H bị bẻ gãy và hình thành các liên kết C-H và S-H. Các hợp chất lưu huỳnh no có β-H sẽ dễ bị tách hơn là hydro hóa. Hợp chất lưu huỳnh không có β-H như methyl mercaptan chỉ thực hiện quá trình HDS thông qua hướng hydro hóa trực tiếp.

Phản ứng HDS là phản ứng tỏa nhiệt, do đó trên phương diện nhiệt động học thì phản ứng thích hợp ở nhiệt độ thấp. Tuy nhiên ở nhiệt độ thấp phản ứng bị khống chế về động học, khó đạt cân bằng. Do đó, cần cân bằng giữa giới hạn động học và nhiệt động học để có điều kiện làm việc tốt nhất. Nhiệt độ làm việc của các phản ứng HDS đối với nguyên liệu lỏng (naphtha, dầu, cặn...) thường dao động từ 300 - 450°C, tùy thuộc vào thành phần nguyên liệu, thành phần hợp chất chứa lưu huỳnh và xúc tác sử dụng cho từng quá trình. Xúc tác có hoạt tính càng cao thì có thể hạ thấp nhiệt độ của phản ứng và ngược lại.

Xúc tác cho quá trình HDS là dạng kim loại chuyển tiếp trên chất mang. Các kim loại chuyển tiếp thuộc nhóm 3d, 4d, 5d đã được nghiên cứu để làm xúc tác khử lưu huỳnh chủ yếu. Hoạt tính của các kim loại chuyển tiếp đối với phản ứng hydrodesulfur hóa đã được trình bày [8]. $MoS_2$ được xem là pha hoạt tính chính của xúc tác. Các xúc tác có chứa 2 kim loại như CoMo/$Al_2O_3$ hoặc NiMO/$Al_2O_3$ có hoạt tính cao hơn xúc tác Mo/$Al_2O_3$. Vì vậy, Co và Ni được xem là chất biến tính tăng hoạt cho xúc tác. Xúc tác CoMo được định hướng nhiều hơn cho phản ứng HDS trong khi xúc tác NiMo được định hướng sử dụng cho quá trình loại nitơ (HDN) [9], do xúc tác CoMo ưu tiên hoạt hóa phản ứng hydro phân hơn là phản ứng hydro hóa làm no hóa vòng thơm và nối đôi [10]. Xúc tác NiMo có hoạt tính hydro hóa mạnh hơn CoMo và được lựa chọn cho các quá trình HDS có yêu cầu bão hòa các hợp chất đầu ra như diesel. Xúc tác CoMo và NiMo được thương mại hóa cho cả quá trình HDS nguyên liệu naphtha, diesel và cho sản phẩm có hàm lượng lưu huỳnh xuống tới vài ppm [10].

Nghiên cứu này sử dụng xúc tác CoMo để thực hiện quá trình HDS pha khí có chứa pha hoạt tính. Xúc tác này có thể hoạt hóa phản ứng HDS ở điều kiện áp suất thấp và nhiệt độ cao, đồng thời cũng lựa chọn phản ứng hydro phân để loại lưu huỳnh vừa phù hợp với đặc tính nguyên liệu không chứa olefin và phần lớn các hợp chất cơ lưu huỳnh là methyl mercaptan, tức là không có β-H để tiến hành phản ứng theo cơ chế loại $H_2S$ rồi hydro hóa nối đôi, vừa giảm được lượng $H_2$ tiêu tốn cho phản ứng. Một ưu điểm khác của xúc tác CoMo so với xúc tác NiMo là khả năng bền với $H_2S$. Theo nghiên cứu [10], mặc dù xúc tác NiMo có khả năng hoạt hóa phản ứng hydro hóa tốt hơn, tuy nhiên trong điều kiện áp suất riêng phần của $H_2S$ trong hỗn hợp cao, hoạt tính của xúc tác này giảm xuống và thấp hơn rõ rệt so với xúc tác CoMo. Dựa trên tính chất nguồn khí tại Việt Nam, xúc tác CoMo được đánh giá phù hợp cho quá trình HDS các hợp chất lưu huỳnh trong khí thiên nhiên, Ni sẽ được xem xét bổ sung với vai trò như chất biến tính pha hoạt tính.

Xét về cấu trúc xúc tác, pha hoạt tính trong xúc tác được biến tính có dạng cấu trúc Co-Mo-S hoặc Ni-Mo-S, được tạo ra khi bổ sung một lượng Co (hoặc Ni) vừa đủ để bao phủ các cạnh rìa của tâm $MoS_2$ [9], do đó việc biến tính xúc tác sẽ được nghiên cứu để gia tăng khả năng chuyển hóa lưu huỳnh của xúc tác CoMo.

Trong công nghiệp, xúc tác CoMo/$Al_2O_3$ được điều chế bằng phương pháp tẩm dung dịch muối $(NH_3)_6Mo_7O_{24}$ và $Co(NO_3)_2$ hoặc $Ni(NO_3)_2$ lên chất mang γ-$Al_2O_3$. Trên chất mang γ-$Al_2O_3$, xúc tác sẽ được khảo sát quá trình tổng hợp bằng 2 phương pháp: thấm ướt đồng thời các tiền chất phù hợp lên chất mang hỗn hợp như trong nghiên cứu [11] hoặc thấm ướt từng giai đoạn như trong nghiên cứu [12].

Việc cải tiến xúc tác để nâng cao hoạt tính của xúc tác được tiến hành ở tất cả các bước: bước chuẩn bị xúc tác, lựa chọn tiền chất của pha hoạt tính, lựa chọn chất mang, quy trình tổng hợp và xử lý sau của xúc tác tổng hợp. Các hướng nghiên cứu nâng cao hiệu suất của xúc tác HDS

gồm việc tác động lên các yếu tố [9]: thay đổi bản chất pha hoạt động, lựa chọn các thế hệ chất mang mới, biến tính chất mang truyền thống, lựa chọn quy trình tổng hợp mới bằng việc sử dụng các tiền chất mới.

Trong nghiên cứu này, việc biến tính xúc tác sẽ được nghiên cứu theo 2 hướng: biến tính pha hoạt động và biến tính chất mang. Trong đó, pha hoạt động sẽ được biến tính bằng cách thay 1 phần và toàn bộ Co bằng Ni để đánh giá khả năng tương hỗ của 2 loại chất biến tính này như trong nghiên cứu [12]. Chất mang cũng sẽ được biến tính bằng cách thêm zeolite Y vào γ-$Al_2O_3$ để đánh giá được khả năng tăng độ phân tán pha hoạt tính và khả năng làm tăng hoạt tính HDS của xúc tác.

Mục đích của bài báo này là nghiên cứu chế tạo xúc tác cho quá trình HDS khí thiên nhiên với khí thử nghiệm là methyl mercaptan, đánh giá ảnh hưởng của thành phần xúc tác, phương pháp đưa pha hoạt tính lên chất mang đến hoạt tính của xúc tác cho phản ứng HDS; tìm được thành phần tối ưu của xúc tác để thu được độ chuyển hóa mercaptan cao nhất cũng như đánh giá được ảnh hưởng của một số thông số điều kiện phản ứng từ nhiệt độ, áp suất, lưu lượng đến độ chuyển hóa. Ngoài ra, việc nghiên cứu công nghệ HDS và xúc tác để xử lý các hợp chất mercaptan trong khí thiên nhiên cũng là cơ sở để áp dụng cho việc xử lý các hợp chất mercaptan trong bio-gas, nguồn khí khá phổ biến ở Việt Nam.

## 2. Thực nghiệm

### *2.1. Hóa chất*

$Al(OH)_3$ Tân Bình, $(NH_4)_6Mo_7O_{24}.4H_2O$, $Co(NO_3)_2.6H_2O$ (Sigma Aldrich), $Ni(NO_3)_2.6H_2O$ (Guangdong Guang hua Sci-Tech Co). Methane 99,99%; hỗn hợp 100ppm $H_2S$ trong $H_2$; hỗn hợp 100ppm $CH_3SH$ trong $H_2$; khí $H_2$ 99,999%; khí $N_2$ 99,999%.

### *2.2. Tổng hợp xúc tác*

Xúc tác được tổng hợp bằng phương pháp tẩm lần lượt hoặc đồng thời các tiền chất phù hợp lên chất mang γ-$Al_2O_3$ với hàm lượng Mo thay đổi trong khoảng 10 - 20% khối lượng, tỷ lệ mol nCo/(nCo + nMo) được giữ cố định ở 0,3.

Chất mang γ-$Al_2O_3$ được tổng hợp từ $Al(OH)_3$ Tân Bình theo phương pháp kết tủa như trong nghiên cứu [13]. Pha hoạt tính được biến tính bởi Ni được sử dụng để khảo sát khả năng làm tăng hoạt tính xúc tác. Thử nghiệm biến tính chất mang với zeolite Y để đánh giá khả năng làm tăng hoạt tính cũng như độ bền hoạt tính xúc tác. Xúc tác được tổng hợp theo các phương pháp khác nhau gồm: mẫu tẩm đồng thời; mẫu tẩm tuần tự theo thứ tự Co, Mo; mẫu tẩm tuần tự theo thứ tự Mo, Co lên chất mang để so sánh ảnh hưởng của cách đưa pha hoạt động trên chất mang đối với xúc tác HDS. Các mẫu xúc tác tổng hợp và ký hiệu được trình bày trong Bảng 1.

Quá trình tổng hợp xúc tác được tiến hành theo 2 phương pháp: phương pháp tẩm ướt đồng thời pha hoạt tính chứa muối Co và Mo lên chất mang và phương pháp tẩm ướt tuần tự muối Co, Mo lên chất mang. Quy trình tẩm ướt đồng thời được thực hiện như sau: các muối của Mo và Co được cân với khối lượng và tỷ lệ thích hợp tính trước, sau đó các muối được hòa tan hoàn toàn trong nước (lượng nước gấp 2,5 - 3 lần so với lượng xúc tác hình thành) rồi cho vào cốc đựng $Al_2O_3$ khuấy đều và cô cạn ở 60°C. Sau khi cô cạn, mẫu được lấy ra và sấy khô qua đêm ở 110°C sau đó tiến hành nung trong lò có tiếp xúc với không khí ở 500°C trong 3 giờ, tốc độ gia nhiệt 5°C/phút. Sau khi nung, mẫu được làm nguội tự nhiên và được đem đi lưu trữ, tránh hấp phụ ẩm.

Trong quy trình tổng hợp xúc tác theo phương pháp tẩm ướt đồng thời, muối Mo (hay Co) sẽ được hòa tan

***Bảng 1.*** *Thành phần các mẫu xúc tác*

| TT | Thành phần xúc tác (% khối lượng) | | | | | Ký hiệu | Ghi chú |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | NiO | CoO | $MoO_3$ | $Al_2O_3$ | Zeolite | | |
| 1 | - | 2 | 10 | 88 | - | 2Co10MoAl | Tẩm đồng thời |
| 2 | - | 3 | 15 | 82 | - | 3Co15MoAl | Tẩm đồng thời |
| 3 | - | 4 | 20 | 76 | - | 4Co20MoAl | Tẩm đồng thời |
| 4 | - | 3 | 15 | 82 | - | CoMoAl | Tẩm tuần tự Co, Mo |
| 5 | - | 3 | 15 | 82 | - | MoCoAl | Tẩm tuần tự Mo, Co |
| 6 | 3 | 0 | 15 | 82 | - | NiMoAl | Thay Co bằng Ni |
| 7 | 1,5 | 1,5 | 15 | 82 | - | 50Ni-MoCoAl | Biến tính pha |
| 8 | 0,75 | 2,25 | 15 | 82 | - | 25Ni-MoCoAl | Biến tính pha |
| 9 | 1,5 | 1,5 | 15 | 0 | 82 | CoMoY | Biến tính chất mang |
| 10 | 1,5 | 1,5 | 15 | 41 | 41 | CoMoAlY | Biến tính chất mang |

hoàn toàn trong một lượng nước thích hợp (khoảng 2,5 lần lượng xúc tác hình thành), sau đó tẩm dung dịch muối Mo (hay Co) lên chất mang bằng cách trộn đều ở nhiệt độ 60°C đến khi cạn hoàn toàn. Sau khi cô cạn, hỗn hợp xúc tác được lấy ra và đem đi sấy khô qua đêm ở 110°C rồi nung trong lò có tiếp xúc với không khí ở nhiệt độ 500°C trong 3 giờ, tốc độ gia nhiệt 5°C/phút. Sản phẩm thu được là xúc tác chứa một oxide kim loại ($MoO_3$ hay CoO) lên chất mang. Thực hiện lại quy trình trên đối với việc tẩm kim loại còn lại lên chất mang để thu được xúc tác hoàn chỉnh.

### *2.3. Phân tích các đặc trưng hóa lý của xúc tác*

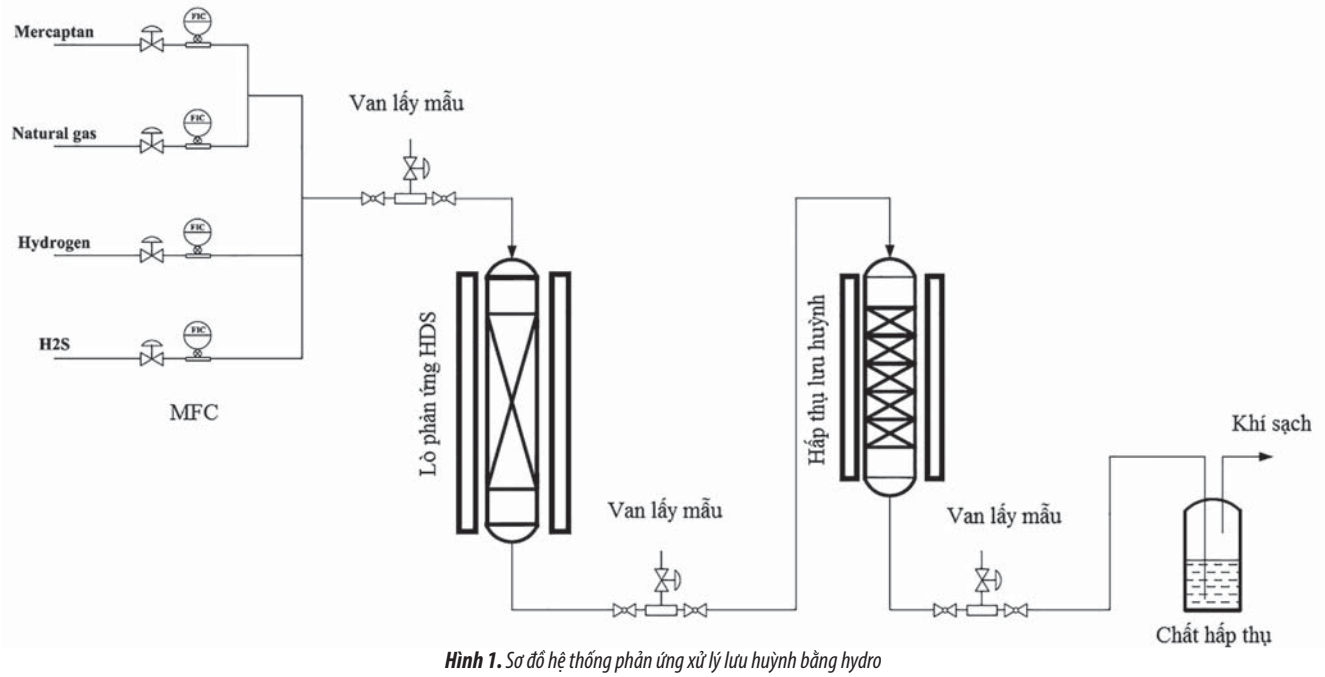
Diện tích bề mặt của xúc tác được xác định bằng phương pháp hấp phụ nitơ lỏng ở nhiệt độ thấp theo tiêu chuẩn ASTM D3663 [14] và xác định bằng thiết bị Tristar II cùng bộ xử lý mẫu SmartPrep (Micromeritics). Sử dụng thiết bị D8 Advance (Bruker) theo phương pháp ASTM D3906 [15] để xác định cấu trúc của các loại tinh thể trong xúc tác đồng thời sử dụng để định tính pha tinh thể với độ tin cậy cao. Tính acid (TPD) và tính khử (TPR) của xúc tác được thực hiện trên thiết bị AMI 902 (Altamira).

### *2.4. Phương pháp khảo sát hoạt độ của xúc tác*

Khảo sát hoạt tính HDS của xúc tác tổng hợp được tiến hành trong thiết bị phản ứng dạng liên tục như Hình 1, khí ban đầu được phối trộn theo tỷ lệ cần nghiên cứu thông qua các van lưu lượng (MFC), sau đó phản ứng tại lò phản ứng HDS. Tại đây, quá trình chuyển hóa mercaptan bằng hydro thành $H_2S$ dưới tác dụng xúc tác diễn ra theo phản ứng $CH_3SH + H_2 \rightarrow CH_4 + H_2S$, $H_2S$ sau đó được hấp thụ bằng ZnO tại tháp hấp thụ, khí sau tháp hấp thụ được sục qua bình hấp thụ để loại bỏ hết các tạp chất dạng lưu huỳnh còn lại trước khi đi ra ngoài không khí. Lò phản ứng và tháp hấp thụ được điều khiển nhiệt độ thông qua các lò gia nhiệt phản ứng. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ trình bày kết quả nghiên cứu của phản ứng HDS.

Theo Kiperman [16], tỷ lệ chiều dày lớp xúc tác/đường kính hạt xúc tác ($d_{cat}$) từ 16 - 31 và tỷ lệ đường kính lò phản ứng/đường kính hạt xúc tác không nhỏ hơn 11 - 12 sẽ đảm bảo cho chế độ dòng lý tưởng, giảm bớt ảnh hưởng của khuếch tán nội và gradient nồng độ, nhiệt độ. Trong thí nghiệm này, 0,5g xúc tác dạng bột có đường kính trung bình 0,1mm được cố định trong lò phản ứng HDS có đường kính 12mm, bề dày lớp xúc tác h = 3mm. Do đó, tỷ lệ đường kính lò phản ứng/đường kính hạt xúc tác = 12/0,1 = 120, tỷ lệ chiều dày lớp xúc tác/đường kính hạt xúc tác = 3/0,1 = 30 nên phản ứng sẽ diễn ra ở chế độ dòng lý tưởng, hạn chế tối đa ảnh hưởng của khuếch tán.

Trước phản ứng, xúc tác được hoạt hóa (sulfide hóa) bằng hỗn hợp $H_2S$ 5% trong $H_2$ ở nhiệt độ 330°C, 1atm trong thời gian 8 giờ với tốc độ 4l/giờ và làm nguội đến nhiệt độ phòng trong 3 giờ. Sau khi làm nguội, hệ thống được đuổi bằng khí $N_2$ trong 1 giờ rồi cô lập thiết bị phản ứng. Nguyên liệu và sản phẩm được lấy ra khỏi hệ tại các van lấy mẫu và phân tích trên thiết bị GC (Agilent Technologies 7890A) đầu dò UCS theo tiêu chuẩn ASTM D5504, cột DB1, kích thước 60m x 0,53mm x 5µm, chương trình nhiệt độ: Bắt đầu ở 40°C giữ trong 1,5 phút, tăng nhiệt độ với tốc độ 15°C/phút, nhiệt độ cuối 200°C.




***Hình 1.*** *Sơ đồ hệ thống phản ứng xử lý lưu huỳnh bằng hydro*

Độ chuyển hóa mercaptan được tính theo công thức:

$$X_{mer}(\%) = \frac{C^{in}_{mer} - C^{out}_{mer}}{C^{in}_{mer}}$$

Trong đó:

$C^{in}_{mer}$: Hàm lượng methyl mercaptan trước khi vào thiết bị phản ứng;

$C^{out}_{mer}$: Hàm lượng methyl mercaptan sau khi ra khỏi thiết bị phản ứng.

Năng lượng hoạt hóa của phản ứng HDS có hay không có xúc tác được tính toán dựa vào vận tốc phản ứng tại các nhiệt độ khác nhau của phản ứng theo phương trình sau:

Vận tốc phản ứng = $F.X.C_o/m_{xt}$ (ppm $RSH.g^{-1}.h^{-1}$),

Trong đó:

F: Lưu lượng tổng (l/giờ);

X: Độ chuyển hóa phản ứng;

$C_o$: Hàm lượng mercaptan ban đầu (ppm RSH/L);

$m_{xt}$: Khối lượng xúc tác (g).

Từ vận tốc phản ứng tại các nhiệt độ khác nhau, sử dụng phương trình Arrhenius $k_T = k_o.e^{-E/RT}$ để tính toán giá trị năng lượng hoạt hóa của phản ứng thông qua đồ thị lnk-1/T.

## 3. Kết quả và thảo luận

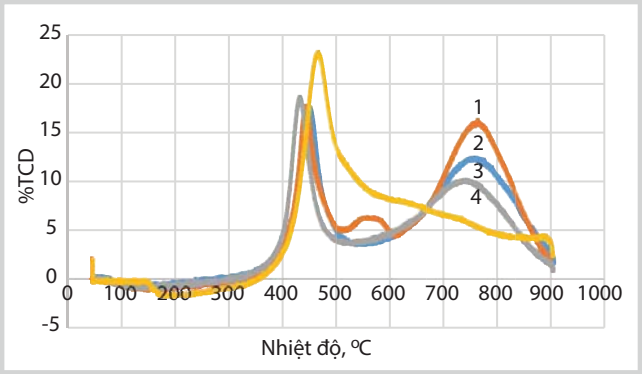
### *3.1. Tính chất hóa học, vật lý của xúc tác*

Kết quả đo diện tích bề mặt riêng của các mẫu xúc tác (Bảng 2) cho thấy khi tăng hàm lượng pha hoạt tính, diện tích bề mặt riêng giảm dần so với chất mang ban đầu. Khi tăng hàm lượng pha hoạt tính tương ứng với hàm lượng Mo từ 10% lên 20%, diện tích bề mặt giảm từ 155$m^2/g$ xuống còn 123$m^2/g$ là do khi tăng hàm lượng pha hoạt tính, pha hoạt tính phân bố không những lên bề mặt chất mang mà còn trong lỗ xốp của chất mang. Nghĩa là làm giảm kích thước lỗ xốp, cũng như giảm thể tích lỗ xốp qua đó làm giảm bề mặt riêng của xúc tác.

Điều chế xúc tác bằng 2 phương pháp tẩm lần lượt và đồng thời, phương pháp tẩm lần lượt cho diện tích bề mặt riêng cao hơn phương pháp tẩm đồng thời. Trong 2 mẫu xúc tác tẩm lần lượt, mẫu xúc tác tẩm theo thứ tự Co trước, sau đó tẩm Mo lên sau có diện tích bề mặt riêng thấp hơn. Điều này có thể được giải thích là do Co có khả năng liên kết mạnh với chất mang, do đó dễ dàng phân bố đều trên bề mặt và lỗ xốp của chất mang làm giảm diện tích bề mặt.

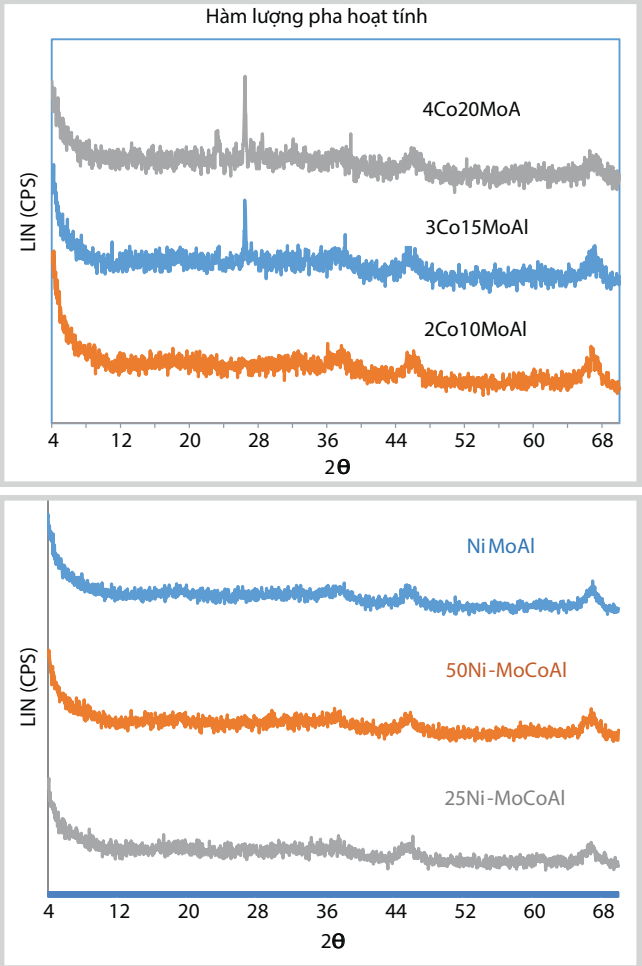
***Bảng 2.*** *Diện tích bề mặt riêng của các mẫu xúc tác*

| TT | Tên mẫu | Diện tích bề mặt ($m^2/g$) |
|---|---|---|
| 1 | $\gamma$-$Al_2O_3$ | 228 |
| 2 | 2Co10MoAl | 155 |
| 3 | 3Co15MoAl | 136 |
| 4 | 4Co20MoAl | 123 |
| 5 | CoMoAl | 149 |
| 6 | MoCoAl | 159 |
| 7 | NiMoAl | 163 |




*Ghi chú 1: Xúc tác MoCoAl; 2: Xúc tác 3Co15MoAl; 3: Xúc tác 50Ni-MoCoAl; 4: Xúc tác CoMoY*

***Hình 2.*** *Giản đồ khử theo nhiệt độ của các mẫu xúc tác*




***Hình 3.*** *Giản đồ XRD của các mẫu xúc tác khi thay đổi hàm lượng pha hoạt tính và biến tính bằng Ni*

Khi thay toàn bộ Co bằng Ni trong thành phần pha hoạt tính thì diện tích bề mặt riêng của xúc tác thay đổi nhẹ do sự ảnh hưởng của bề mặt Ni và Co. Điều đó chứng tỏ chất biến tính được sử dụng không ảnh hưởng đến hình thái xúc tác.

Kết quả đo đặc tính khử (TPR) của xúc tác (Hình 2) cho thấy, các mẫu phân tích đều có 2 đỉnh (peak) khử chính được thể hiện liên quan đến việc khử Mo ở cấu trúc bát diện (vùng trên 400°C) và Mo tứ diện liên kết chặt với chất mang (peak ở vùng 770°C). Việc xuất hiện peak ở vùng 550 - 600°C là do quá trình khử Mo bát diện với mức độ polymer hóa khác nhau [17].

Với 2 phương pháp tẩm pha hoạt tính lên chất mang, nhiệt độ khử cực đại đỉnh khử đầu của mẫu xúc tác MoCoAl thấp hơn mẫu xúc tác 3Co15MoAl (440°C so với 450°C) nghĩa là quá trình khử $MoO_3$ xuống $MoO_2$ của phương pháp tẩm tuần tự sẽ diễn ra dễ hơn so với phương pháp tẩm đồng thời. Hay nói cách khác, quá trình tẩm pha hoạt tính lên chất mang đã làm thay đổi liên kết giữa Mo-chất mang mặc dù lượng hydro tiêu thụ là khá tương đồng. Mức độ khử ở đỉnh khử thứ 2 ($MoO_2$ thành Mo) ở phương pháp tẩm tuần tự cao hơn nhiều so với phương pháp tẩm từng phần do phương pháp tẩm đồng thời tạo pha Mo hóa trị 4 có cấu trúc tứ diện liên kết chặt chẽ với chất mang làm cho quá trình khử khó khăn hơn. Quá trình khử $Mo^{6+}$ của mẫu được biến tính bằng Ni (thay thế một phần Co bằng Ni) ở nhiệt độ thấp hơn, do các tâm Ni khi đã được khử có khả năng lưu giữ và phân tán $H_2$ đến bề mặt Mo làm thuận lợi cho quá trình khử các tâm Mo này. Đối với mẫu thay chất mang $\gamma$-$Al_2O_3$ bằng zeolite Y có đỉnh khử đầu của Mo ở nhiệt độ cao hơn, nghĩa là liên kết giữa Mo và zeolite Y bền hơn Mo-Al.

***Bảng 3.*** *Hoạt tính các xúc tác khác nhau trong phản ứng HDS RSH, điều kiện phản ứng: khối lượng xúc tác = 0,5g; P = 1atm; lưu lượng dòng tổng = 12l/giờ; nhiệt độ phản ứng = 150°C; tỷ lệ $H_2/CH_4$ = 0,3, hàm lượng $CH_3SH$ ban đầu = 30ppm*

| TT | Xúc tác | Độ chuyển hóa (%) |
|---|---|---|
| 1 | 2Co10MoAl | 70 |
| 2 | 3Co15MoAl | 45 |
| 3 | 4Co20MoAl | 20 |
| 4 | CoMoAl | 53 |
| 5 | MoCoAl | 76 |
| 6 | NiMoAl | 83 |
| 7 | 50Ni-MoCoAl | 91 |
| 8 | 25Ni-MoCoAl | 87 |
| 9 | CoMoY | 64 |
| 10 | CoMoAlY | 80 |

Giản đồ XRD của các mẫu xúc tác ở hàm lượng pha hoạt tính khác nhau (Hình 3) cho thấy trong mẫu ở hàm lượng pha hoạt tính thấp (10% Mo, 15% Mo), các đỉnh dao động đặc trưng cho pha tinh thể của xúc tác không rõ ràng nên xúc tác với hàm lượng pha hoạt tính ở mức này chủ yếu chứa pha vô định hình. Khi tăng hàm lượng pha hoạt tính, cường độ các peak dao động càng mạnh và chủ yếu đặc trưng cho pha tinh thể $MoO_3$ ($2\theta$ = 24°, 26°, 27°, 34°, 39°). Khi tăng hàm lượng pha hoạt tính, kích thước tinh thể tăng. Hiện tượng này do khi tăng hàm lượng pha hoạt tính đồng nghĩa với hàm lượng chất mang đóng vai trò là pha phân tán bị giảm xuống, kéo theo diện tích bề mặt xúc tác giảm, làm giảm khả năng phân tán pha hoạt tính. Khi sự phân tán pha hoạt tính giảm có thể làm cho hoạt tính của xúc tác bị giảm do kích thước tinh thể tăng và làm giảm khả năng tiếp xúc của các tâm hoạt tính với tác chất phản ứng. Ảnh hưởng của Ni đến phổ XRD của các mẫu xúc tác là không đáng kể do hàm lượng của Ni thấp do đó pha tinh thể thể hiện không rõ ràng.

### *3.3. Hoạt tính của xúc tác*

Ảnh hưởng của hàm lượng pha hoạt tính được nghiên cứu bằng cách tăng dần hàm lượng Mo từ 10%, 15% và 20% theo khối lượng. Giữ cố định tỷ lệ mol của Co/(Co + Mo) = 0,3 do đây là tỷ lệ có sự bổ trợ về điện tử tốt nhất giữa Co và Mo để hình thành pha Co-Mo-S có hoạt tính [18]. Hoạt tính của các xúc tác tại 300 phút được thể hiện ở Bảng 3, các kết quả được so sánh tại 300 phút là thời điểm phản ứng ổn định (độ chuyển hóa hầu như ít thay đổi sau đó).

Bảng 3 cho thấy hàm lượng pha hoạt tính có ảnh hưởng lớn đến độ chuyển hóa của phản ứng. Khi tăng lượng Mo từ 10% lên 15%, độ chuyển hóa tăng từ 45% lên 70% và sau đó giảm nhanh về 20% khi tiếp tục tăng lượng Mo lên 20%. Điều này có thể được giải thích là do:

- Khi tăng hàm lượng pha hoạt tính, diện tích bề mặt xúc tác bị giảm, dẫn tới số tâm hoạt tính trên bề mặt cũng giảm đi, do đó làm giảm hoạt tính xúc tác;

- Co đóng vai trò là chất xúc tiến, sau quá trình sulfide hóa, Co tồn tại ở 3 dạng: $Co_9S_8$ trên chất mang, ion hấp phụ trên cạnh của tinh thể $MoS_2$ (còn được gọi là pha Co-Mo-S), và các ion trong cấu trúc tứ diện trong mạng tinh thể $\gamma$-$Al_2O_3$. Phụ thộc vào hàm lượng Co và Mo, xúc tác sau khi sulfide hóa có thể tồn tại nhiều ở dạng $Co_9S_8$ hay pha Co-Mo-S [19]. Khi hàm lượng Co lớn, Co chủ yếu ở dạng $Co_3O_4$ và chuyển hóa thành $Co_9S_8$ sau sulfide hóa còn Co trong cấu trúc tứ diện của chất mang vẫn không thay đổi vị trí. Khi hàm lượng Co thấp, Co sẽ chủ yếu ở vị

trí bát diện trong cấu trúc với chất mang, sau khi bị sulfide hóa sẽ hình thành pha Co-Mo-S [20] có tác dụng xúc tác cho phản ứng HDS. Do đó, khi bổ sung một lượng nhỏ Co, vai trò chất xúc tiến của Co sẽ được thể hiện làm tăng hoạt tính của xúc tác dưới dạng Co-Mo-S. Trong khi đó ở hàm lượng Co cao, pha $Co_9S_8$ là chủ yếu do đó hoạt tính xúc tác bị giảm.

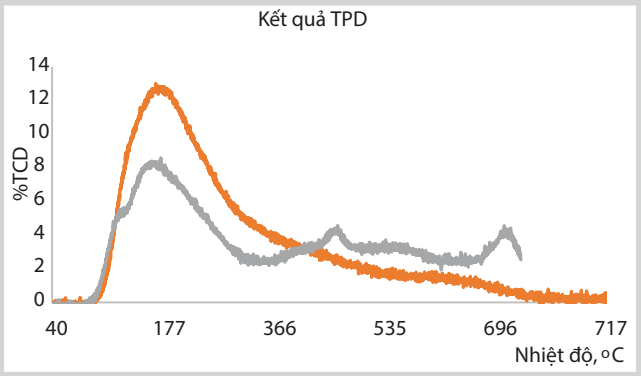
Phương pháp đưa pha hoạt động lên chất mang có ảnh hưởng rất lớn đến hoạt tính của xúc tác, kết quả 3 mẫu xúc tác điều chế theo phương pháp tẩm đồng thời, tẩm lần lượt Co trước - Mo sau, và tẩm lần lượt Mo trước - Co sau (Bảng 3) cho thấy phương pháp tẩm lần lượt Mo trước - Co sau cho độ chuyển hóa tốt nhất, sau đó là phương pháp tẩm đồng thời và cuối cùng là phương pháp tẩm lần lượt Co trước - Mo sau. Do bản chất liên kết của pha hoạt tính với chất mang, nếu tẩm Co trước thì Co sẽ liên kết mạnh với chất mang làm cho khả năng được hoạt hóa với $H_2S/H_2$ bị giảm, do đó giảm tác dụng chất xúc tiến của Co [19]. Ngược lại, khi tẩm muối Mo trước sau đó tẩm Co sẽ giảm được lực liên kết của Co với chất mang làm cho Co dễ hoạt hóa hơn, qua đó thể hiện được bản chất chất xúc tiến, ngoài ra liên kết của Mo và chất mang không mạnh do đó pha hoạt tính dễ được hoạt hóa. Từ đó, dễ dàng giải thích hoạt tính xúc tác được điều chế theo phương pháp đồng tẩm cho kết quả độ chuyển hóa lớn hơn phương pháp tẩm Co trước Mo sau và nhỏ hơn độ chuyển hóa xúc tác tẩm Mo trước, Co sau.

Xúc tác được biến tính bởi Ni cho độ chuyển hóa cao hơn so với xúc tác không biến tính do Ni có hoạt tính mạnh hơn so với Co trong vai trò chất xúc tiến phản ứng HDS, lượng ion $Mo^{6+}$ trong cấu trúc tứ diện của xúc tác chứa Co nhiều hơn trong xúc tác chứa Ni, các ion kim loại trong cấu trúc tứ diện thường bền nên khó bị khử và sulfide hóa do đó không làm tăng hoạt tính HDS [21]. Một nguyên nhân khác là xúc tác NiMo có hoạt tính hydro hóa mạnh hơn CoMo, kết quả này trùng với kết quả của nghiên cứu [10]. Sở dĩ xúc tác này có khả  năng này vì Ni có khả năng hoạt hóa $H_2$ mạnh có khả năng hoạt hóa cho phản ứng hydro hóa, đồng thời có thể tạo hiệu ứng đẩy tràn hydro (spill-over) cho các tâm Mo để các tâm này luôn ở trạng thái được khử và có lỗ trống, vốn là trạng thái hoạt hóa mạnh cho phản ứng HDS.

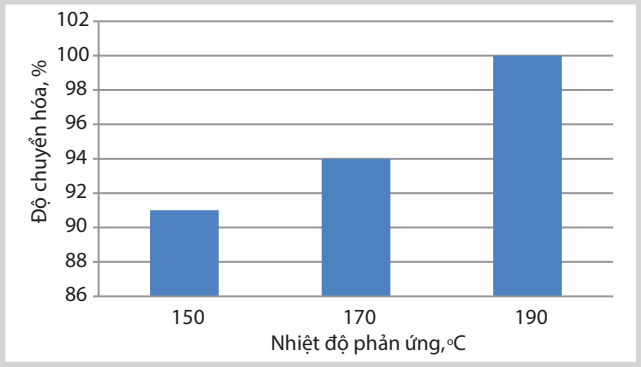
Khi thay thế 50% Co (mẫu xúc tác 50Ni-MoCoAl) bằng Ni thì hoạt tính của xúc tác là lớn nhất (không khác biệt nhiều so với biến tính 25% Ni), trong khi đó nếu biến tính hoàn toàn bằng Ni thì hoạt tính lại thấp hơn. Điều này là do xúc tác CoMo ưu tiên hoạt hóa phản ứng hydro phân (dùng hydro trực tiếp tách dị nguyên tố ra khỏi hợp chất hữu cơ) hơn là phản ứng hydro hóa làm no hóa vòng thơm và nối đôi. Do đó, trong công nghiệp, xúc tác CoMo được định hướng nhiều hơn cho phản ứng HDS trong khi xúc tác NiMo được định hướng sử dụng cho quá trình loại nitơ (HDN) [17].

***Bảng 4.*** *Tính chất mẫu zeolite Y*

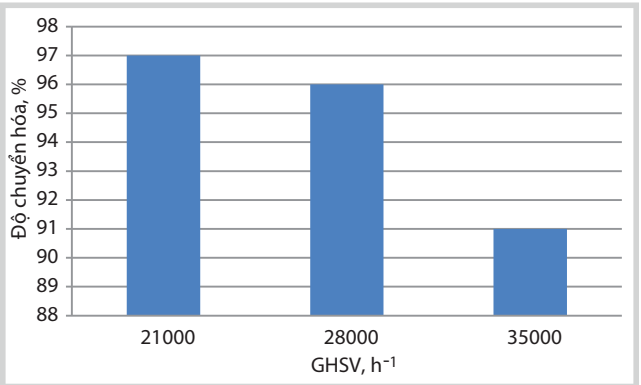
| TT | Tính chất | Giá trị |
|---|---|---|
| 1 | Tỷ lệ $SiO_2/Al_2O_3$ | 5,2 |
| 2 | Thành phần $Na_2O$ (% khối lượng) | 0,2 |
| 3 | Kích thước lỗ xốp, Å | 24,35 |
| 4 | Diện tích bề mặt riêng, $m^2/g$ | 660 |




***Hình 4.*** *Giản đồ TPD của xúc tác 15MoCo/$Al_2O_3$ (màu xám) và xúc tác 15MoCo/Zeolite Y (màu đỏ)*




***Hình 5.*** *Ảnh hưởng của nhiệt độ đến độ chuyển hóa phản ứng HDS, điều kiện phản ứng: Khối lượng xúc tác = 0,5g; P = 1atm; lưu lượng dòng tổng = 12l/giờ; tỷ lệ $H_2/CH_4 = 0,3$; hàm lượng $CH_3SH$ ban đầu = 30ppm*




***Hình 6.*** *Ảnh hưởng của GHSV đến độ chuyển hóa phản ứng HDS, điều kiện phản ứng: Khối lượng xúc tác = 0,5g; P = 1atm; nhiệt độ phản ứng = 150°C; tỷ lệ $H_2/CH_4 = 0,3$; hàm lượng $CH_3SH$ ban đầu = 30ppm*

Chất mang γ-$Al_2O_3$ được biến tính bằng cách trộn cơ học với zeolite Y sau đó tẩm pha hoạt tính lên theo phương pháp tẩm tuần tự để khảo sát ảnh hưởng của loại chất mang này đến hoạt tính của xúc tác. Tính chất của zeolite Y được thể hiện trong Bảng 4.

Khi sử dụng zeolite Y thay cho γ-$Al_2O_3$ trong vai trò là chất mang thì độ chuyển hóa của phản ứng giảm rõ rệt. Cụ thể, khi biến tính bằng cách thay 50% γ-$Al_2O_3$ bằng zeolite Y thì độ chuyển hóa giảm từ 90% xuống 80%. Nếu thay hoàn toàn γ-$Al_2O_3$ bằng zeolite Y thì độ chuyển hóa giảm mạnh xuống còn 64%. Như vậy, có thể kết luận mẫu zeolite Y thử nghiệm không giúp làm tăng độ chuyển hóa phản ứng HDS do các nguyên nhân sau:

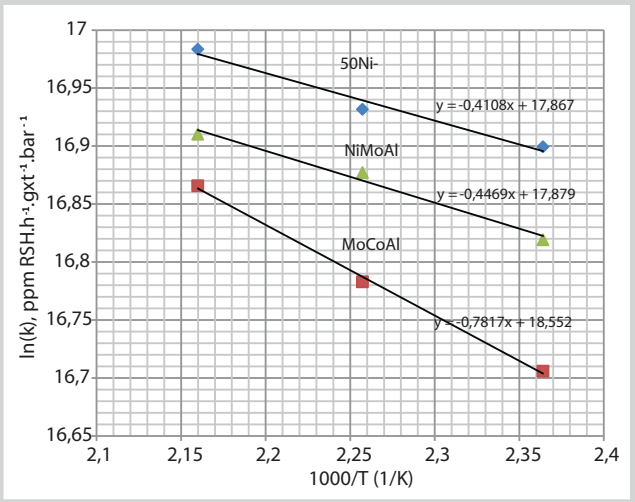
- Độ acid của xúc tác: Xúc tác có độ acid mạnh càng cao hoặc có nhiều tâm acid Bronsted cho độ chuyển hóa cao hơn xúc tác không có tâm acid này [6] vì làm tăng khả năng hấp phụ các hợp chất lưu huỳnh lên các vị trí bên cạnh các tâm kim loại hoạt động. Kết quả TPD (Hình 4) cho thấy xúc tác khi biến tính bằng zeolite Y chỉ có tâm acid yếu và trung bình, không có tâm acid mạnh (T > 300°C) do đó làm giảm hoạt tính của xúc tác.

- Phương pháp tẩm pha hoạt tính lên chất mang zeolite Y làm cho pha hoạt tính sau khi sunfide phân bố chủ yếu ở bề mặt ngoài các phần tử zeolite, một phần nhỏ được phân bố trong các lỗ xốp trong khi phản ứng HDS chủ yếu diễn ra ở đây.

- Ngoài việc thay đổi tâm acid, liên kết giữa Mo - chất mang cũng thay đổi, Mo-zeolite Y bền hơn dẫn đến độ chuyển hóa phản ứng giảm. Độ chuyển hóa $CH_3SH$ của các xúc tác giảm dần: 50Ni-MoCoAl > MoCoAl > 3Co15MoAl cũng khá tương thích với khả năng khử của Mo trong các xúc tác ở Hình 2, từ đó có thể kết luận về mối liên hệ giữa khả năng liên kết của Mo - chất mang với hoạt tính của các xúc tác là liên kết Mo - chất mang trong xúc tác HDS khí thiên nhiên không quá chặt chẽ. Đồng thời, trong chất mang cần có các tâm acid mạnh để quá trình HDS được diễn ra dễ dàng hơn.

***Bảng 5.*** *Ảnh hưởng của áp suất phản ứng đến độ chuyển hóa phản ứng, điều kiện phản ứng khối lượng xúc tác = 0,5g; lưu lượng dòng tổng = 12l/giờ; nhiệt độ phản ứng = 150°C; tỷ lệ $H_2/CH_4$ = 0,3; hàm lượng $CH_3SH$ ban đầu = 30ppm*

| Áp suất (atm) | Độ chuyển hóa (%) | Vận tốc phản ứng (ppm $CH_3SH.h^{-1}.gxt^{-1}$) |
|---|---|---|
| 1 | 91,0 | 655 |
| 4 | 94,0 | 2707 |
| 6 | 89,0 | 3845 |




***Hình 7.*** *Đồ thị Arrhenius lnk-100/T của xúc tác 50Ni-MoCoAl, NiMoAl và MoCoAl trong phản ứng HDS methyl mercaptan*

Xúc tác 50Ni-MoCoAl được sử dụng trong các thử nghiệm đánh giá ảnh hưởng của các thông số công nghệ như nhiệt độ, áp suất, lưu lượng dòng (GHSV) đến độ chuyển hóa của sản phẩm nhằm chọn được điều kiện tối ưu cho quá trình HDS methyl mercaptan trong khí thiên nhiên, kết quả được thể hiện ở Hình 5, 6 và Bảng 5.

Khi giảm lưu lượng khí từ 0,2l/phút xuống 0,12l/phút, độ chuyển hóa phản ứng tăng khá cao từ 91,2% lên 97,0%, hàm lượng $CH_3SH$ đầu ra giảm xuống tới gần 1ppm. Nguyên nhân làm cho độ chuyển hóa tăng khi lưu lượng giảm là do số lượng phân tử mercaptan giảm khi giảm lưu lượng dòng khí, trong khi đó lượng xúc tác không đổi (tâm hoạt tính không đổi) làm tăng khả năng tiếp xúc của các phân tử mercaptan với các tâm hoạt tính.

Áp suất phản ứng ảnh hưởng lớn đến phản ứng HDS pha khí (Bảng 5). Khi so sánh độ chuyển hóa theo áp suất, độ chuyển hóa của phản ứng thay đổi theo xu hướng giảm khi áp suất tăng. Vận tốc phản ứng tăng khi áp suất phản ứng tăng. Phù hợp với các nghiên cứu HDS trong các phân đoạn khác nhau của các nghiên cứu [22, 23]. Như vậy, để đáp ứng điều kiện đầu ra cho nguyên liệu (nồng độ methyl mercaptan < 1ppm), nhiệt độ phản ứng trong trường hợp này có thể được điều chỉnh tăng lên 190°C, GHSV < 21.000$h^{-1}$, áp suất 1atm.

Trong điều kiện không sử dụng xúc tác, phản ứng HDS methyl mercaptan có năng lượng hoạt hóa khoảng 81kJ/mol, phản ứng gần như không xảy ra khi nhiệt độ phản ứng thấp hơn 250°C. Hình 7 cho thấy, khi sử dụng các xúc tác 50Ni-MoCoAl, NiMoAl, MoCoAl, phản ứng HDS methyl mercaptan có năng lượng hoạt hóa lần lượt là 3,4kJ/mol, 3,7kJ/mol và 6,5kJ/mol cho thấy xúc tác 50Ni-MoCoAl đã làm giảm năng lượng hoạt hóa so với không có xúc tác (giảm khoảng 24 lần).

*Bảng 6. Ảnh hưởng của hàm lượng mercaptan và $H_2S$ đến độ chuyển hóa phản ứng*

| Cấu tử | Hàm lượng (ppm) | Độ chuyển hóa (%) | Điều kiện phản ứng |
|---|---|---|---|
| $CH_3SH$ | 23 | 93,9 | Khối lượng xúc tác = 0,5g; P = 1atm; lưu lượng dòng tổng = 12l/giờ; tỷ lệ $H_2/CH_4$ = 0,3, nhiệt độ phản ứng 150°C |
| | 65 | 91,2 | |
| | 81 | 84,8 | |
| $H_2S$ | 0 | 91,2 | Khối lượng xúc tác = 0,5g; P = 1atm; lưu lượng dòng tổng = 12l/giờ; tỷ lệ $H_2/CH_4$ = 0,3, hàm lượng $CH_3SH$ ban đầu = 65ppm, nhiệt độ phản ứng150 °C |
| | 9 | 90,0 | |
| | 38 | 76,2 | |

Khi thêm Ni vào xúc tác MoCoAl, năng lượng hoạt hóa phản ứng HDS giảm cho thấy xúc tác 3 kim loại NiCoMo (3,4kJ/mol) cho hiệu quả hơn xúc tác hai kim loại MoCo (6,5kJ/mol) hoặc NiMo (3,7kJ/mol). Khi thay Co bằng Ni, xúc tác NiMoAl đã làm năng lượng hoạt hóa phản ứng HDS giảm mạnh (từ 6,5kJ/mol xuống 3,7kJ/mol). Kết quả này khá tương đồng với kết quả nghiên cứu trước đó [22, 24] khi năng lượng hoạt hóa của phản ứng HDS thiophene dùng xúc tác $NiMo/Al_2O_3$ là 12kJ/mol so với $CoMo/Al_2O_3$ là 84kJ/mol. Do đó, với phản ứng HDS methyl mercaptan trong khí thiên nhiên, xúc tác bao gồm 3 kim loại (Ni, Co, Mo) trên chất mang $\gamma$-$Al_2O_3$ đã cho hiệu quả tốt hơn so với hệ hai kim loại (Co, Mo hoặc Ni, Mo) trên chất mang, điều này phù hợp với các định hướng ban đầu của nhóm tác giả.

Bảng 6 trình bày kết quả ảnh hưởng của hàm lượng mercaptan và $H_2S$ đến hoạt tính xúc tác 50Ni-MoCoAl, hàm lượng mercaptan trong khí tăng từ 23 - 81ppm, độ chuyển hóa có xu hướng giảm từ 93,9% - 84,8%. Ban đầu, tăng hàm lượng của mercaptan từ 23ppm lên 65ppm (2,8 lần), độ chuyển hóa giảm nhẹ (93,9% xuống 91,2%), tăng tiếp hàm lượng $CH_3SH$ từ 62ppm lên 81ppm (1,3 lần) thì độ chuyển hóa giảm mạnh (91,2% xuống 84,8%). Hiện tượng này có thể được giải thích do phản ứng HDS methyl mercaptan chịu ảnh hưởng bởi các hiện tượng: i) hiệu ứng La Chatelier, ii) $H_2S$ sinh ra có tác dụng kìm hãm phản ứng. Ở giai đoạn đầu, phản ứng chịu ảnh hưởng của nguyên lý La Chatelier nhưng $H_2S$ sinh ra sau phản ứng đã gây ức chế phản ứng nên độ chuyển hóa giảm nhẹ. Trong giai đoạn sau, do ảnh hưởng của $H_2S$ sinh ra mạnh hơn (do hàm lượng ban đầu của methyl mercaptan cao), lấn át hiệu ứng La Chatelier làm cho độ chuyển hóa phản ứng giảm nhanh. Hiện tượng này tương tự như nghiên cứu trước đó [23] về ảnh hưởng của áp suất riêng phần hydro đến phản ứng HDS dầu nặng.

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng $H_2S$ trong dòng nguyên liệu từ 0ppm lên 38ppm, độ chuyển hóa của phản ứng giảm đáng kể từ 91,2% xuống còn 76,2%. Kết quả này phù hợp với lý thuyết và các nghiên cứu trước đó [19, 25, 26] vì $H_2S$ là tác nhân ức chế phản ứng HDS. Trên phương diện động học phản ứng, khi tăng hàm lượng $H_2S$ trong nguyên liệu, các phân tử $H_2S$ sẽ hấp phụ cạnh tranh lên các tâm hoạt động của xúc tác, ngăn cản sự tiếp xúc của các phân tử mercaptan với các tâm hoạt động này làm giảm độ chuyển hóa của phản ứng. Trên phương diện nhiệt động học phản ứng, $H_2S$ là hợp chất có mặt trong thành phần của sản phẩm, theo nguyên lý chuyển dịch cân bằng Le Chatelier, khi tăng hàm lượng methyl mercaptan và $H_2S$, cân bằng sẽ chuyển dịch theo chiều chống lại sự gia tăng đó, tức ngược chiều phản ứng HDS. Do đó, độ chuyển hóa của phản ứng chuyển hóa mercaptan thành $H_2S$ sẽ giảm.

Mẫu xúc tác 50Ni-MoCo/$\gamma$-$Al_2O_3$ sau 1 tuần thử nghiệm về độ bền, độ chuyển hóa của xúc tác vẫn được duy trì gần như không đổi. Trên thực tế, các mẫu xúc tác HDS cho công nghiệp cũng đạt độ bền hoạt tính rất tốt, thường chỉ phải thay các mẫu xúc tác sau một vài năm [27].

## 4. Kết luận

Dựa trên các kết quả thực nghiệm để đánh giá quá trình HDS hợp chất mercaptan trong khí thiên nhiên trên các mẫu xúc tác có pha hoạt tính là Mo và Co, được biến tính với Ni ở các hàm lượng pha hoạt tính cũng như hàm lượng chất biến tính khác nhau, nhóm tác giả rút ra một số kết luận chính như sau:

Xúc tác có pha hoạt tính được tẩm theo phương pháp tẩm lần lượt cho hoạt tính cao hơn so với xúc tác có pha hoạt tính được tẩm đồng thời; liên kết giữa Mo - chất mang không nên quá mạnh, xúc tác nên có các tâm acide trung bình và mạnh; xúc tác có thành phần Mo = 15% khối lượng nCo/(nMo + nCo) = 0,3 cho độ chuyển hóa phản ứng HDS cao nhất trong điều kiện nghiên cứu; xúc tác được biến tính bằng cách thay thế một phần Co bằng Ni có hiệu quả chuyển hóa mercaptan cao hơn; điều kiện phản ứng HDS các hợp chất này không quá khắc nghiệt. Cụ thể, khi sử dụng xúc tác 50Ni-MoCoAl, độ chuyển hóa phản ứng đạt trên 99% (hàm lượng mercaptan đầu ra dưới 1ppm) tại nhiệt độ phản ứng 190°C, P = 1atm, lưu lượng thể tích = 7,2l/g/giờ; xúc tác có độ chuyển hóa không thay đổi sau hơn 1 tuần thử nghiệm.

**Tài liệu tham khảo**


1. Saeid Mokhatab, William A.Poe, John G.Speight. *Handbook of natural gas transmission and processing*. Elsevier Inc. 2006.

2. PV GAS. *Báo cáo thường niên*. 4/2013.

3. Nguyễn Trọng Hải và nnk. *Phân tích, đánh giá tính chất mỏ Tê Giác Trắng, Chim Sáo nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

4. Miroslava Arkosiová, Jaroslav Kloužek, Lubomír Nìmec. *The role of sulfur in glass melting processes.* 21st International Congress on Glass, Strasbourg, France. 1 - 6 July, 2007.

5. J.Lampert. *Selective catalytic oxidation: a new catalytic approach to the desulfurization of natural gas and liquid petroleum gas for fuel cell reformer applications.* Journal of Power Sources. 2004; 131(1 - 2): p. 27 - 34.

6. E.J.M.Hensen, M.J.Vissenberg, V.H.J.De Beer, J.A.R.Van Veen, R.A.Van Santen. *Kinetics and mechanism of thiophene hydrodesulfurization over carbon-supported transition metal sulfides*. Journal of Catalysis. 1996; 163(2): p. 429 - 435.

7. E.Furimskya, Franklin E.Massothb. *Deactivation of hydroprocessing catalysts.* Catalysis Today. 1999; 52: p. 381 - 495.

8. E.Hensen. *Hydrodesulfurization catalysis and mechanism of supported transition metal sulfides*. Eindhoven University of Technology. 2000.

9. Roel Prins. *Hydrotreating. Handbook of heterogeneous catalysis*. 2008. Wiley-VCH. 2008.

10. Marina Egorova, Roel Prins. *The role of Ni and Co promoters in the simultaneous HDS of dibenzothiophene and HDN of amines over Mo/γ-$Al_2O_3$ catalysts*. Journal of Catalysis. 2006; 241(1): p. 162 - 172.

11. T.Homma, M.Echard, J.Leglise. *Investigation of CoNiMo/$Al_2O_3$ catalysts: Relationship between $H_2S$ adsorption and HDS activity*. Catalysis Today. 2005; 106(1 - 4): p. 238 - 242.

12. Roel Prins, M.Egorova, A.Röthlisberger, Y.Zhao, N.Sivasankar, P.Kukula. *Mechanisms of hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation*. Catalysis Today. 2006; 111(1): p. 84 - 93.

13. Bùi Vĩnh Tường, Hà Lưu Mạnh Quân, Lê Phúc Nguyên, Đặng Thanh Tùng. *Nghiên cứu tổng hợp và phát triển γ-Al2O3 từ nguồn hydroxide nhôm Tân Bình để làm chất mang cho các hệ xúc tác sử dụng trong tổng hợp hóa dầu*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 4: p. 28 - 35.

14. ASTM International. *Standard test method for surface area of catalysts and catalyst carriers*. ASTM D3663. 1995.

15. ASTM International. *Determination of relative X-Ray diffraction intensities of faujasite-type-zeolite-containing material*. ASTM D3906-03. 2013.

16. Киперман С.Л. *Введение в кинетику гетерогенных каталитических реакций*. Москва. 1964.

17. T.Klimovaa, David Octavio Solis, J.Ramirez, A.Lopez-Agudo. *NiMo/HNaY(x)-$Al_2O_3$ catalysts for hydrodesulfurization of hindered dibenzothiophenes: Effect of the preparation method*. Studies in Surface Science and Catalysis. 2000; 143: p. 267 - 275.

18. John R.Anderson, Michel Boudart. *Catalysis - Science and technology*. 1996; 11.

19. V.Rabarihoela-Rakotovao, Sylvette Brunet, Guy Perot, Fabrice Diehl. *Effect of $H_2S$ partial pressure on the HDS of dibenzothiophene and 4,6-dimethyldibenzothiophene over sulfided NiMoP/$Al_2O_3$ and CoMoP/$Al_2O_3$ catalysts*. Applied Catalysis A: General. 2006; 306: p. 34 - 44.

20. G.Ertl, Helmut Knözinger, Ferdi Schüth, Jens Weitkamp. *Handbook of heterogeneous catalysis.* Wiley-VCH. 2008.

21. R.Huirache-Acuña, B.Pawelec, E.M.Rivera-Muñoz, R.Nava, B.Torres, G.Alonso-Núñez, J.A.Cortés, J.L.G.Fierro. *Synthesis and characterization of trimetallic Ni(Co)-Mo-W HDS catalyst supported on Al-HMS substrates*. AIChE Spring Meeting and Global Congress on Process Safety. 14 March, 2011.

22. S.Morooka, Charles E. Hamrin Jr. *Desulfurization of model coal sulfur compounds by coal mineral matter and a cobalt molybdate catalyst - I: Thiophene*. Chemical Engineering Science. 1977; 32(2): p. 125 - 133.

23. Majak Mapiour. *Kinetics and effects of $H_2$ partial pressure on hydrotreating of heavy gas oil*. University of Saskatchewan, Canada. 2009.

24. P.Chakraborty, A.K.Kar. *Kinetics of hydrogenolysis of thiophene in naphtha*. Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development. 1978; 17(3): p. 252 - 255.

25. Toshiaki Kabe, Yasuo Aoyama, Danhong Wang, Atsushi Ishihara, Weihua Qian, Masataka Hosoya,

Qin Zhang. *Effects of $H_2S$ on hydrodesulfurization of dibenzothiophene and 4,6-dimethyldibenzothiophene on alumina-supported NiMo and NiW catalysts.* Applied Catalysis A: General. 2001; 209(1 - 2): p. 237 - 247.

26. Teh C.Ho. *Deep HDS of diesel fuel: Chemistry and catalysis*. Catalysis Today. 2004; 98(1 - 2): p. 3 - 18.

27. Haldor Topsøe. *Refining industries.* www.topsoefuelcell.com.

28. Henrik Topsøe, Bjerne S.Clausen, Franklin Massoth. *Hydrotreating catalysis.* Catalysis. 1996.

29. G.Murali Dhar, B.N.Srinivas, M.S.Rana, Manoj Kumar, S.K.Maity. *Mixed oxide supported hydrodesulfurization catalysts-a review*. Catalysis Today. 2003; 86(1 - 4): p. 45 - 60.

30. D.Gulková, Z.Vít. *Silica-ceria as support for the preparation of NiMo(P) hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation catalysts.* Applied Catalysis A: General. 1995; 125(1): p. 61 - 70.

31. Minhong Jiang, Baowei Wang, Jing Lv, Haiyang Wang, Zhenhua Li, Xinbin Ma, Shaodong Qin, Qi Sun. *Effect of sulfidation temperature on the catalytic activity of $MoO_3$/$CeO_2$-$Al_2O_3$ toward sulfur-resistant methanation*. Applied Catalysis A: General. 2013; 466: p. 224 - 232.

32. Van Ngoc Bui, Dorothée Laurenti, Pierre Delichère, Christophe Geantet. *Hydrodeoxygenation of guaiacol: Part II: Support effect for CoMoS catalysts on HDO activity and selectivity.* Applied Catalysis B: Environmental. 2011; 101(3 - 4): p. 246 - 255.

33. ASTM International. *Standard test method for determination of sulfur compounds in natural gas and gaseous fuels by gas chromatography and chemiluminescence*. ASTM D5504-12.

# A study on preparation of catalyst for treatment of mercaptan in natural gas by hydrodesulfurisation process

**Nguyen Manh Huan, Bui Duc Tai**
**Ngo Thuy Phuong**
*Vietnam Petroleum Institute*
*Email: huannm@pvpro.com.vn*

**Summary**

***This paper presents the process of making catalyst for treatment of sulfur compounds in natural gas by hydrodesulfurisation process (HDS). Catalysts were prepared by co-impregnation and step-by-step impregnation methods on the γ-$Al_2O_3$ support. Active phase and support were modified by nikel and zeolite Y. The physicochemical properties of the catalysts were determined by BET, XRD, TPR, and TPD whilst the catalytic activity was tested by continuous flow reactor. Feeds and products were analysed by GC-UCS using ASTM D5504 method. The results showed that the catalysts prepared by step-by-step impregnation method with Ni addition have good conversion at low temperature and low pressure.***

***Key words:*** *Hydrodesulfurisation, natural gas, catalyst, mercaptan.*

# ĐÁNH GIÁ CÁC PHÁT SINH, RỦI RO VÀ ẢNH HƯỞNG KHI SỬ DỤNG KHÍ NHIỆT TRỊ THẤP, THÀNH PHẦN $CO_2$ CAO ĐỂ SẢN XUẤT ĐIỆN

**ThS. Võ Hồng Thái[1], TS. Nguyễn Tấn Hoa[1]**
**ThS. Vũ Huy Bích[2]**
*[1]Viện Dầu khí Việt Nam*
*[2]Công ty CP Tư vấn Xây dựng điện 2*
*Email: thaivh@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Các nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp của Việt Nam như Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2, Phú Mỹ... đang sử dụng khí có thành phần $CO_2$ thấp (< 8%) từ nguồn khí Nam Côn Sơn và PM3-CAA. Trong tương lai, các nhà máy điện mới sẽ phải sử dụng khí nhiệt trị thấp, có thành phần $CO_2$ cao từ nguồn khí Lô B - Ô Môn ($CO_2$ chiếm ~ 20%, nhiệt trị ~ 35MJ/sm³), nguồn khí từ khu vực miền Trung ($CO_2$ chiếm ~ 30%, nhiệt trị ~ 20MJ/sm³). Bài báo trình bày một số nhận định, đánh giá các phát sinh, rủi ro và ảnh hưởng khi sử dụng khí nhiệt trị thấp, thành phần $CO_2$ cao để sản xuất điện.***

***Từ khóa:*** *Nhiệt trị thấp, $CO_2$ cao, turbine khí.*

## 1. Giới thiệu

Với lợi thế chủ động trong việc khai thác, vận chuyển và phân phối khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đầu tư, xây dựng, quản lý vận hành các cụm khí - điện và các trung tâm điện lực công suất lớn. Trong đó, các nhà máy điện turbine khí chu trình hỗn hợp như: Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 (2 x 750MW) thuộc Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 (450MW) và Nhơn Trạch 2 (750MW) thuộc Trung tâm Điện lực Nhơn Trạch đang sử dụng khí có thành phần $CO_2$ thấp. Khoảng 2% $CO_2$ trong khí cấp cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2 từ nguồn khí Nam Côn Sơn và khoảng 8% $CO_2$ trong khí cấp cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 từ nguồn khí PM3-CAA. Dự kiến trong tương lai, Nhà máy Điện Cà Mau 2 có thể sẽ phải sử dụng nguồn khí Lô B - Ô Môn có thành phần $CO_2$ khoảng 20%.

Tại Việt Nam, mỏ Cá Voi Xanh khu vực miền Trung sơ bộ đã được xác định có trữ lượng khí rất lớn nhưng nhiệt trị thấp và có thành phần $CO_2$ cao. Nguồn khí từ Lô B - Ô Môn có nhiệt trị tương đối thấp và thành phần $CO_2$ cao. Do vậy, cần phải nghiên cứu sử dụng nguồn khí này cho phát điện nhằm mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Trên thế giới hiện nay, các tổ máy turbine khí phát điện công suất lớn đều được thiết kế, chế tạo và đưa vào vận hành sử dụng phù hợp với nguồn khí tự nhiên tiêu chuẩn. Các tiêu chuẩn về thiết kế chế tạo turbine khí cũng như các tiêu chuẩn quy định về nguồn khí sử dụng cho turbine khí như ANSI/ASME B133.7M - 1985 [1] đều không quy định cụ thể về việc sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao đối với turbine khí.

Để đảm bảo giá thành sản xuất điện khi sử dụng nguồn khí có nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao có tính cạnh tranh so với các dạng nhiên liệu khác, cần nghiên cứu, đánh giá thành phần khí, nhiệt trị... và các công nghệ áp dụng cho sản xuất điện. Bài báo này chỉ đề cập đến khả năng sử dụng nguồn nhiên liệu khí nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao sử dụng cho các turbine khí phát điện.

## 2. Các vấn đề phát sinh đối với các tổ máy turbine khí khi sử dụng khí nhiệt trị thấp, thành phần $CO_2$ cao

### *2.1. Đối với thiết bị turbine khí*

Việc sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao, sẽ làm tăng lưu lượng nhiên liệu khí, dẫn đến tăng công suất của hệ thống tiếp nhận, xử lý và hệ thống buồng đốt nhiên liệu khí. Đối với nhiên liệu khí có độ ẩm cao, $CO_2$ có thể tạo ra môi trường acid gây ăn mòn cho các thiết bị, đặc biệt là thiết bị buồng đốt [2].

Mặt khác, lượng không khí do máy nén cung cấp không chỉ đảm bảo cho quá trình cháy mà còn để làm mát và sử dụng như môi chất làm việc trong turbine khí. Do vậy, sử dụng nhiên liệu khí có thành phần khí trơ cao sẽ làm giảm lưu lượng không khí nén so với khi sử dụng khí tiêu chuẩn. Ngoài ra, lưu lượng khí trơ trong nhiên liệu khí có tác dụng làm giảm phát thải $NO_x$ trong quá trình cháy [3].

Các turbine khí thường được đặt hàng thiết kế chế tạo với thành phần khí cấp nhất định, do vậy khi sử dụng khí có thành phần khí trơ ($CO_2$, $N_2$, Ar...) cao vượt quá giới hạn cho phép theo khuyến cáo của các nhà sản xuất thì cần phải hiệu chỉnh buồng đốt, vòi đốt và một số hệ thống tiếp nhận khí.

### *2.2. Giới hạn bắt cháy*

Giới hạn trên của điểm bắt cháy nhiên liệu là tỷ lệ (%) thể tích lớn nhất của nhiên liệu hòa trộn với không khí mà tại đó xảy ra phản ứng cháy khi tiếp xúc với nguồn lửa. Giới hạn dưới của điểm bắt cháy là tỷ lệ (%) thể tích thấp nhất của nhiên liệu để duy trì quá trình cháy trong buồng đốt.

Các loại khí khác nhau sẽ có dải bắt cháy khác nhau. Ví dụ, $H_2$ sẽ bắt cháy ở giới hạn hỗn hợp khí có 4% $H_2$ và 96% không khí (giới hạn dưới) hoặc hỗn hợp khí cháy có 75% $H_2$ và 25% không khí (giới hạn trên). Ngoài dải < 4% và > 75% $H_2$ thì hỗn hợp $H_2$ với không khí sẽ không cháy. Như vậy, $H_2$ có tỷ lệ giới hạn cháy là 75/4 (~ 18). Nếu nhiên liệu có thành phần $CO_2$ cao thì dải bắt cháy và tỷ số giới hạn cháy sẽ giảm.

Tỷ số giới hạn cháy ảnh hưởng đến việc vận hành turbine khí. Trong buồng đốt turbine khí, tỷ lệ nhiên liệu và không khí cấp phải được duy trì đều đặn để giữ cho động cơ turbine khí vận hành liên tục.

Thông số giới hạn bắt cháy rất quan trọng, nhằm xem xét các biện pháp an toàn như: chống nổ, chống phản hỏa, thông thổi đường ống khí.

### *2.3. Tự động bắt cháy*

Tự động bắt cháy là quá trình một hỗn hợp cháy tự phản ứng và giải phóng nhiệt năng mà không cần nguồn nhiệt hoặc tia lửa điện. Trong buồng đốt kiểu trộn trước, không khí được hòa trộn với nhiên liệu trước khi đốt. Việc tự động bắt cháy cần phải được kiểm soát do có thể làm hỏng các cấu kiện của buồng đốt và sản sinh ra lượng khí phát thải gây ô nhiễm.

### *2.4. Hiện tượng cháy sớm*

Sự thay đổi về thành phần khí cấp, tỷ lệ giữa nhiên liệu và không khí, nhiệt độ đầu vào đều ảnh hưởng đến tốc độ ngọn lửa (tốc độ ngọn lửa khi đốt khí tự nhiên khoảng 0,29m/s, khi đốt khí propane khoảng 0,46m/s và khi đốt khí butane khoảng 0,87m/s). Hiện tượng cháy sớm có thể xảy ra nếu tốc độ ngọn lửa lớn hơn vận tốc nhiên liệu phun vào buồng đốt. Để duy trì sự ổn định ngọn lửa tại một điểm nhất định và ngăn chặn sự cháy sớm, vận tốc của hỗn hợp nhiên liệu với không khí phải nằm trong dải tốc độ lan truyền ngọn lửa. Đây là một trong những thông số quan trọng nhất chi phối hiện tượng cháy sớm. Tốc độ ngọn lửa cao thường xảy ra với loại khí có chứa thành phần propane hoặc butane cao.

### *2.5. Các rủi ro khi sử dụng khí nhiệt trị thấp*

Các rủi ro chính đối với turbine khí khi sử dụng khí nhiệt trị thấp, $CO_2$ cao gồm:

- Nồng độ phát thải cao;
- Tuổi thọ thiết bị giảm;
- Sự cố đối với các cấu kiện turbine khí;
- Khó khăn trong việc kiểm soát turbine khí;
- Mỗi turbine khí chỉ có thể chịu đựng trong giới hạn các thay đổi đối với đặc tính và thành phần khí cấp tùy thuộc vào thiết kế turbine khí và các giá trị cài đặt kiểm soát turbine khí;
- Công nghệ chế tạo buồng đốt cũng phụ thuộc tương ứng cho từng loại khí khác nhau.

## 3. Ảnh hưởng thành phần khí nhiệt trị thấp, thành phần $CO_2$ cao đến công suất, hiệu suất, vận hành, tuổi thọ turbine khí

### *3.1. Ảnh hưởng của thành phần nhiên liệu*

Turbine khí phải làm việc ở điều kiện nhiệt độ khí đầu vào turbine rất cao (~ 1.500°C). Vì vậy, việc chọn lựa nhiên liệu cho turbine khí phải tuân thủ nghiêm ngặt tiêu chuẩn của nhà chế tạo. Đặc tính nhiên liệu ảnh hưởng rất lớn đến hiệu suất, tuổi thọ thiết bị, đời sống nhà máy, chi phí vận hành bảo trì...

Thành phần khí là đặc tính kỹ thuật đặc biệt quan trọng đối với hợp đồng mua bán khí và hợp đồng EPC vì liên quan trực tiếp đến phương thức vận hành và các thông số bảo hành đối với các nhà cung cấp turbine khí. Đặc tính khí là cơ sở để thiết kế hệ thống buồng đốt và hệ thống nhiên liệu khí của turbine khí.

*3.1.1. Ảnh hưởng các thành phần nhiên liệu đến tổ máy turbine khí*

Thông số tổ máy turbine khí khi vận hành đối với loại nhiên liệu khí được xác định bởi các yếu tố sau:

- Công suất và suất hao nhiệt;
- Lưu lượng khí cấp và nhiệt trị thấp nhiên liệu (LHV);
- Áp suất máy nén khí;
- Nhiệt độ vào turbine;
- Nhiệt độ khí thải turbine khí;
- Chế độ làm việc của máy nén khí turbine khí;
- Chế độ làm việc của turbine khí;
- Lưu lượng và thành phần khí thải turbine khí.

*3.1.2. Ảnh hưởng của thành phần nhiên liệu đến thiết kế buồng đốt turbine khí*

Thành phần nhiên liệu của nguồn khí cung cấp sẽ ảnh hưởng đến các thông số thiết kế của buồng đốt turbine khí (Bảng 1).

Liên quan đến khả năng turbine khí sử dụng khí có nhiệt trị thấp có 3 vấn đề đặt ra như sau: (i) Mức độ duy trì ổn định buồng đốt; (ii) Yêu cầu đáp ứng về nồng độ phát thải; (iii) Ảnh hưởng của nhiên liệu khí đến vận hành turbine khí.

Nhiên liệu khí có nhiệt trị thấp là do trong thành phần có thành phần $CO_2$ cao. Độ ổn định buồng đốt phụ thuộc vào khả năng của hệ thống nhiên liệu có thể cung cấp và duy trì lượng nhiên liệu đủ cho quá trình cháy diễn ra hoàn toàn. Nhiên liệu có nhiệt trị thấp thường bị hạn chế về dải bắt cháy, tuy nhiên có thể giải quyết bằng cách bổ sung thêm lượng khí có thành phần hydrocarbon nặng (propane) trong quá trình khởi động, vận hành ở tải thấp hoặc quá trình gia tăng tải.

*3.1.3. Ảnh hưởng của thành phần $CH_4$ trong khí cấp*

$CH_4$ chiếm tỷ lệ lớn trong thành phần nhiên liệu khí cấp và xảy ra phản ứng hóa học chậm hơn so với các hydrocarbon khác trong buồng đốt turbine khí.

Thành phần khí là yếu tố quyết định đến mức độ ổn định của buồng đốt turbine khí. Ở điều kiện bình thường trong 1 đơn vị thể tích của khí tự nhiên, thành phần $CH_4$ chiếm tỷ lệ lớn và có cấu trúc phân tử ổn định hơn đối với các loại hydrocarbon khác như ethane, propane hay pentane.

Đặc tính của $CH_4$ là tốc độ phản ứng hóa học chậm. Khi thành phần $CH_4$ cao, vận tốc cháy trong buồng đốt sẽ giảm và vị trí ngọn lửa trong buồng đốt sẽ có xu hướng chúc xuống, gây ra hiện tượng bắt cháy trễ (ignition delay).

Theo thiết kế, hệ thống buồng đốt turbine khí đều có khả năng điều chỉnh vị trí ngọn lửa bằng việc thay đổi vận tốc không khí nén đưa vào buồng đốt, do đó có thể điều chỉnh mức độ dao động áp lực buồng đốt. Tuy nhiên khi thay đổi đặc tính khí sẽ phải điều chỉnh buồng đốt turbine khí và hệ thống kiểm soát nhiên liệu khí để đảm bảo độ ổn định áp lực buồng đốt.

Ngoài ra, một số chế độ vận hành cũng ảnh hưởng đến độ ổn định buồng đốt: Khởi động và lên tải; mang tải; thay đổi tải; chuyển đổi nhiên liệu.

Do đó, cần xác định tỷ lệ thành phần $CH_4$ để nhà chế tạo turbine khí tối ưu hóa quá trình cháy đảm bảo hiệu suất của chu trình nhiệt.

***Bảng 1.*** *Ảnh hưởng của thành phần nhiên liệu đến thiết kế buồng đốt turbine khí*

| TT | Thành phần nhiên liệu | Thông số thiết kế buồng đốt turbine khí bị ảnh hưởng | Ghi chú |
|---|---|---|---|
| 1 | Thành phần carbon dư<br>Tỷ lệ carbon/hydrogen<br>Hợp chất thơm | Nhiệt độ kim loại | |
| 2 | Thành phần carbon dư<br>Thành phần hydrogen<br>Hợp chất thơm | Khói thải | |
| 3 | Nhiệt trị<br>Chất bốc<br>Giới hạn cháy | Khả năng mồi lửa/bắt cháy | |
| 4 | Giới hạn cháy<br>Nhiệt trị khí | Hướng ngọn lửa | |
| 5 | Độ nhớt<br>Mật độ<br>Sức căng mặt ngoài | Hòa trộn phun nhiên liệu | |
| 6 | Tỷ lệ carbon/hydrogen<br>Hợp chất thơm<br>Giới hạn bắt cháy | Hiệu suất quá trình cháy | Khí có nhiệt trị thấp cần lưu lượng tăng hơn so với khí tiêu chuẩn kết quả là công suất cao hơn, gia tăng tỷ số nén.<br>Hỗn hợp không khí và nhiên liệu khó kiểm soát |
| 7 | Tỷ lệ carbon/hydrogen<br>Giới hạn nitrogen<br>Nhiệt trị<br>Tỷ lệ bay hơi nước | Phát thải | |
| 8 | Tỷ lệ carbon/hydrogen<br>Hợp chất thơm<br>Độ nhớt | Muội bồ hóng | |

***Bảng 2.*** *Thành phần chính của turbine khí cần phải điều chỉnh thiết kế khi sử dụng khí có nhiệt trị thấp [4]*

| Nhiệt trị | Khí có nhiệt trị cao (42 - 105MJ/m³) | Khí tiêu chuẩn (36MJ/m³) | Khí có nhiệt trị trung bình (8,5 - 29MJ/m³) | Khí có nhiệt trị thấp (3,1 - 8,4MJ/m³) |
|---|---|---|---|---|
| Máy nén khí | Không phải điều chỉnh | Không phải điều chỉnh | Không phải điều chỉnh | Điều chỉnh hoặc hạn chế vận hành |
| Buồng đốt | Điều chỉnh nhỏ | Không phải điều chỉnh | Điều chỉnh nhỏ | Điều chỉnh |
| Turbine | Không phải điều chỉnh | Không phải điều chỉnh | Không phải điều chỉnh | Không phải điều chỉnh |
| Hệ thống nhiên liệu | Điều chỉnh nhỏ | Không phải điều chỉnh | Điều chỉnh nhỏ | Điều chỉnh |
| Nhiên liệu | LPG | LNG | Khí tổng hợp | Khí lò cao |

*Nguồn: Low BTU gas firing technologies for gas turbine (MHI)*

***Bảng 3.*** *Ảnh hưởng của tỷ lệ $CH_4$ trong nhiên liệu đến quá trình cháy trong buồng đốt turbine khí*

| Methane ($CH_4$) | Cao | Thấp |
|---|---|---|
| Nhiệt độ bắt cháy | Thấp | Cao |
| Vận tốc cháy | Thấp | Cao |
| Vị trí ngọn lửa | Xu hướng chếch xuống phía dưới buồng đốt | Xu hướng chếch lên phía trên buồng đốt |

***Bảng 4.*** *Một số thiết bị đo lường phải được điều chỉnh khi thay đổi đặc tính nhiên liệu khí [5]*

| Thiết bị | Chi tiết | Ghi chú |
|---|---|---|
| Giám sát phân tích khói thải | $NO_x$, $O_2$, CO | Bảo vệ môi trường |
| Thiết bị theo dõi đo rung | | Đảm bảo an toàn tin cậy trong vận hành |
| Thiết bị đo nhiệt độ kim loại | Vật liệu kim loại buồng đốt | Đảm bảo an toàn tin cậy trong vận hành |
| Bộ phân tích và lưu số liệu | | Phân tích công nghệ |

*3.1.4. Thành phần sulfur*

Cần xác định tỷ lệ thành phần sulfur để đảm bảo thiết kế chống lại độ ăn mòn các phần nóng (hot path) của turbine khí. Cơ cấu thông thường của hiện tượng ăn mòn là có sự hiện diện của nước sau đó tạo thành acid $H_2CO_3$, từ $CO_2$ và $H_2SO_4$ tạo thành từ $H_2S$. Trạng thái ăn mòn này chỉ liên quan đến sự hiện diện của nước trong nhiên liệu khí. Có 2 dạng ăn mòn phát sinh: Ăn mòn ở nhiệt độ cao làm hư hỏng tầng cánh đầu của turbine và ăn mòn ở nhiệt độ thấp, ảnh hưởng đến hệ thống kiểm soát nhiên liệu.

*3.1.5. Lưu huỳnh và các kim loại kiềm*

Lưu huỳnh và các kim loại kiềm có trong khí (ở thể khí hay thể lỏng) hoặc các tạp chất có trong nhiên liệu sẽ gây ra hiện tượng ăn mòn trong buồng đốt. Để ngăn chặn hiện tượng ăn mòn ở nhiệt độ cao, các tầng cánh turbine cần thiết được chế tạo bằng các vật liệu tốt. Chống ăn mòn ở nhiệt độ thấp bằng cách sử dụng khí khô và sử dụng vật liệu ống có tính chống ăn mòn cao cho các tuyến ống của hệ thống cấp khí, kiểm soát khí và ống dẫn buồng đốt.

*3.1.6. Nhiệt độ khí*

Cần xác định nhiệt độ tối thiểu trên điểm đọng sương tại áp suất khí cấp để đảm bảo rằng khi nhiên liệu khí cháy trong buồng đốt không tạo ra hiện tượng búa hơi làm rỗ và phá hỏng các tầng cánh turbine cũng như kết cấu buồng đốt [6].

*3.1.7. Nhiệt trị khí*

Cần khẳng định giá trị min/max của nhiệt trị khí cấp và cần xác nhận giá trị dao động nhiệt trị khí để tính toán thiết kế quá trình cháy. Với loại khí có nhiệt trị thấp, các nhà chế tạo turbine khí sẽ phải nghiên cứu thiết kế buồng đốt phù hợp và hệ thống giám sát điều khiển tương thích. Một số buồng đốt thiết kế có ngọn lửa hình chữ V hạn chế trong việc thay đổi nhiệt trị nhiên liệu, do vậy trong trường hợp khí cấp có dải nhiệt trị thay đổi rộng cần thiết phải được xác định bởi nhà chế tạo.

Độ dao động nhiệt trị khí thường rất khó kiểm soát, nếu nhiệt trị khí cấp dao động ở giá trị thiết kế 5% turbine khí bắt buộc phải giảm tải để tránh quá nhiệt buồng đốt. Nếu vượt quá 5% turbine khí bắt buộc phải dừng khẩn cấp. Do vậy, cần lưu ý đến mức độ dao động của nhiệt trị khí cấp [7, 8].

*3.1.8. Wobbe Index*

Nhiệt trị không phải là thông số chính trong phân loại công nghệ nhiên liệu khí, do vậy các nhà chế tạo turbine khí đưa ra chỉ số Wobbe Index (WI) để phục vụ quá trình thiết kế chế tạo. Nếu dải WI của khí cấp dao động vượt quá giới hạn quy định của các nhà sản xuất turbine khí thì cần thay đổi kết cấu buồng đốt và tương ứng sẽ tăng thêm chi phí chế tạo. Thông thường, các nhà sản xuất cho phép chỉ số này dao động trong khoảng ±10%.

Một số thiết kế mẫu buồng đốt thường, chỉ số WI cho phép dao động trong phạm vi ±5%, đặc biệt có loại tổ máy turbine khí chỉ giới hạn thay đổi trong dải hẹp ±2% [7, 8].

Khi vận hành turbine khí với chỉ số WI nằm ngoài dải thiết kế sẽ gây ra các hiện tượng sau: Quá trình động nhiệt học cao; giảm tuổi thọ thiết bị; khả năng sự cố nghiêm trọng; gia tăng nồng độ khói thải; giảm độ linh hoạt trong vận hành.

Chỉ số WI không liên quan đến nhiệt độ ngọn lửa buồng đốt, hiệu suất truyền nhiệt hoặc gradients nhiệt độ. Tuy nhiên, đây là thông số chính để giảm thiểu ảnh hưởng đến mức độ dao động nhiệt trị khí cấp, do đó có thể sử dụng chỉ số này để gia tăng hiệu suất của buồng đốt hoặc gia tăng hiệu suất của turbine khí.

Một số hãng sản xuất turbine khí hiện nay như MHI cho phép chỉ số WI thay đổi trong dải rộng hơn tới ±12% bằng việc áp dụng các công nghệ tiên tiến sử dụng hệ thống điều khiển tích hợp. Với kiểu buồng đốt khô phát thải thấp (Dry Low $NO_x$ - DLN) của thế hệ turbine khí thế hệ F có thể sử dụng khí có thành phần khí trơ lên đến 50%. Tuy nhiên khi đốt loại khí đặc biệt này, thì chế tạo buồng đốt khô phát thải thấp cần điều chỉnh thiết kế các vòi phun nhiên liệu [9].

Khi sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao và nhiệt trị thấp, cần gia nhiệt khí và kiểm soát nhiệt độ khí cấp vào buồng đốt để kiểm soát chỉ số WI, từ đó có sự điều chỉnh phù hợp [8].

*3.1.9. Thành phần nước*

Việc xác định thành phần nước giúp các nhà chế tạo turbine khí xem xét mức độ cần thiết để thiết kế hệ thống gia nhiệt khí, nhằm đảm bảo khí cấp vào buồng đốt turbine khí là khí khô, tránh hiện tượng xung kích buồng đốt.

*3.1.10. Thành phần thủy ngân*

Hiện tại, trong các tiêu chuẩn về nhiên liệu khí của các nhà chế tạo không quy định về nồng độ Hg trong nhiên liệu khí. Tuy nhiên, tổng số thành phần kim loại nặng như: Na, K, V, Pb, Ca, Zn, Ni... đã được các nhà chế tạo turbine khí quy định rất nghiêm ngặt trong tiêu chuẩn nhiên liệu. TCVN 5938-2005 quy định về nồng độ tối đa cho phép một số chất độc hại trong không khí xung quanh, trong đó quy định thành phần thủy ngân (kim loại và hợp chất) là 0,3µg/$m^3$. Vì vậy, cần đảm bảo tổng số thành phần kim loại nặng trong khí cấp nằm trong giới hạn cho phép theo quy định của nhà chế tạo turbine khí và nồng độ thủy ngân trong khói thải đáp ứng TCVN 5938-2005 [10].

*3.1.11. Độ tinh sạch của nhiên liệu khí*

Để đáp ứng yêu cầu nghiêm ngặt về độ tinh sạch của nhiên liệu khí trước khi vào buồng đốt turbine, cần lắp đặt bộ lọc tinh tại trước điểm đấu nối hệ thống đường ống cung cấp khí với hệ thống nhiên liệu khí turbine, giúp tuyến đường ống phía sau bộ lọc tinh không bị ăn mòn bởi các hạt lỏng hoặc các tạp chất rắn.

Khí có thành phần hydrogen ($H_2$) > 1% thể tích và hoặc acetylene ($C_2H_2$) > 0,1% thể tích chỉ phù hợp với buồng đốt kiểu khuếch tán (diffusion mode). Nếu loại khí này đốt trong buồng đốt trộn trước (premix mode) có thể xuất hiện hiện tượng cháy sớm trong tuyến đường ống trộn trước gây hư hỏng buồng đốt.

*3.1.12. Nhiệt độ điểm sương*

Nhiệt độ 10K trên điểm sương là quy định đối với các thành phần khí gồm cả các hydrocarbon nặng. Điều này có nghĩa là trong nhiên liệu khí sẽ không được có bất kỳ thành phần hạt lỏng nào.

*3.1.13. Thành phần khí trơ*

Thành phần khí trơ trong nhiên liệu khí bao gồm carbon dioxide ($CO_2$) và nitrogen ($N_2$). Việc xuất hiện thành phần khí trơ làm giảm nhiệt trị nhiên liệu và hợp chất $CO_2$ có trong nhiên liệu sẽ làm tăng khả năng ăn mòn khi kết hợp với thành phần ẩm trong nhiên liệu khí.

Sử dụng khí có thành phần khí trơ cao trong nhiên liệu có khả năng làm gia tăng công suất turbine khí do lưu lượng nhiên liệu tăng (để đảm bảo nhiệt lượng vào turbine khí), lưu lượng tăng dẫn đến tăng công suất phần turbine trong khi công suất sử dụng cho phần máy nén không đổi.

Thực tế rất khó để tách biệt ảnh hưởng của khí trơ đến công suất và hiệu suất tổ máy mà chỉ xác định được ảnh hưởng được thể hiện trong chỉ số WI. Đặc tính nhiên liệu càng thay đổi càng khó khăn trong việc kiểm soát nhiệt độ buồng đốt cũng như độ dao động áp suất buồng đốt.

Nếu loại bỏ hoặc giảm tỷ lệ khí trơ trong khí nhiên liệu thì áp suất đầu vào turbine khí sẽ giảm và tỷ lệ hydrocarbon sẽ cao, khi đó cần phải đưa lượng không khí vào trong turbine lớn hơn, dẫn đến giảm hiệu suất chu trình (do tiêu hao điện năng tự dùng của máy nén khí turbine khí).

Mức độ suy giảm hiệu suất của chu trình phụ thuộc vào công suất của máy nén khí turbine lớn hay nhỏ (chỉ số này lại phụ thuộc vào áp suất khí cấp đầu vào giảm nhiều hay giảm ít).

*3.1.14. Hệ thống cung cấp nhiên liệu*

Khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp, lưu lượng nhiên liệu tiêu thụ tăng do đó trạm phân phối/xử lý khí sẽ phải được nâng cấp/thay thế cho phù hợp. Hệ thống cung cấp khí cho turbine khí cần thay đổi để tương thích với lưu lượng khí đi qua. Tỷ lệ khối lượng giữa nhiên liệu và không khí cấp vào turbine theo các loại khí như Bảng 5.

*3.1.15. Hệ thống điều khiển*

Khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao thì hệ thống điều khiển turbine khí cũng như chu trình đuôi hơi phía sau gồm: lò thu hồi nhiệt, turbine khí... cũng phải được điều chỉnh cho phù hợp [11].

### *3.2. Khả năng vận hành turbine khí khi sử dụng nhiên liệu khí có thành phần nhiệt trị thấp và $CO_2$ cao*

Các tổ máy turbine khí có thể vận hành với khí có thành phần $CO_2$ cao, song phụ thuộc vào tiêu chuẩn của nhà chế tạo do mỗi loại turbine khí đều có cấu trúc buồng đốt khác nhau để sử dụng các loại khí có thành phần phù hợp với thiết kế ban đầu. Trong trường hợp nguồn khí cấp có chất lượng thay đổi quá lớn có khả năng ảnh hưởng đến tuổi thọ và khả năng vận hành an toàn của tổ máy.

Với các tổ máy turbine khí đang vận hành sử dụng khí tiêu chuẩn khi chuyển sang sử dụng khí có nhiệt trị thấp cần phải điều chỉnh hệ thống buồng đốt, hệ thống điều khiển nhiên liệu, hệ thống phun nhiên liệu vào buồng đốt để duy trì công suất, hiệu suất và hoạt động ổn định của turbine khí.

Việc sử dụng khí có nhiệt trị thấp khiến cho khả năng lên tải và giảm tải của turbine khí kém linh hoạt hơn so với sử dụng khí tiêu chuẩn, cũng như phải có thiết kế khác biệt về buồng đốt và hệ thống nhiên liệu. Khi sử dụng khí có nhiệt trị thấp, các turbine khí phù hợp vận hành ở chế độ tải nền và tải lưng. Các turbine khí kém linh hoạt khi vận hành ở chế độ tải đỉnh hoặc dao động tần số lưới nếu sử dụng khí có nhiệt trị thấp ngay cả khi hệ thống buồng đốt và hệ thống điều khiển được cải tiến. Đây là hạn chế của turbine khí khi sử dụng khí có nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao.

Các loại khí có nhiệt trị trung bình và nhiệt trị cao có thể đốt ổn định trong các loại buồng đốt hiện đang thiết kế và sử dụng cho các turbine phát điện công suất lớn. Khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp (< 10MJ/$m^3$) ngoài việc phải thiết kế lại buồng đốt, các hãng chế tạo còn thiết kế hệ thống nhiên liệu kép để hỗ trợ khi khởi động, khi vận hành ở chế độ tải thấp và dừng máy [12].

### *3.3. Turbine khí và ảnh hưởng từ việc sử dụng khí phi tiêu chuẩn*

Các turbine khí khi sử dụng khí có nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao cần thay đổi về công nghệ để tương thích với việc thay đổi thành phần đặc tính nhiên liệu gồm: bố trí thiết kế turbine (máy nén và turbine) do thay đổi lưu lượng nhiên liệu vào buồng đốt, thay đổi về công nghệ đốt (thiết kế buồng đốt và vòi đốt), thiết kế bổ sung hệ thống cấp khí phục vụ khởi động và dừng máy, thiết bị đo lường điều khiển. Ngoài ra, việc thay đổi thành phần đặc tính nhiên liệu như trên sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất turbine, độ an toàn, độ tin cậy cũng như chi phí vận hành và bảo trì.

Khi sử dụng khí nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao, một số bộ phận của turbine khí, lò thu hồi nhiệt, turbine hơi phải thiết kế lại hoặc thay đổi so với khi sử dụng khí tiêu chuẩn để phù hợp hơn (Hình 1).

### *3.4. Tuổi thọ của turbine khí khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp*

Việc sử dụng khí có nhiệt trị thấp không ảnh hưởng

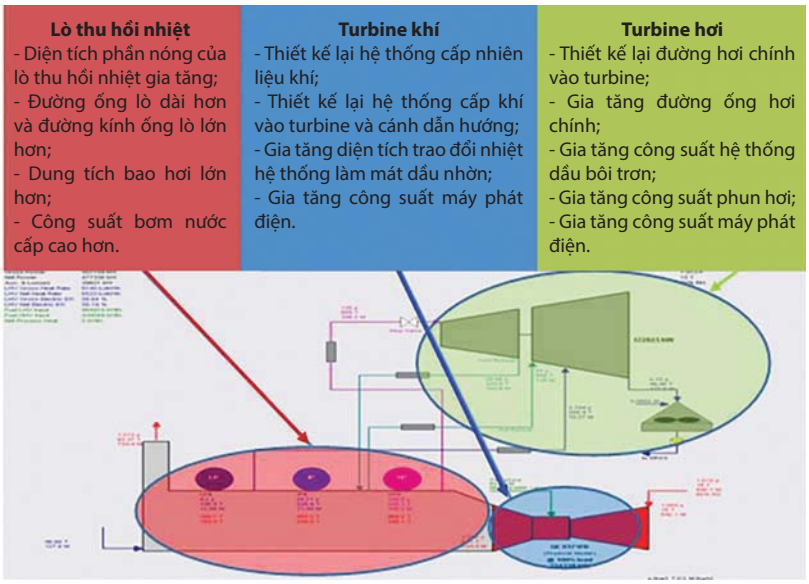
***Bảng 5.*** *Tỷ lệ khối lượng giữa nhiên liệu và không khí cấp vào turbine theo các loại khí*

| Loại khí | Nhiệt trị (Kcal/$m^3$) | Tỷ lệ khối lượng nhiên liệu và không khí |
|---|---|---|
| Khí tự nhiên | 9.925 | 0,019 |
| Khí lò đốt | 2.870 | 0,058 |
| Khí có nhiệt trị thấp | 960 | 0,263 |

*Nguồn: Gas turbine from GE*

***Bảng 6.*** *Các ảnh hưởng đến turbine khí*

| Đặc tính nhiên liệu | Nhiên liệu | Ảnh hưởng đến hệ thống cung cấp khí tiêu chuẩn |
|---|---|---|
| Khí nhiệt trị thấp (lưu lượng khí tăng) | - Khí sản phẩm và khí tổng hợp (nhiệt trị thấp)<br>- Khí tự nhiên có nhiệt trị thấp | Ảnh hưởng đến việc bố trí turbine khí, máy nén khí, vòi đốt, buồng đốt, hệ thống cung cấp nhiên liệu |
| Khí nhiệt trị cao (lưu lượng giảm) | LPG | Ảnh hưởng đến việc bố trí buồng đốt, vòi đốt, hệ thống cung cấp khí<br>Hạn chế khởi động và khả năng duy trì ở tải lưng |
| Thành phần $H_2$ cao | Khí sản phẩm và khí tổng hợp (nhiệt trị thấp) | Vận tốc ngọn lửa cao, ảnh hưởng đến khả năng trộn trước của hỗn hợp không khí và nhiên liệu |
| Điểm đọng sương cao | Khí với các thành phần nhiệt độ sôi cao | Gây ăn mòn và quá trình cháy không ổn định |




***Hình 1.*** *Sơ đồ các bộ phận cần điều chỉnh thiết kế khi sử dụng khí nhiệt trị thấp, thành phần $CO_2$ cao*

lớn đến tuổi thọ các chi tiết máy cũng như các chi phí vận hành, bảo trì.

Khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp và $CO_2$ cao, tuổi thọ turbine khí vẫn được đảm bảo như khi sử dụng khí tự nhiên tiêu chuẩn. Tuy nhiên, tuổi thọ các thiết bị buồng đốt thấp hơn so với khi sử dụng khí tiêu chuẩn và chu kỳ để kiểm tra bảo dưỡng bảo trì với hệ thống buồng đốt sẽ ngắn hơn.

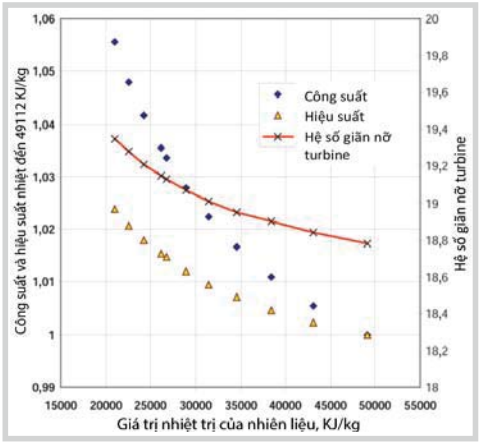
### *3.5. Thay đổi tải*

Trong mọi trường hợp thay đổi tải xuất phát từ sự thay đổi lưu lượng nhiên liệu vào buồng đốt. Thay đổi tải do sự thay đổi tần số lưới điện tác động trực tiếp lên bộ phận điều khiển của mỗi turbine khí. Do vậy, cần thiết kế lại hệ thống kiểm soát turbine cho phù hợp khi turbine khí sử dụng khí có nhiệt trị thấp.

Nếu nhiên liệu chỉ gồm lượng hydrocarbon không có khí trơ và không có nguyên tử oxy, thì công suất tăng khi nhiệt trị thấp tăng. Ở đây, ảnh hưởng của thành phần khí đốt lớn hơn ảnh hưởng của lưu lượng khối. Khi lượng không khí trơ tăng, nhiệt trị thấp giảm sẽ làm tăng công suất, là yếu tố ảnh hưởng chính trong loại nhiên liệu có lượng khí trơ cao. Việc đưa thêm lưu lượng khối vào buồng đốt, mà không được nén bởi máy nén của turbine khí đó thì sẽ làm tăng công suất của turbine. Năng suất nén về cơ bản là không thay đổi. Một số ảnh hưởng phụ phải được tính đến trong quá trình thiết kế turbine để đốt những loại nhiên liệu có nhiệt trị thấp này.

Lượng nhiên liệu của turbine tăng dẫn đến tỷ số nén tăng, ảnh hưởng đến giới hạn tăng áp lực trong máy nén. Công suất tăng có thể vượt quá giới hạn moment xoắn trên trục turbine.

Khí có nhiệt trị thấp hơn thường bị bão hòa với hơi nước trước khi vào turbine. Hiện tượng này làm tăng hệ số truyền nhiệt trong buồng đốt và tăng nhiệt độ kim loại trong turbine - nơi yêu cầu nhiệt độ cháy làm việc thấp hơn để đảm bảo tuổi thọ của các bộ phận chi tiết turbine khí.




***Hình 2.*** *Ảnh hưởng nhiệt trị lên hiệu suất, công suất turbine khí [13]*

Mỗi một loại turbine sẽ có một số nguyên tắc áp dụng với lưu lượng nhiên liệu, nhiệt độ và công suất phát trên trục để đảm bảo tuổi thọ của động cơ. Trong các trường hợp vận hành với nhiên liệu có nhiệt trị thấp, công suất và hiệu suất có thể sẽ bằng hoặc cao hơn khi đốt bằng nhiên liệu khí tiêu chuẩn.

### *3.6. Công suất và hiệu suất của turbine khí khi sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao*

Khi sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao, các turbine khí đều có khả năng vận hành ổn định và đảm bảo công suất, hiệu suất theo thông số bảo hành của hãng chế tạo. Vấn đề đặt ra là các thông số và thành phần khí cấp phải nằm trong giới hạn cho phép của hãng chế tạo như là đầu vào để chế tạo turbine khí. Thông số công suất và hiệu suất sẽ được các nhà chế tạo bảo hành trên cơ sở đặc tính khí cấp. Khi vận hành, các dao động về thành phần khí cấp phải nằm trong dải cho phép của nhà chế tạo.

Ảnh hưởng nhiệt trị lên hiệu suất, công suất turbine khí được thể hiện trong Hình 2.

Giá trị nhiệt trị (LHV) được so sánh đến 49.112kJ/kg. Theo Hình 2, khi nhiệt trị giảm, công suất turbine khí và hiệu suất nhiệt (Th Eff) sẽ tăng.

Ngoài ra trên cơ sở công thức tính hiệu suất của turbine khí cũng có thể xác định được mức độ tăng công suất và hiệu suất turbine khí khi sử dụng khí có thành phần nhiệt trị thấp như sau:

$$\eta = \frac{3600}{HR}$$

Trong đó:

η: Hiệu suất turbine khí (%);

HR: Suất hao nhiệt (kJ/kWh).

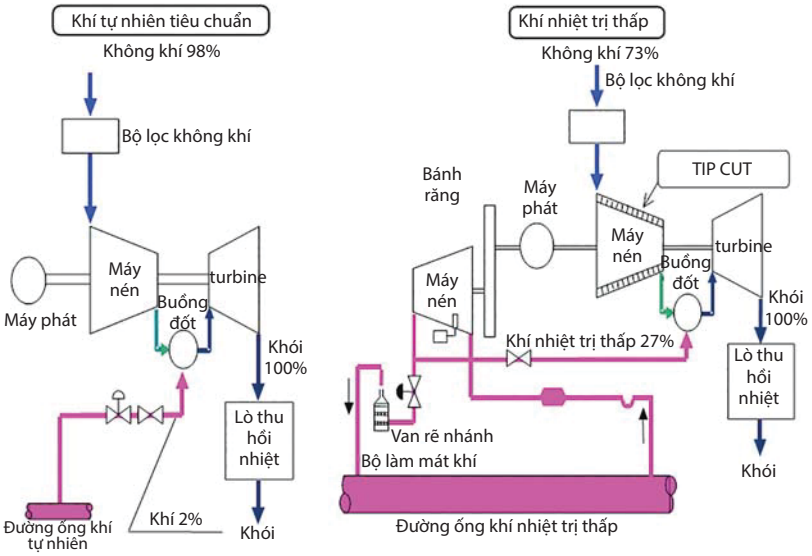
Nếu giá trị suất hao nhiệt (HR) giảm thì hiệu suất turbine khí tăng lên.

Hình 3 thể hiện sự so sánh khi turbine khí sử dụng nhiên liệu khí tự nhiên tiêu chuẩn và khí có nhiệt trị thấp.

Khi sử dụng công cụ tính toán đặc tính của GE cho các loại khí khác nhau, turbine khí sử dụng khí có tỷ lệ khí trơ cao hơn sẽ có hiệu suất cao hơn (Bảng 7).

Với điều kiện tính toán:

- Tải: 100%;
- Nhiệt độ môi trường xung quanh: 30°C;




***Hình 3.*** *Sơ đồ cân bằng lưu lượng (nhiên liệu khí và không khí) vào turbine cho 2 trường hợp sử dụng khí tiêu chuẩn và khí có nhiệt trị thấp [4]*

***Bảng 7.*** *Đặc tính của turbine khí với các loại khí khác nhau*

| Thông số | Đơn vị | Khí Đông Nam Bộ | PM3-CAA | Lô B | Khí Cá Voi Xanh |
|---|---|---|---|---|---|
| Tổng khí trơ | % | 2,7 | 8,7 | 21,1 | 38,0 |
| LHV | BTU/SCF | 967 | 973 | 779 | 591 |
| Điều kiện tải | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Công suất thô | MW | 484 | 486 | 495 | 510 |
| Chênh lệch | MW | Cơ sở | 1,9 | 11,5 | 26,5 |
| Hiệu suất thô (LHV) | % | 41,02 | 41,04 | 41,23 | 41,23 |
| Chênh lệch | % | Cơ sở | 0,02 | 0,21 | 0,77 |
| Hằng số nhiệt (LHV) | MMBTU/giờ | 4,024 | 4,038 | 4,099 | 4,166 |
| Chênh lệch | MMBTU/giờ | Cơ sở | 13 | 74 | 142 |
| Lưu lượng khí thải | kg/giờ | 3.490 | 3.503 | 3.541 | 3.591 |
| Chênh lệch | kg/giờ | Cơ sở | 14.000 | 52.000 | 101.000 |
| Nhiệt độ khí thải | °C | 665,4 | 666 | 667,7 | 665,4 |
| Chênh lệch | °C | Cơ sở | 0,60 | 2,30 | 0,00 |
| Tiêu thụ khí hàng ngày | MMSCFD | 99,8 | 99,6 | 126,2 | 169,3 |
| Chênh lệch | MMSCFD | Cơ sở | -0,2 | 26,4 | 69,5 |

*Kết quả tính toán sử dụng công cụ tính toán đặc tính của GE*

- Độ ẩm môi trường xung quanh: 80%;
- Độ cao: 5,0m;
- Hệ số công suất: 0,85;
- Nhiệt độ nhiên liệu: 226°C.

Kết quả khi sử dụng khí Cá Voi Xanh với thành phần khí trơ 38% thì:

- Công suất thô cao hơn 26,5MW so với sử dụng khí Đông Nam Bộ;
- Hiệu suất thô cao hơn 0,77% so với sử dụng khí Đông Nam Bộ;
- Lưu lượng khí thải nhiều hơn 101.000kg/giờ so với sử dụng khí Đông Nam Bộ;
- Lưu lượng nhiên liệu khí hàng ngày cao hơn 69,5 triệu $ft^3$ tiêu chuẩn/ngày so với sử dụng khí Đông Nam Bộ.

### *3.7. Hiệu suất của phần đuôi hơi khi sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao*

Cùng với sự phát triển liên tục trong thiết kế chế tạo các turbine khí công suất lớn cho phát điện, công suất và hiệu suất của turbine khí nói riêng và nhà máy điện chu trình hỗn hợp nói chung đều có tiến bộ vượt bậc do áp dụng các tiến bộ trong công nghệ chế tạo phần lò thu hồi nhiệt. Hiện nay, các lò thu hồi nhiệt đều sử dụng 3 cấp áp lực có tái sấy. Hiệu suất của lò thu hồi nhiệt có khả năng đạt tới 92 - 93%. Các turbine thế hệ mới công suất lớn có nhiệt độ khói thoát cao dẫn đến thông số hơi chính có thể đạt tới 160barg/600°C/600°C.

Nhìn chung, việc sử dụng khí có thành phần $CO_2$ cao không ảnh hưởng đến hiệu suất của lò thu hồi nhiệt mà chủ yếu liên quan đến nhiệt độ điểm sương phần đuôi lò và nhiệt độ khói thoát tại miệng ống khói. Các nhà chế tạo lò thu hồi nhiệt đã thiết kế tối ưu hóa quá trình trao đổi nhiệt trong lò thu hồi nhiệt nhằm tạo hiệu suất cao cho toàn bộ chu trình hơi.

### 4. Kết luận

Các nhà chế tạo turbine khí hiện nay đều khẳng định các turbine khí hoàn toàn

có thể sử dụng khí có nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao và ảnh hưởng không lớn đến giá thành tổ máy. Nếu được thiết kế đặt hàng từ ban đầu, các turbine khí đều có thể vận hành đảm bảo công suất, hiệu suất và các tiêu chuẩn môi trường khi sử dụng khí nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao.

Turbine khí mới sử dụng khí nhiệt trị thấp cần lưu ý đặc biệt đến một số các hệ thống, thiết bị phải được thiết kế phù hợp như: hệ thống cung cấp nhiên liệu, hệ thống vòi phun nhiên liệu và ống lửa vào turbine khí. Đối với phần đuôi hơi cần phải được điều chỉnh để khai thác và tận dụng đầy đủ nguồn nhiệt từ khí thải turbine khí.

Đặc tính nhiên liệu khí cấp ảnh hưởng rất lớn đến tuổi thọ, chế độ vận hành và bảo trì của turbine khí. Chất lượng và thành phần khí cấp ảnh đến kết cấu buồng đốt và các phần nóng (hot part) của turbine khí.

Turbine khí có thể vận hành với khí nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao, thiết kế theo đặc tính khí. Khi khí cấp có chất lượng thay đổi quá lớn sẽ ảnh hưởng đến tuổi thọ và khả năng vận hành an toàn của tổ máy. Khi sử dụng khí nhiệt trị thấp và thành phần $CO_2$ cao, tuổi thọ turbine khí vẫn được đảm bảo, thời gian dừng máy để bảo dưỡng hệ thống buồng đốt sẽ ngắn hơn so với khi sử dụng khí tiêu chuẩn.

Turbine khí sử dụng khí nhiệt trị thấp phù hợp vận hành ở chế độ tải nền và tải lưng, kém linh hoạt (so với khí tiêu chuẩn) ở chế độ tải đỉnh hoặc dao động tần số lưới ngay cả khi hệ thống buồng đốt và hệ thống điều khiển đã được cải tiến.

Trong quá trình xử lý khí, các nhà phát triển mỏ và cung cấp khí cần lưu ý duy trì áp suất, tổn hao ít để có thể sử dụng được động năng của dòng khí chuyển hóa thành công suất điện và cần đảm bảo áp suất cao hơn so với khí tiêu chuẩn.

**Tài liệu tham khảo**


1. ASME. *Gas turbine fuels*. B133.7M - 1985.

2. *Concept discussion CCPP with low Btu gas application SGT5-4000F*. 2013.

3. Federico Bonzani, Giacomo Pollarolo. *Ansaldo Energia gas turbine operating experience with low BTU fuels.* ASME Turbo Expo 2004: Power for Land, Sea, and Air. 2004; 7: p. 69 - 77.

4. Sanjay Moza. *Low BTU gas firing technologies for gas turbine*. 2006.

5. *Siemens solution fingding for PVN*. 2013.

6. Meherwan P.Boyce. *Gas turbine engineering handbook (3rd edition)*. Gulf Publishing. 2006.

7. *Siemens Global*. www.siemens.com.

8. *GE Energy*. www.ge-energy.com.

9. *Power Engineering International*. www.powerengineeringint.com.

10. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Chất lượng không khí - Nồng độ tối đa cho phép của một số chất độc hại trong không khí xung quanh*. TCVN 5938-2005.

11. Rolf Bachmann, Frank Hannemann, Franz Stirnimann, Bert Rukes. *Combined - cycle gas & steam turbine power plants (3rd edition)*. PennWell Corp. 1999.

12. *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia*. www.energyefficiencyasia.org.

13. Cyrus B.Meher-Homji, Justin Zachary, Andrew F. Bromley. *Gas turbine fuels – system design, combustion and operability*. 2010.


# Assessment of arising problems, risks and impacts when using high $CO_2$, low Btu gas for power generation


**Vo Hong Thai[1], Nguyen Tan Hoa[1], Vu Huy Bich[2]**

*[1]Vietnam Petroleum Institute*

*[2]Power Engineering Consulting Joint Stock Company 2*

*Email: thaivh@vpi.pvn.vn*



**Summary**

***The combined cycle power plants of Vietnam such as Ca Mau 1 and 2, Nhon Trach 1 and 2, and Phu My are using low $CO_2$ gas (< 8%) from the Nam Con Son and PM3-CAA gas resources. In the future, the new power plants will have to use high $CO_2$, low Btu gas from Block B-O Mon ($CO_2$ ~20%, LHV~35MJ/sm$^3$), and central region ($CO_2$~30%, LHV ~20MJ/sm$^3$) gas resources. This article presents some assessments of arising problems, risks and impacts when using high $CO_2$, low Btu gas for power generation.***



***Key words:*** *Low Btu, high $CO_2$, gas turbine.*

# NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CÔNG NGHỆ ĐIỆN HÓA NHẰM CHỐNG BÁM CẶN VÀ CHỐNG ĂN MÒN CHO HỆ THỐNG LÀM MÁT BẰNG NƯỚC BIỂN

**PGS. TS. Nguyễn Thị Lê Hiền, KS. Lê Thị Hồng Giang**
**ThS. Nguyễn Xuân Trường, ThS. Phan Công Thành**
*Viện Dầu khí Việt Nam*
*Email: hienntl@vpi.pvn.vn*

**Tóm tắt**

***Công nghệ điện hóa chống bám cặn và chống ăn mòn bằng cách sử dụng dòng điện áp đặt trên các cặp điện cực anode đồng và nhôm. Dưới tác dụng của dòng điện một chiều, các ion đồng được giải phóng chậm với nồng độ rất nhỏ cho phép ức chế hiệu quả sự phát triển của các sinh vật biển, kiểm soát quá trình đóng cặn bên trong hệ thống đường ống, thiết bị. Bên cạnh đó, các ion nhôm giải phóng vào nước biển hình thành các hydroxide dưới dạng keo phủ lên bề mặt bên trong đường ống và thiết bị, làm giảm đóng cặn và ăn mòn kim loại. Các kết quả nghiên cứu thu được cho thấy tương ứng với mật độ dòng điện 1,25mA/cm² đối với điện cực anode đồng và 1,5mA/cm² đối với điện cực anode nhôm, hệ thống làm mát bằng nước biển có thể được bảo vệ hiệu quả chống lại sự đóng cặn của các vi sinh vật biển và ăn mòn kim loại.***

***Từ khóa:*** *Công nghệ điện hóa, chống bám cặn, chống ăn mòn.*

## 1. Mở đầu

Trong các công trình dầu khí, hệ thống làm mát bằng nước biển có nguy cơ ăn mòn rất lớn do chứa hàm lượng ion clorua cao, gây xâm thực mạnh. Bên cạnh quá trình ăn mòn, quá trình đóng cặn vô cơ và các vi sinh vật biển đeo bám, phát triển dẫn đến nguy cơ tắc nghẽn hệ thống dẫn, tăng tải trọng của hệ thống bơm, gia tăng quá trình ăn mòn và phá hủy vật liệu, dẫn đến tăng chi phí vận hành và bảo dưỡng, giảm tuổi thọ của hệ thống. Do đó, nước làm mát, nước cứu hỏa trong các nhà máy, nước bơm ép tại các giàn khai thác, nước ballast... cần phải được xử lý trước khi sử dụng.

Các hóa phẩm truyền thống chứa chlorine như: sodium hypochlorite (NaClO), nước chlorine, chlorine khí... được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp nói chung và trong ngành dầu khí nói riêng, giúp diệt khuẩn, ngăn chặn sự phát triển của vi sinh vật trong nước biển, hạn chế quá trình đóng cặn bên trong đường ống, thiết bị [1]. Tuy nhiên, các hóa phẩm này chủ yếu là các chất oxy hóa mạnh, độc hại, ảnh hưởng đến sức khỏe con người và môi trường sinh thái, gây ăn mòn đường ống và thiết bị, đặc biệt khi sử dụng ở nồng độ cao.

Để khắc phục các hạn chế khi sử dụng hóa phẩm chứa chlorine, công nghệ điện hóa đã được nghiên cứu và áp dụng, cho phép diệt vi khuẩn, chống bám cặn và giảm thiểu ăn mòn bên trong đường ống và thiết bị kim loại với hiệu quả cao. Công nghệ này có chi phí đầu tư thiết bị cao hơn so với phương pháp bơm hóa phẩm, nhưng vận hành đơn giản, giúp giảm thiểu các chi phí mua, vận chuyển và lưu giữ hóa phẩm, không gây ô nhiễm môi trường và đảm bảo an toàn cho người vận hành.

Công nghệ điện hóa sử dụng dòng điện áp đặt với điện cực anode đồng và nhôm. Dưới tác dụng của dòng điện một chiều, các ion đồng được giải phóng từ từ với nồng độ rất nhỏ cho phép ức chế hiệu quả sự phát triển của các sinh vật biển, kiểm soát quá trình đóng cặn bên trong hệ thống đường ống, thiết bị. Các ion nhôm giải phóng vào nước biển hình thành hydroxide có tính kiềm, đóng vai trò như chất trung hòa, kết hợp với ion $H^+$ có trong môi trường, ức chế quá trình ăn mòn. Hydroxide hình thành ở dạng keo trong tự nhiên sẽ phủ lên bề mặt bên trong đường ống và thiết bị, làm giảm xu hướng đóng cặn. Bài báo này giới thiệu kết quả khảo sát các đặc tính của điện cực đồng, nhôm, qua đó đánh giá hiệu quả của công nghệ điện hóa khi sử dụng để chống bám cặn và hạn chế ăn mòn kim loại trong nước biển.

## 2. Thực nghiệm

### *2.1. Chuẩn bị nghiên cứu*

- Mẫu anode: Nhóm tác giả đã chọn đồng và nhôm có độ tinh khiết khác nhau làm vật liệu anode trong nghiên cứu này (Bảng 1).

Các mẫu anode sử dụng trong nghiên cứu tại phòng thí nghiệm được chế tạo dưới dạng hình trụ, xung

quanh đổ epoxy sao cho diện tích làm việc không đổi bằng 2,46cm$^2$.

- Hệ điện hóa: Các phép đo điện hóa nghiên cứu đặc tính của các điện cực (đồng, nhôm) được tiến hành trên thiết bị điện hóa Parstat 2273 (Mỹ) trong bình điện hóa hệ 3 điện cực chứa dung dịch nghiên cứu:

+ Điện cực làm việc: Là các mẫu đồng và nhôm có độ tinh khiết khác nhau;

+ Điện cực so sánh: Điện cực calomel bão hòa KCl ($Hg/Hg_2Cl_2/KCl_{bh}$);

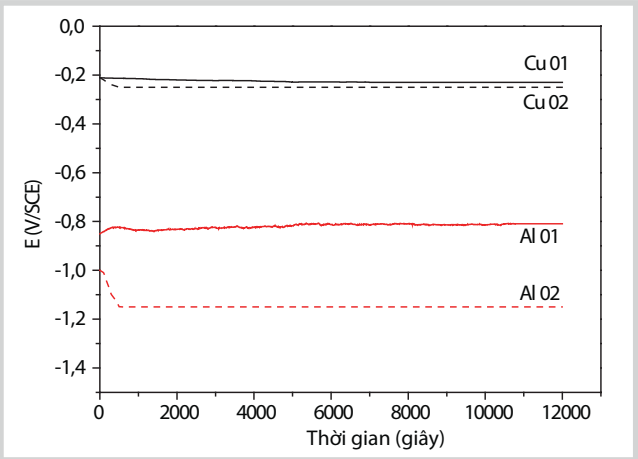
+ Điện cực đối: Điện cực lưới platin (Pt) có kích thước 4 x 5 (cm);

+ Dung dịch nghiên cứu: Nước biển nhân tạo, được chuẩn bị theo tiêu chuẩn ASTM D 1141 [2]. Ngoài ra các nghiên cứu đặc tính điện cực còn được so sánh với các kết quả thu được trong nước biển làm mát của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho phép khẳng định khả năng ứng dụng thực tế của công nghệ điện hóa cho các môi trường nước biển khác nhau.

Các thử nghiệm khảo sát đặc tính chống bám cặn và chống ăn mòn bằng công nghệ điện hóa được tiến hành trong bình điện hóa hệ 2 cực với điện cực anode là đồng và nhôm, điện cực cathode là thép, sử dụng phương pháp dòng áp đặt trong nước biển nhân tạo. Các kết quả thử nghiệm được so sánh với kết quả thử nghiệm trong nước biển nhân tạo được xử lý bằng hóa phẩm truyền thống hypochlorite với nồng độ 2,6ppm, tương đương với hàm lượng bơm hóa phẩm thực tế tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

***Bảng 1.*** *Thành phần vật liệu điện cực*

| Đồng | | Nhôm | |
|---|---|---|---|
| Cu-01 | Cu-02 | Al-01 | Al-02 |
| Cu > 99% | Cu > 98% | Al > 99,8% | Al > 98% |




***Hình 1.*** *Điện thế mạch hở của đồng và nhôm theo thời gian trong nước biển nhân tạo*

### *2.2. Phương pháp nghiên cứu*

Sử dụng phương pháp điện hóa như đo điện thế mạch hở theo thời gian (OCP), đo đường cong phân cực để nghiên cứu đặc tính của các anode được lựa chọn. Các tín hiệu thu được được lưu giữ trong máy tính và xử lý bằng phần mềm chuyên dụng.

Để đánh giá hiệu quả chống đóng cặn và chống ăn mòn, phương pháp khối lượng trên mẫu coupon thép được áp dụng lần lượt theo tiêu chuẩn ASTM D4778 [3] và ASTM G1 [4].

Nồng độ các ion kim loại ($Cu^{2+}$, $Al^{3+}$) trong quá trình thử nghiệm được phân tích bằng chuẩn độ quang học trên thiết bị UV-vis (tại Phòng thí nghiệm của Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ - Viện Dầu khí Việt Nam).

Bề mặt mẫu coupon thép trước và sau thử nghiệm được quan sát trực quan, quan sát bằng kính hiển vi kim tương hoặc phân tích hình thái học bề mặt bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) kết hợp với phân tích thành phần bằng phổ tán xạ năng lượng tia X (EDS).

## 3. Kết quả và thảo luận

### *3.1. Nghiên cứu các đặc tính vật liệu điện cực đồng và nhôm*

Điện thế mạch hở (OCP) của các kim loại nghiên cứu theo thời gian so với điện cực so sánh calomel được thể hiện trên Hình 1.

Các phản ứng hòa tan kim loại trong nước biển xảy ra theo cơ chế ăn mòn điện hóa được mô tả như sau:

- Phản ứng anode:

Đối với nhôm: $Al - 3e^- \rightarrow Al^{3+}$ $E^o = -1,66V$ (1)

Đối với đồng: $Cu - 2e^- \rightarrow Cu^{2+}$ $E^o = +0,34V$ (2)

Phản ứng cathode:

$$O_2 + H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-\ E^o = +0,40V \quad (3)$$

Phản ứng hòa tan kim loại phụ thuộc vào bản chất tự nhiên của kim loại. Khi kim loại tinh khiết, tại điều kiện tiêu chuẩn (25°C, hoạt độ các ion kim loại trong môi trường điện ly là 1M), phản ứng ăn mòn có thể xảy ra với nhôm và đồng. Tuy nhiên, sự chênh lệch điện thế tiêu chuẩn giữa phản ứng oxy hóa đồng và phản ứng khử oxy hòa tan rất gần nhau (phản ứng (2) và (3)), nên tùy thuộc vào quá trình thế của kim loại, có nhiều trường hợp phản ứng ăn mòn đồng không xảy ra trong môi trường nước biển.

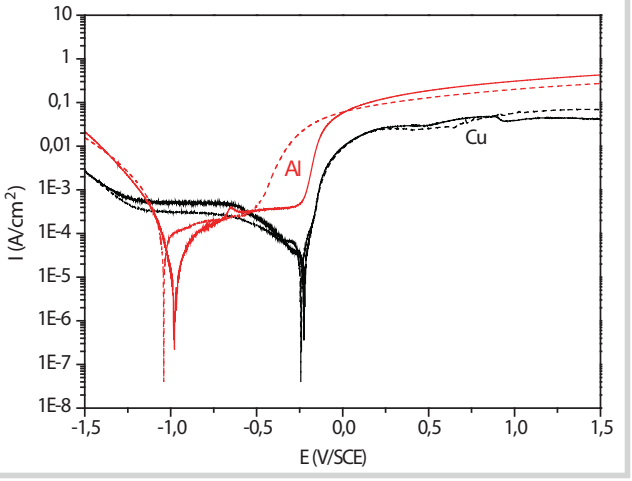
Kết quả theo dõi điện thế mạch hở của các mẫu kim loại theo thời gian ngâm mẫu trong nước biển nhân tạo cho thấy, điện thế mạch hở của các kim loại dần đạt đến trạng thái ổn định. Điện thế của nhôm âm (-) hơn so với điện thế của đồng. Các giá trị điện thế mạch hở thu được phù hợp với điện thế tiêu chuẩn của nhôm và đồng, cho thấy tại điều kiện nhiệt độ thường, nhôm có khả năng ăn mòn (tự hòa tan) trong môi trường nước biển nhân tạo và kim loại đồng có điện thế dương hơn, bền ăn mòn hơn.

Đặc tính điện hóa của các kim loại đồng và nhôm trong nước biển nhân tạo được nghiên cứu bằng đường cong phân cực trong khoảng điện thế quét từ -1,5V/SCE đến +1,5V/SCE, tương ứng với điện thế dịch chuyển từ vùng cathode sang vùng anode của kim loại. Tốc độ ăn mòn được xác định trên cơ sở đường cong phân cực dạng Tafel (Hình 2).

### *3.2. Nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến tốc độ phóng điện của các điện cực*

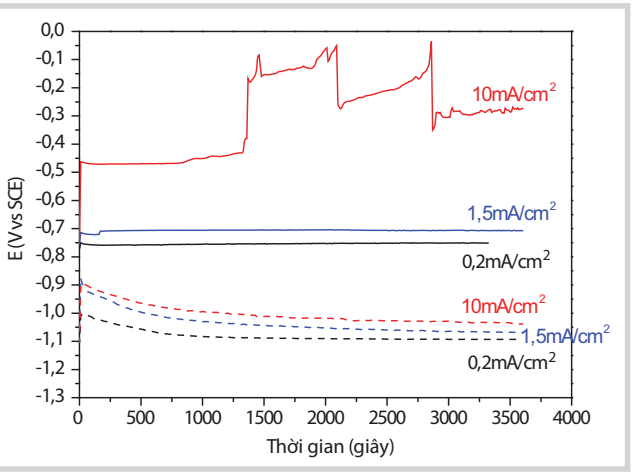
Tốc độ phóng điện anode (quá trình hòa tan kim loại) của các điện cực phụ thuộc vào cường độ dòng điện áp đặt và diện tích điện cực. Hình 3 và 4 thể hiện sự biến thiên điện thế theo thời gian của các điện cực đồng và nhôm. Kết quả thu được cho thấy tại dòng điện áp đặt trong khoảng 0,2 - 10mA/cm$^2$, các điện cực đều nhanh chóng đạt giá trị điện thế ổn định nằm trong khoảng điện thế phóng điện của kim loại. Điện thế phản hồi thu được trong các trường hợp đều thấp hơn nhiều so với điện thế phóng điện của nước, cho phép dự đoán hiệu quả phóng điện của các điện cực kim loại tương đối cao. Điện thế của điện cực nhôm nguyên chất có sự khác biệt tương đối lớn so với điện thế của điện cực hợp kim nhôm. Nhôm nguyên chất có điện thế phản hồi cao hơn so với hợp kim nhôm tại cùng điện thế áp đặt, chứng tỏ trở kháng cao hơn. Dưới tác động của dòng anode, bề mặt nhôm nguyên chất có khả năng hình thành màng thụ động, anode hóa ngăn cản quá trình hòa tan kim loại nên điện thế phản hồi thu được cao hơn. Khi theo dõi điện thế theo thời gian tại mật độ dòng điện 10mA/cm$^2$, điện thế có xu hướng tăng dần theo thời gian áp đặt dòng. Hiện tượng màng anode hóa nhôm hình thành và bị phá hủy trong môi trường nước muối nhân tạo là nguyên nhân điện thế phản hồi không ổn định (Hình 3).

Điện thế phản hồi theo thời gian tại các dòng áp đặt thu được trên các điện cực nhôm và đồng phù hợp với kết quả khảo sát đường cong phân cực, cho phép khẳng định độ tin cậy của các kết quả khảo sát. Tại cùng dòng điện áp

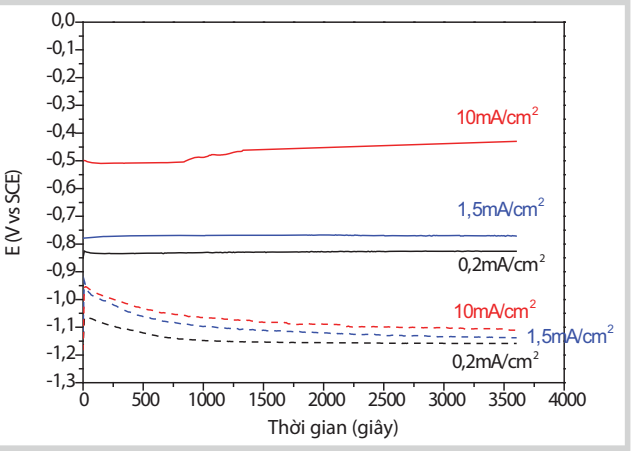



| Điện cực | Tốc độ ăn mòn (mm/năm) |
|---|---|
| Al - 01 | 0,0345 |
| Al - 02 | 0,0559 |
| Cu - 01 | 0,1162 |
| Cu - 02 | 0,0962 |

***Hình 2.*** *Đường cong phân cực dạng Tafel của các mẫu nhôm, đồng (các nét liền (_____): mẫu 01; các nét đứt (_ _ _ _): mẫu 02)*




*Trong dung dịch nước biển nhân tạo*

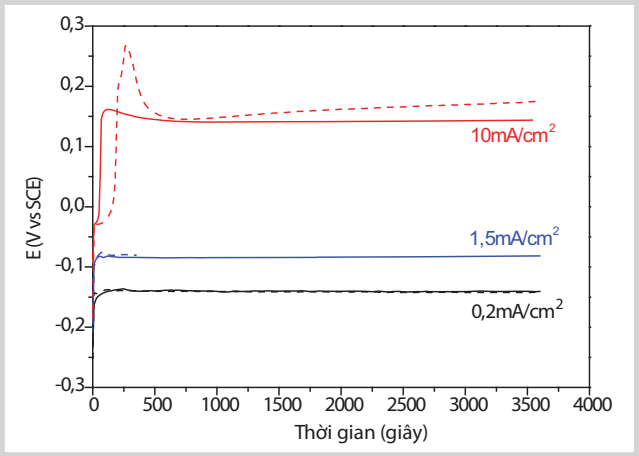



*Trong nước biển làm mát tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*

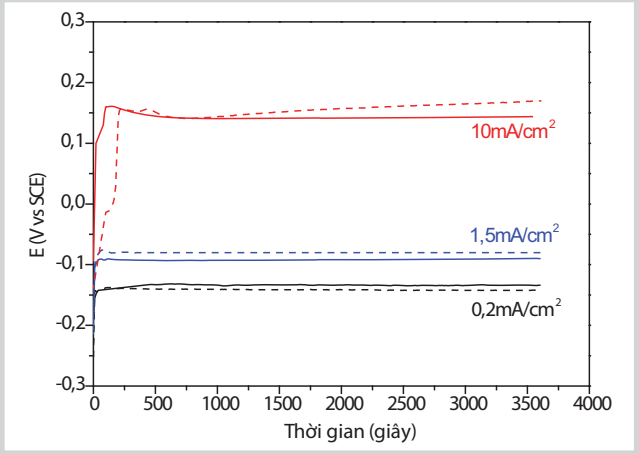
***Hình 3.*** *Quan hệ giữa điện thế - thời gian tại mật độ dòng điện khác nhau của các mẫu nhôm Al-01 (_____), Al-02 (_ _ _ _)*

đặt, nhôm có điện thế âm (-) hơn, tương ứng với trở kháng hòa tan kim loại thấp hơn đồng.

So với nước biển nhân tạo, các đường cong điện thế tại dòng điện áp đặt theo thời gian trong nước biển làm

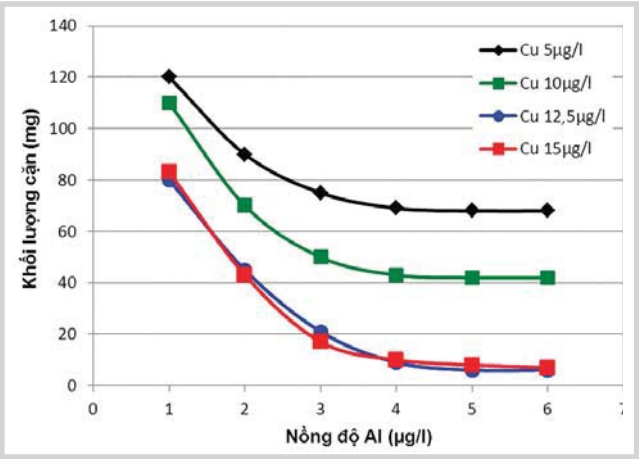



*Trong dung dịch nước biển nhân tạo*




*Trong nước biển làm mát tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*

***Hình 4.*** *Quan hệ giữa điện thế - thời gian tại mật độ dòng điện khác nhau của các mẫu đồng Cu-01 (_____), Cu-02 (_ _ _ _)*




***Hình 5.*** *Khối lượng cặn bám trên mẫu được thử nghiệm trong nước biển tại nhiệt độ 40°C với sự có mặt của ion đồng và nhôm ở các nồng độ khác nhau*

mát tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất không có sự khác biệt lớn. Điều này cho phép khẳng định kết quả nghiên cứu khảo sát nước biển nhân tạo có thể áp dụng đối với nước biển làm mát của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng như nước biển tại các vùng khác nhau.

### *3.3. Đánh giá hiệu quả chống bám cặn và chống ăn mòn trong phòng thí nghiệm bằng công nghệ điện hóa*

*3.3.1. Xác định hiệu quả chống bám cặn khi có mặt ion đồng và nhôm*

Hiệu quả chống bám cặn khi có mặt ion đồng và nhôm ở các nồng độ khác nhau được thử nghiệm bằng phương pháp khối lượng trong nước biển tại nhiệt độ 40°C sau 2 tuần thử nghiệm. Khối lượng cặn kết tủa trên bề mặt mẫu thử nghiệm được thể hiện trên Hình 5.

Để so sánh với phương pháp bơm hóa phẩm truyền thống, nhóm tác giả tiến hành thử nghiệm tương tự trong cùng điều kiện nhưng trong nước biển được bổ sung hypochlorite 2,6ppm thay bởi các ion đồng và nhôm, khối lượng cặn bám trên bề mặt thu được là 52,03mg.

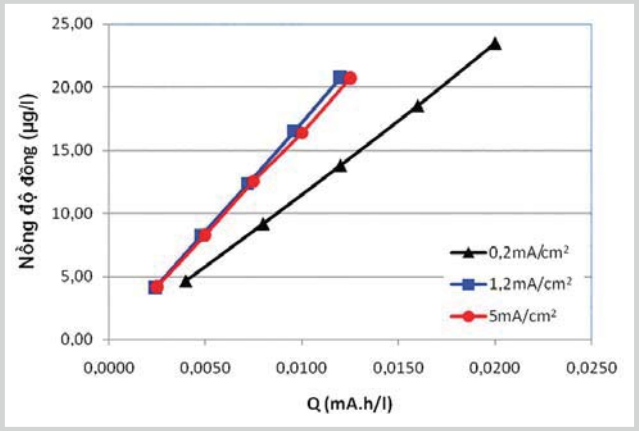
Theo Hình 5, với nồng độ đồng ≥ 12,5µg/l và nồng độ nhôm ≥ 4µg/l trong nước biển cho phép giảm thiểu tối đa lượng cặn bám trên bề mặt mẫu thử nghiệm và khối lượng cặn bám trên bề mặt nhỏ hơn so với phương pháp bơm hóa phẩm hypochlorite truyền thống.

*3.3.2. Đánh giá hiệu quả chống bám cặn bằng công nghệ điện hóa*

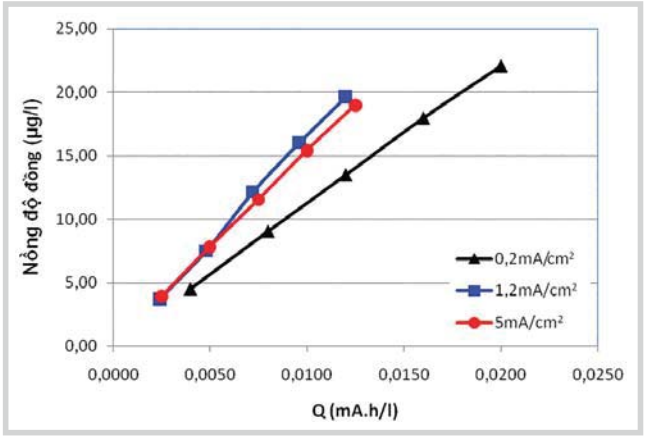
Nhóm tác giả xác định hiệu quả chống bám cặn bằng công nghệ điện hóa trong phòng thí nghiệm bằng cách theo dõi hàm lượng các ion đồng và nhôm hình thành trong dung dịch thử nghiệm trong quá trình áp đặt dòng điện. Để có thể chống bám cặn hiệu quả, không gây lãng phí kim loại và ô nhiễm môi trường do lượng ion kim loại tồn dư, cần phải khống chế nồng độ ion đồng ở mức 12,5µg/l và ion nhôm là 4µg/l. Do đó, việc khảo sát dòng điện một chiều (DC) áp đặt, phân tích khối lượng anode hòa tan cũng như nồng độ ion kim loại trong dung dịch nghiên cứu cho phép đánh giá hiệu quả chống bám cặn của phương pháp điện hóa.

Kết quả phân tích thành phần của đồng, nhôm trong nước biển tại các mật độ dòng điện khác nhau theo điện tích qua các điện cực được thể hiện trên Hình 6 và 7.

Trong khoảng dòng điện áp đặt từ 0,2 - 10mA/cm$^2$, quá trình hòa tan anode kim loại đã xảy ra. Tại cùng một điện lượng trong một đơn vị thể tích, với mật độ dòng

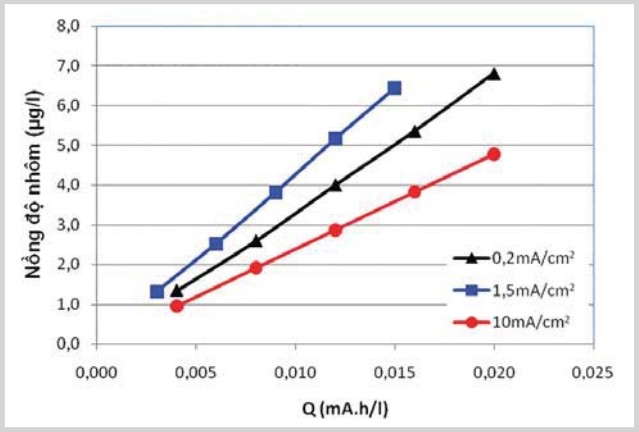



Mẫu Cu-01

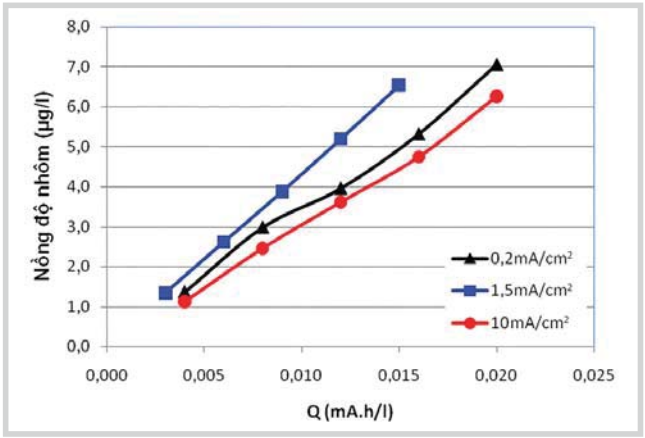



Mẫu Cu-02

***Hình 6.*** *Nồng độ đồng trong nước biển nhân tạo theo điện lượng chạy qua anode đồng tại các mật độ dòng điện khác nhau*




Mẫu Al-01




Mẫu Al-02

***Hình 7.*** *Nồng độ nhôm trong nước biển nhân tạo theo điện lượng chạy qua anode nhôm tại các mật độ dòng điện khác nhau*

điện áp đặt nhỏ, quá trình hòa tan điện hóa kim loại xảy ra chậm, hiệu suất chưa cao. Khi tăng mật độ dòng điện, quá trình hòa tan kim loại tăng, nồng độ ion kim loại trong dung dịch tăng lên. Khi mật độ dòng quá lớn, một phần điện tích cung cấp cho các phản ứng oxy hóa nước xảy ra nên hiệu suất dòng điện giảm, nồng độ ion kim loại trong dung dịch lại thấp hơn so với tại mật độ dòng điện nhỏ.

Các điện cực đồng và nhôm có độ tinh khiết khác nhau không có sự khác biệt lớn về hiệu suất hòa tan cũng như nồng độ ion kim loại trong dung dịch. Tuy nhiên khi kim loại có tạp chất, lượng tạp chất hòa tan có thể ảnh hưởng không tốt tới hệ thống. Các điện cực đồng có độ tinh khiết cao được khuyến cáo sử dụng. Sự hình thành màng anode hóa trên điện cực nhôm có thể dẫn đến thụ động bề mặt kim loại. Do đó, nhóm tác giả lựa chọn hợp kim nhôm kẽm cho phép cải thiện đặc tính điện hóa của điện cực và tăng hiệu suất dòng điện hòa tan.

Hình 6 và 7 cho thấy khoảng mật độ dòng điện cho hiệu suất cao nhất như sau:

- Đối với đồng: 1,2mA/cm$^2$ < Mật độ dòng điện < 5mA/cm$^2$

- Đối với nhôm: 1,5mA/cm$^2$ < Mật độ dòng điện < 2mA/cm$^2$

Tùy thuộc vào lưu lượng dòng chảy, có thể tính toán thiết kế số lượng, khối lượng anode và cường độ dòng điện tương ứng đáp ứng yêu cầu về nồng độ ion trong dung dịch theo phương trình (4):

$$M = (Q \times C \times t_{life} \times T/1.000) \times n \quad (4)$$

Trong đó:

M: Khối lượng điện cực (kg);

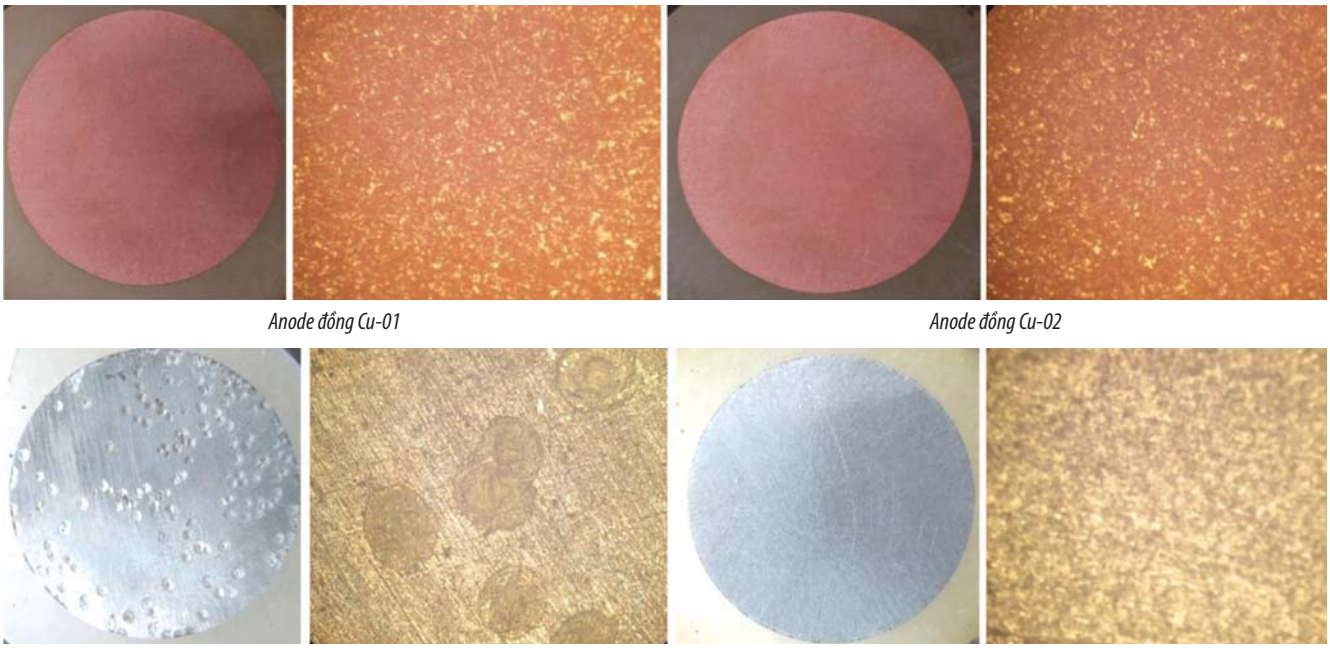
Q: Lưu lượng dòng chảy (m$^3$/giờ);

C: Nồng độ ion kim loại (mg/l);

$t_{life}$: Tuổi thọ (năm);

T: Số giờ hoạt động trong năm (giờ/năm);

n: Hệ số dự phòng.



*Anode đồng Cu-01* *Anode đồng Cu-02*

*Anode nhôm Al-01* *Anode nhôm Al-02*

***Hình 8.*** *Hình thái học bề mặt các điện cực sau thử nghiệm áp đặt dòng anode*

***Bảng 2.*** *Kết quả thử nghiệm ăn mòn thép carbon thấp bằng phương pháp mất khối lượng sau 1 tháng ngâm mẫu*

| TT | Điều kiện thử nghiệm | Tốc độ ăn mòn (mm/năm) |
|---|---|---|
| 1 | Dung dịch thử nghiệm: Nước biển | 0,327 |
| 2 | Dung dịch thử nghiệm: Nước biển được xử lý bằng hypochlorite nồng độ 2,6ppm | 0,451 |
| 3 | Dung dịch thử nghiệm: Nước biển chứa ion đồng nồng độ 12,5µg/l và ion nhôm nồng độ 4µg/l | 0,308 |
| 4 | Dung dịch thử nghiệm: Nước biển được xử lý bằng công nghệ điện hóa<br>Anode: Đồng và nhôm<br>Cathode: Mẫu thép thử nghiệm | +/-0,001 |

Các kết quả nghiên cứu này sẽ được kiểm chứng và khẳng định bằng các kết quả thử nghiệm trên hệ thống pilot trong các nghiên cứu tiếp theo.

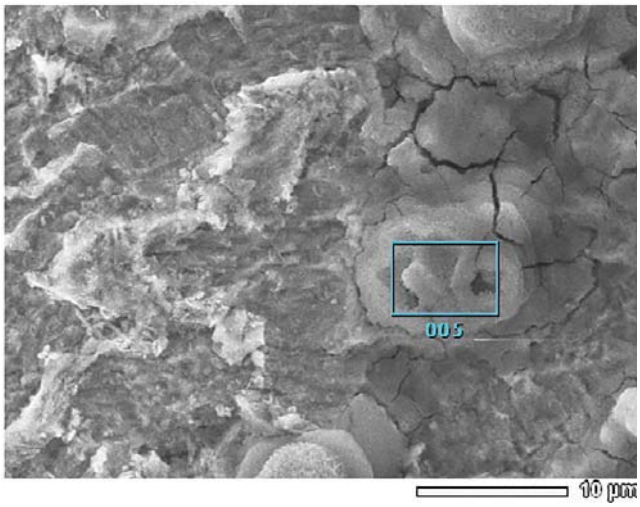
Hiệu quả chống bám cặn do kết tủa các hợp chất vô cơ trên bề mặt kim loại có thể được quan sát bằng nghiên cứu hình thái học bề mặt và phân tích thành phần của các mẫu thép được ngâm thử nghiệm trong nước biển chứa các ion đồng nồng độ 12µg/l và nhôm nồng độ 4µg/l.

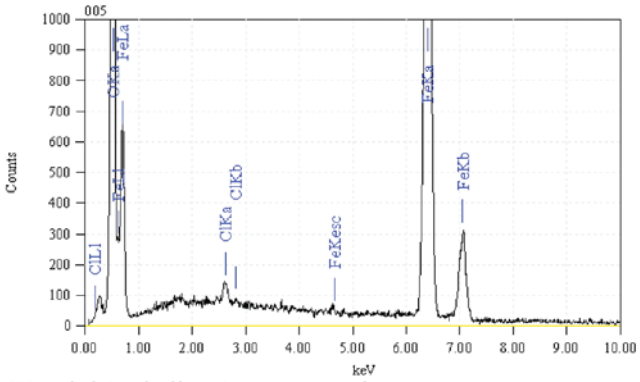
Hình thái học bề mặt các mẫu điện cực sau thử nghiệm được thể hiện trên Hình 8. Quan sát bề mặt các mẫu đồng và nhôm sau thử nghiệm cho thấy các mẫu đều hòa tan khi áp đặt điện thế anode và mức độ hòa tan tăng dần theo thời gian. Đối với điện cực đồng không quan sát được sự khác biệt rõ rệt giữa các mẫu kim loại có độ tinh khiết khác nhau, các mẫu hòa tan đồng đều trên bề mặt kim loại. Đối với điện cực nhôm, mẫu điện cực Al-02 hòa tan tương đối đồng nhất trên toàn bộ diện tích bề mặt, trong khi đó điện cực Al-01 lại xảy ra quá trình hòa tan cục bộ, tạo các điểm ăn mòn tròn phân bố rải rác trên bề mặt điện cực.

*3.3.3. Đánh giá hiệu quả chống ăn mòn*

Các mẫu thép được thử nghiệm ăn mòn theo phương pháp mất khối lượng trong dung dịch nước biển được xử lý chống bám cặn bằng công nghệ điện hóa chứa ion đồng nồng độ 12,5µg/l và ion nhôm nồng độ 4µg/l. Các kết quả tốc độ ăn mòn thu được được so sánh với kết quả tốc độ ăn mòn thử nghiệm trong nước biển sử dụng hóa phẩm chống bám cặn hypochlorite như Bảng 2.

Kết quả thử nghiệm ăn mòn cho thấy khi không có dòng điện, sự có mặt của các ion đồng và nhôm trong nước biển không làm tăng tốc độ ăn mòn kim loại mà có xu hướng làm giảm tốc độ ăn mòn so với các mẫu được thử nghiệm trong môi trường nước biển. Hiện tượng này do khi có mặt ion đồng trong dung dịch nước muối thử nghiệm có thể tạo lớp mạ đồng hóa học trên bề mặt thép ngăn cản ít nhiều quá trình ăn mòn xảy ra. Trong khi đó, các mẫu thép thử nghiệm trong nước biển được bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm có tốc độ ăn mòn tăng đáng kể so với trường hợp mẫu thép thử nghiệm trong môi trường nước biển. Nguyên nhân

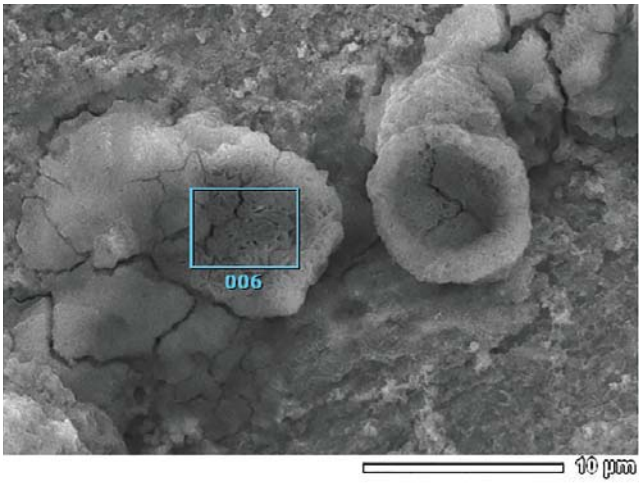


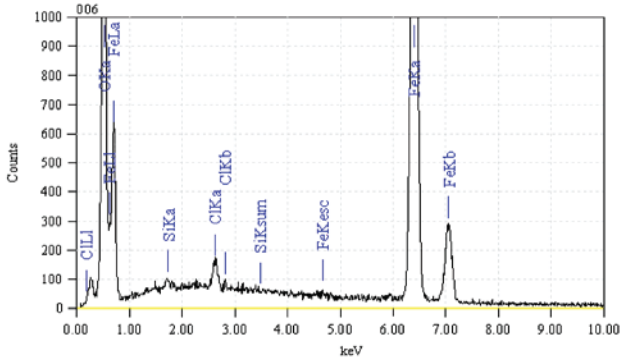




ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
Fitting Coefficient : 0.2140

| Element | (keV) | Mass% | Error% | Atom% | Compound | Mass% | Cation |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| O K | 0.525 | 34.33 | 0.11 | 64.48 | | | |
| Cl K | 2.621 | 0.62 | 0.11 | 0.52 | | | |
| Fe K | 6.398 | 65.05 | 0.33 | 35.00 | | | |
| Total | | 100.00 | | 100.00 | | | |

***Hình 9.*** *Phân tích SEM và EDS bề mặt mẫu thép thử nghiệm trong nước biển*

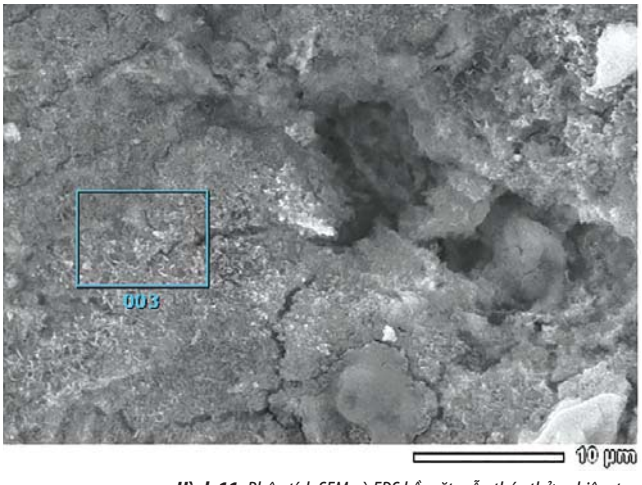


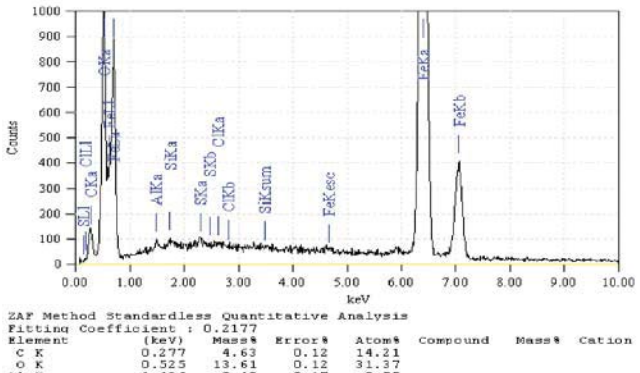




ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
Fitting Coefficient : 0.2279

| Element | (keV) | Mass% | Error% | Atom% | Compound | Mass% | Cation |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| O K | 0.525 | 32.10 | 0.12 | 62.07 | | | |
| Si K | 1.739 | 0.07 | 0.16 | 0.08 | | | |
| Cl K | 2.621 | 0.85 | 0.11 | 0.74 | | | |
| Fe K | 6.398 | 66.98 | 0.35 | 37.11 | | | |
| Total | | 100.00 | | 100.00 | | | |

***Hình 10.*** *Phân tích SEM và EDS bề mặt mẫu thép thử nghiệm trong nước biển được bổ sung hypochlorite 2,6ppm*



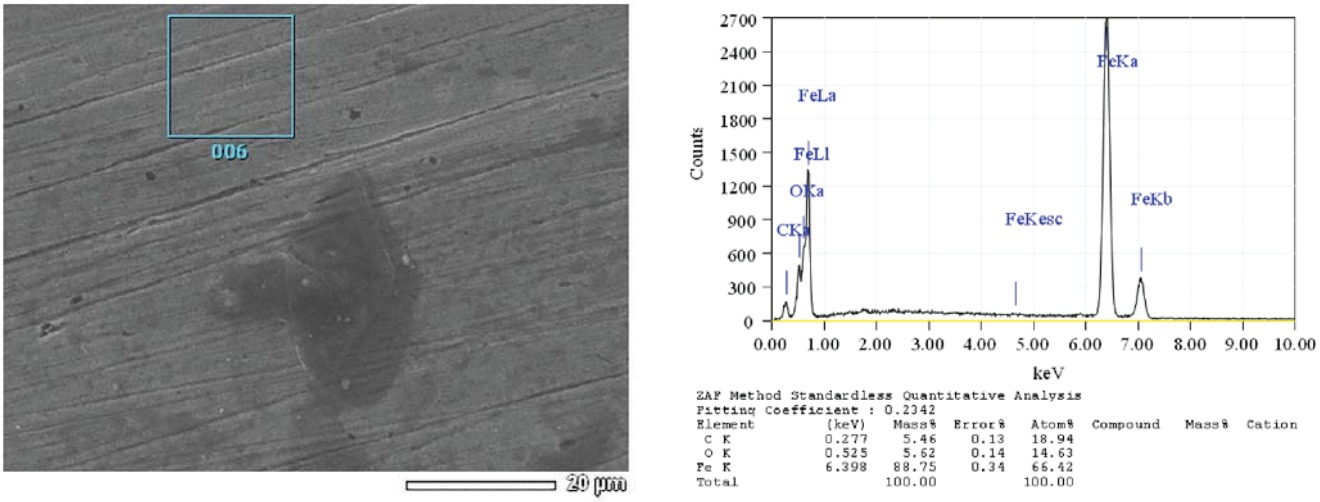




ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
Fitting Coefficient : 0.2177

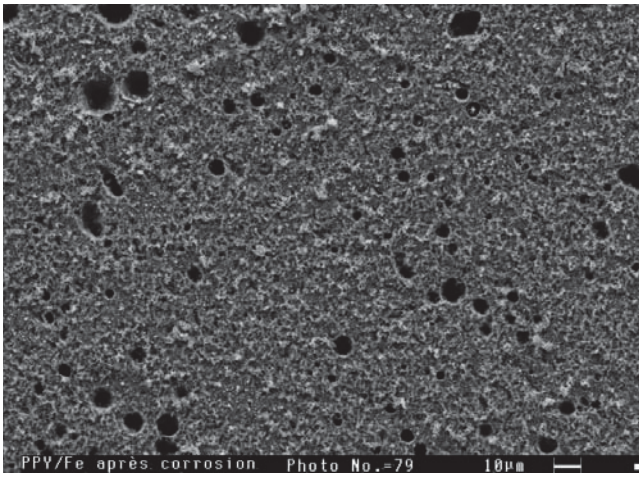
| Element | (keV) | Mass% | Error% | Atom% | Compound | Mass% | Cation |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| C K | 0.277 | 4.63 | 0.12 | 14.21 | | | |
| O K | 0.525 | 13.61 | 0.12 | 31.37 | | | |
| Al K | 1.486 | 0.40 | 0.17 | 0.55 | | | |
| Si K | 1.739 | 0.11 | 0.14 | 0.14 | | | |
| S K | 2.307 | 0.14 | 0.09 | 0.17 | | | |
| Cl K | 2.621 | 0.01 | 0.10 | 0.01 | | | |
| Fe K | 6.398 | 81.10 | 0.30 | 53.55 | | | |
| Total | | 100.00 | | 100.00 | | | |

***Hình 11.*** *Phân tích SEM và EDS bề mặt mẫu thép thử nghiệm trong nước biển chứa ion đồng nồng độ 12,5µg/l và ion nhôm nồng độ 4µg/l*

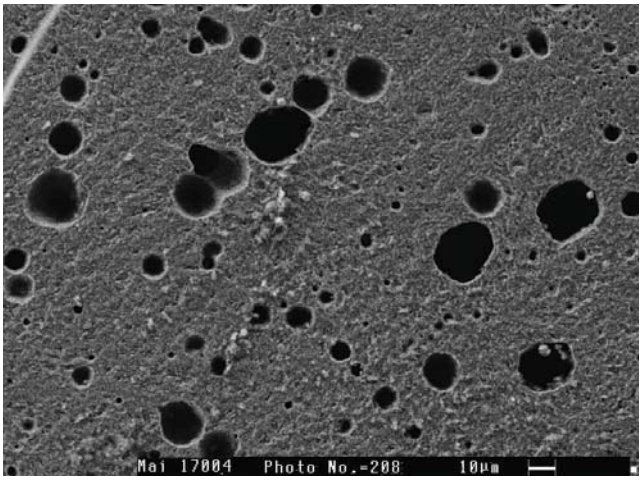
do hypochlorite là chất oxy hóa mạnh và làm gia tăng lượng chlorine trong dung dịch, dẫn đến quá trình ăn mòn cục bộ xảy ra mạnh hơn. Trong trường hợp nước biển được xử lý bằng công nghệ điện hóa, dưới tác dụng của dòng điện, mẫu thép thử nghiệm đóng vai trò như cathode nên kim loại không bị ăn mòn, sự tổn hao khối lượng trong trường hợp này không đáng kể, sự chênh lệch khối lượng trước và sau thử nghiệm nằm trong sai số của phép cân, do đó có thể khẳng định mẫu thử nghiệm chưa bị ăn mòn.



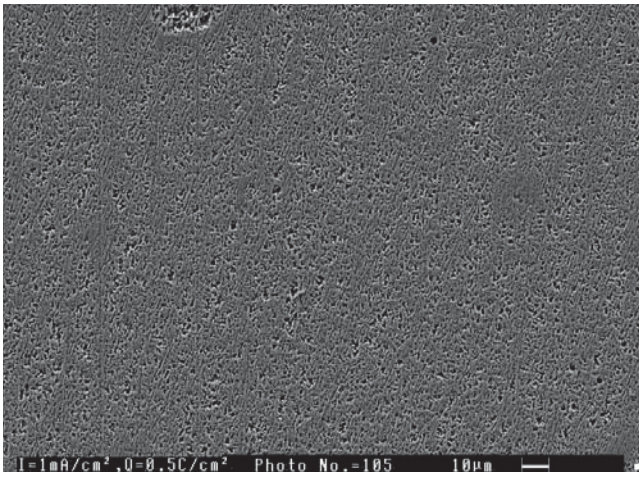

***Hình 12.*** *Phân tích SEM và EDS bề mặt mẫu thép thử nghiệm trong nước biển được xử lý bằng công nghệ điện hóa với điện cực anode đồng và nhôm*



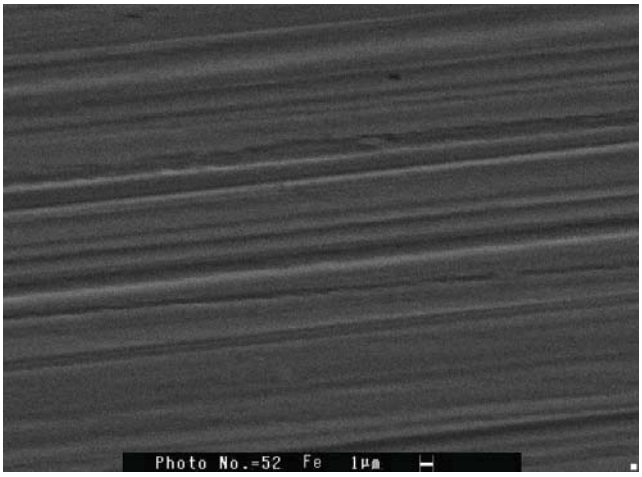

*Trong nước biển*




*Trong nước biển được bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm*




*Trong nước biển chứa ion đồng nồng độ 12,5µg/l và ion nhôm nồng độ 4µg/l*




*Trong nước biển xử lý bằng công nghệ điện hóa, điện cực anode đồng và nhôm*

***Hình 13.*** *Hình thái học bề mặt các mẫu thép sau 1 tháng thử nghiệm ăn mòn trong các điều kiện khác nhau*

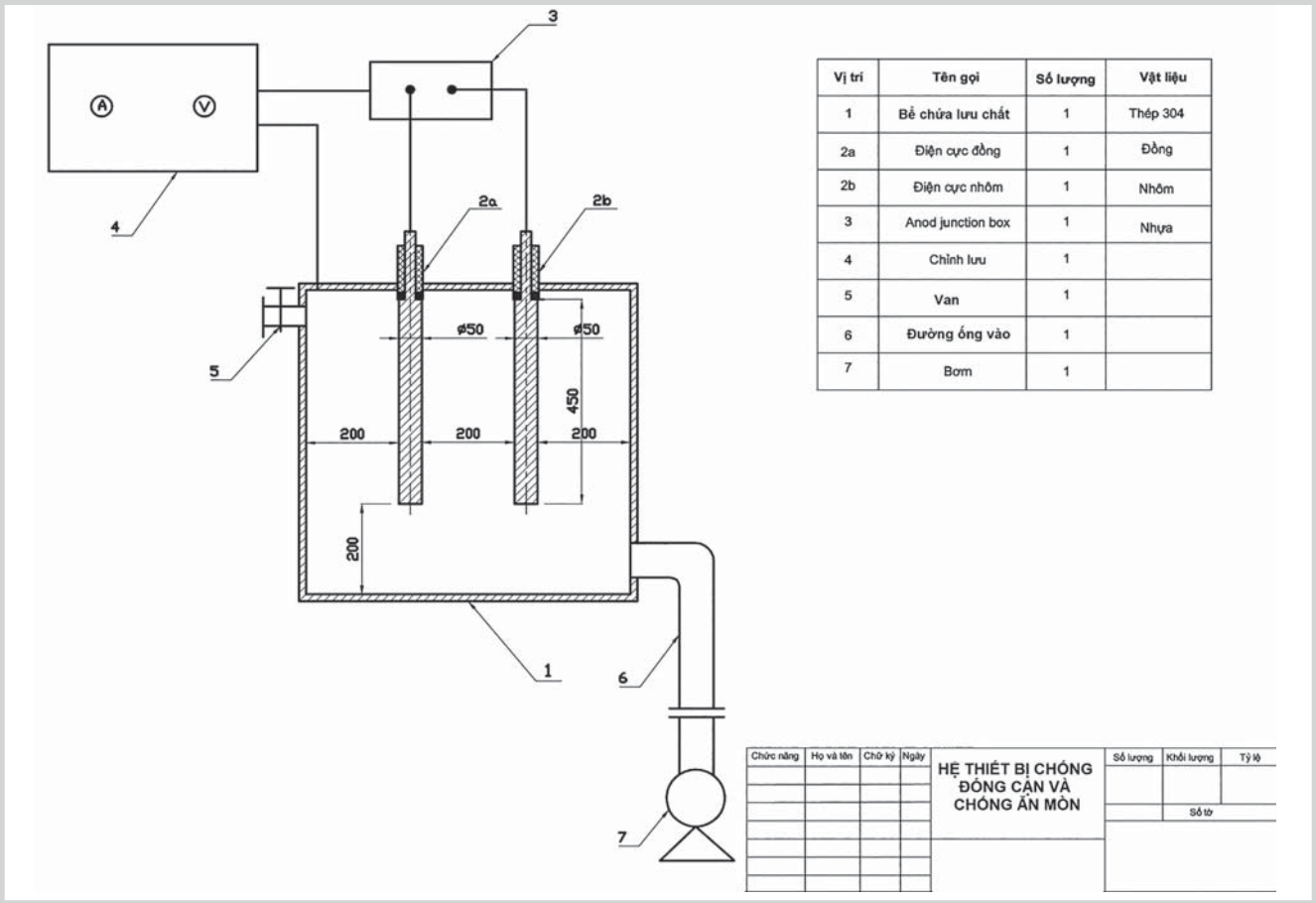
Hình 9 - 12 là kết quả phân tích hình thái học bề mặt và phân tích thành phần sản phẩm ăn mòn thép tạo thành trong nước biển không chứa và chứa các tác nhân chống bám cặn, bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) kết hợp với phổ tán xạ năng lượng tia X (EDS).

Các mẫu sau thử nghiệm được loại bỏ hết các sản phẩm ăn mòn trên bề mặt và quan sát hình thái học bề mặt thép trần sau 1 tháng thử nghiệm bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) (Hình 13). Khi chưa có dòng điện chạy qua, các mẫu thép thử nghiệm đều có hiện tượng ăn mòn

kim loại theo cơ chế ăn mòn cục bộ, song mức độ không giống nhau. Các mẫu thép thử nghiệm trong nước biển bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm có ăn mòn cục bộ rõ nhất, các lỗ ăn mòn trên bề mặt sâu và rộng hơn so với các mẫu thử nghiệm trong môi trường nước biển và nước biển chứa các ion đồng và nhôm. Trong trường hợp thử nghiệm trong nước biển được xử lý bằng công nghệ điện hóa, mẫu thép thử nghiệm đóng vai trò làm cathode nên bề mặt đồng nhất, chưa thấy xuất hiện hiện tượng ăn mòn.

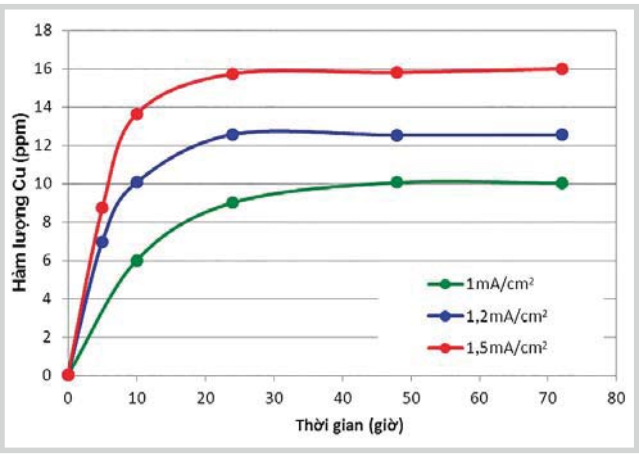
### *3.4. Thử nghiệm pilot và đánh giá hiệu quả chống ăn mòn và chống bám cặn*

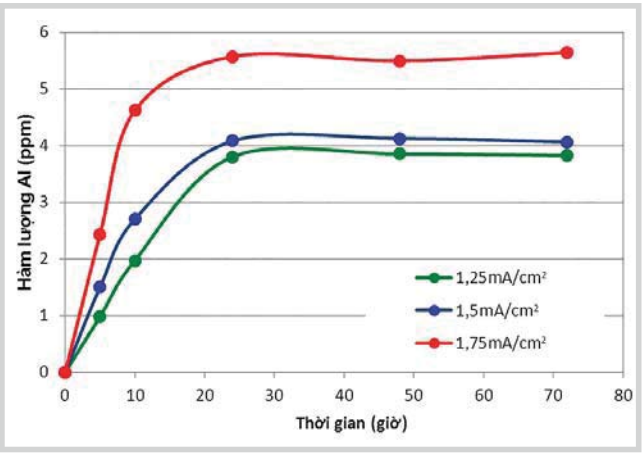
Hệ thống thử nghiệm pilot chống đóng cặn và chống ăn mòn được thiết kế theo sơ đồ Hình 14, gồm 1 bể chứa (không được thể hiện trên hình), chứa nguồn nước biển được bơm tuần hoàn vào bể xử lý (1) (sea chest) thông qua bơm (7). Bể xử lý được lắp đặt hệ thống điện cực đồng - nhôm nối với cực dương (+) của nguồn điện một chiều




| Vị trí | Tên gọi | Số lượng | Vật liệu |
|---|---|---|---|
| 1 | Bể chứa lưu chất | 1 | Thép 304 |
| 2a | Điện cực đồng | 1 | Đồng |
| 2b | Điện cực nhôm | 1 | Nhôm |
| 3 | Anod junction box | 1 | Nhựa |
| 4 | Chỉnh lưu | 1 | |
| 5 | Van | 1 | |
| 6 | Đường ống vào | 1 | |
| 7 | Bơm | 1 | |

***Hình 14.*** *Sơ đồ hệ thiết bị mô phỏng chống đóng cặn và chống ăn mòn*

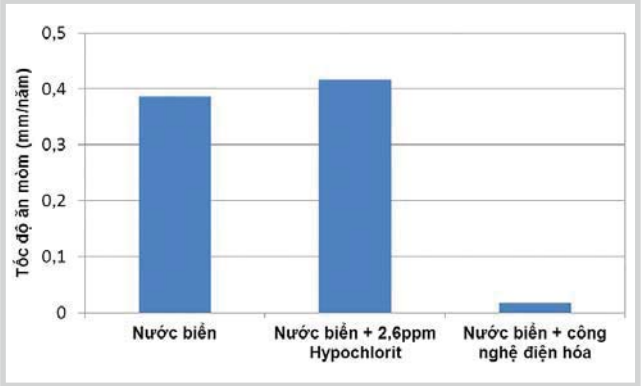



***Hình 15.*** *Nồng độ ion đồng và nhôm theo thời gian tại mật độ dòng điện khác nhau trong quá trình thử nghiệm chống đóng cặn bằng công nghệ điện hóa*

(4). Dưới tác dụng của dòng điện anode, các ion đồng và nhôm được hòa tan và cung cấp ion đồng và ion nhôm cho nước biển cho phép diệt khuẩn, chống bám cặn và chống ăn mòn cho đường ống.

Sử dụng các mẫu coupon để đánh giá khả năng chống ăn mòn và chống đóng cặn vô cơ của hệ thống. Mẫu thép coupon được nối với cực âm của biến áp chỉnh lưu và được theo dõi tốc độ ăn mòn và khả năng chống bám cặn trong nước biển tại nhiệt độ 40°C và lưu lượng dòng chảy 30l/phút bằng phương pháp khối lượng và quan sát hình thái học bề mặt trước và sau thời gian thử nghiệm. Ngoài ra, các mẫu nước biển nhân tạo được lấy và phân tích hàm lượng đồng và nhôm theo thời gian cho phép đánh giá hiệu quả chống đóng cặn.



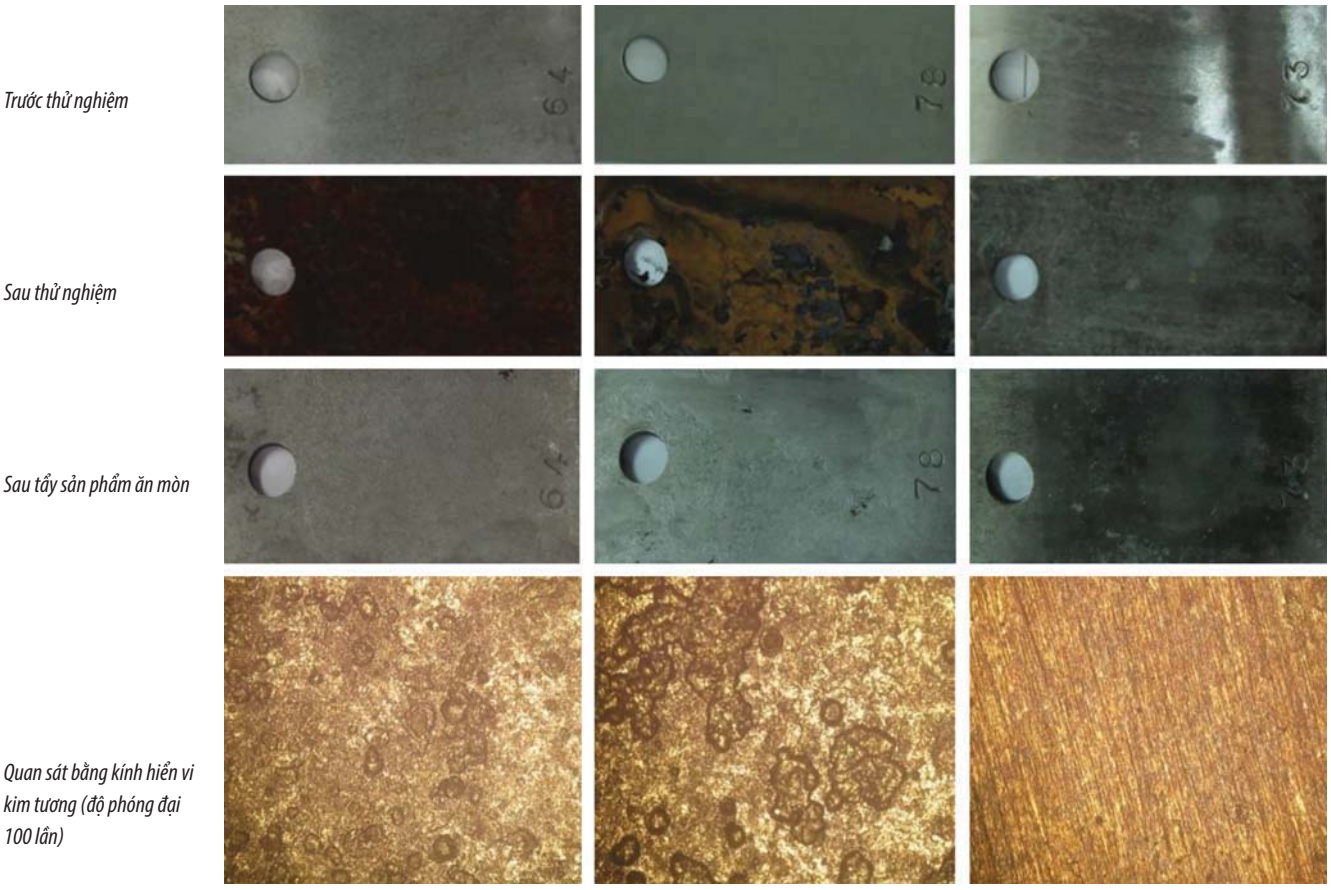

***Hình 16.*** *Tốc độ ăn mòn trung bình của các mẫu coupon sau 15 ngày thử nghiệm*

Để so sánh khả năng chống bám cặn và chống ăn mòn bằng công nghệ điện hóa với công nghệ truyền thống, thử nghiệm tương tự trong cùng điều kiện đã được tiến hành trong hệ thiết bị pilot nhưng không có dòng điện chạy qua và nước biển nhân tạo được bơm hóa phẩm hypochlorite với nồng độ chlorine 2,6ppm.

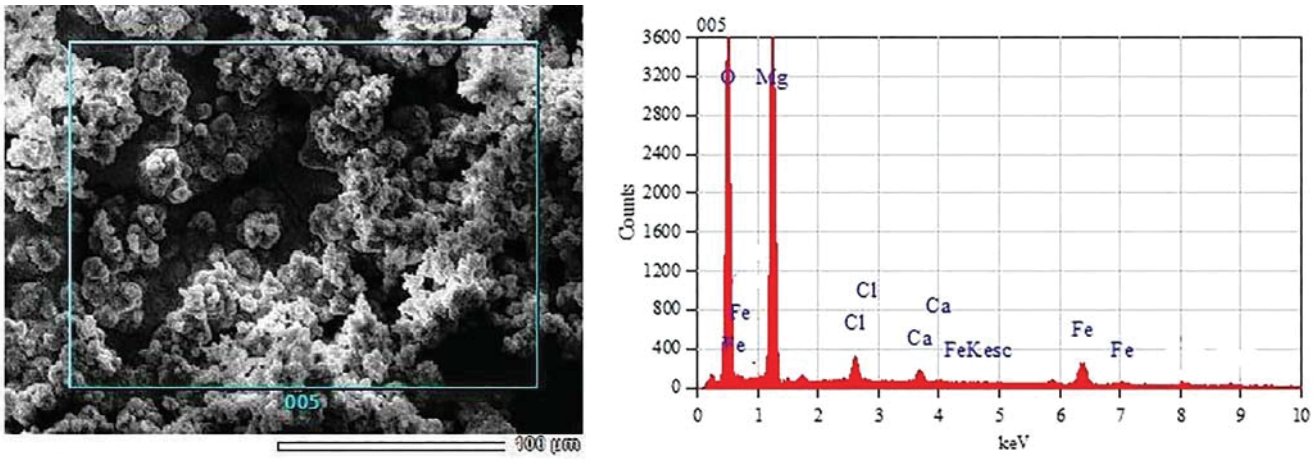
Kết quả phân tích nồng độ các ion kim loại trong nước biển trong quá trình thử nghiệm công nghệ điện hóa chống bám cặn trên hệ thiết bị pilot theo thời gian cho kết quả như Hình 15.

Kết quả thử nghiệm trên hệ thống pilot cho thấy với mật độ dòng điện qua điện cực đồng $i_{Cu} \geq 1,2mA/cm^2$ và mật độ dòng điện qua điện cực nhôm $i_{Al} \geq 1,5mA/cm^2$ cho nồng độ các ion đồng ổn định tại giá trị ≥ 12,5µg/l và nồng độ các ion nhôm ổn định tại giá trị ≥ 4µg/l sau khoảng 25 phút thử nghiệm.

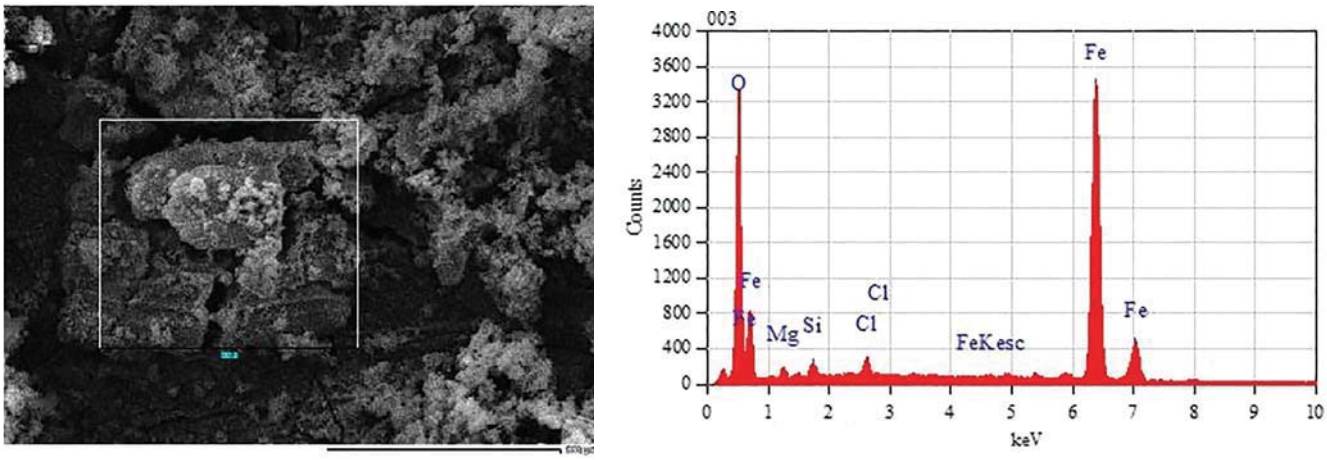
Tốc độ ăn mòn trung bình của các mẫu coupon sau



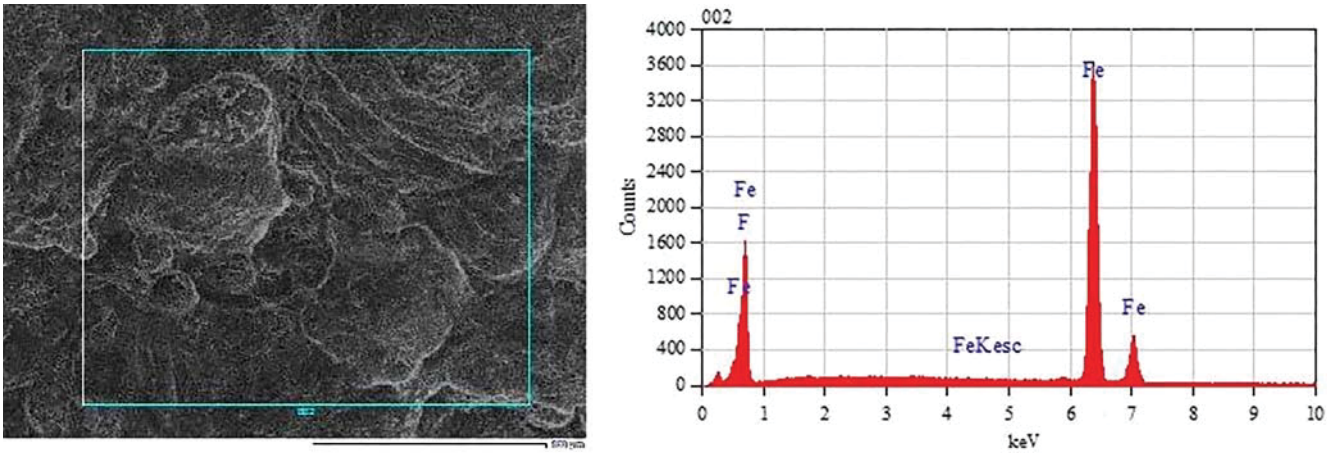

***Hình 17.*** *Bề mặt các mẫu thử nghiệm ăn mòn trên hệ thống pilot*




***Hình 18.*** *Ảnh SEM và EDS trên bề mặt mẫu thử nghiệm trong nước biển*




***Hình 19.*** *Ảnh SEM và EDS trên bề mặt mẫu thử nghiệm trong nước biển bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm*




***Hình 20.*** *Ảnh SEM và EDS trên bề mặt mẫu thử nghiệm trong nước biển xử lý bằng công nghệ điện hóa*

15 ngày thử nghiệm trong nước biển, nước biển bổ sung hóa phẩm hypochlorite nồng độ 2,6ppm và nước biển được xử lý bằng phương pháp điện hóa được thể hiện trên Hình 16.

Các kết quả thử nghiệm ăn mòn trên hệ thống pilot cho phép khẳng định sử dụng công nghệ điện hóa đã hạn chế đáng kể quá trình ăn mòn kim loại.

Hình thái học bề mặt của các mẫu coupon trước và sau khi thử nghiệm ăn mòn (Hình 17). Các mẫu được ngâm trong nước biển và nước biển bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm bị ăn mòn trên bề mặt, lớp sản phẩm ăn mòn có màu đỏ nâu; ảnh kính hiển vi kim tương với độ phóng đại 100 lần cho phép quan sát rõ các lỗ ăn mòn xuất hiện trên khắp bề mặt. Các mẫu coupon thử nghiệm trong quá trình xử lý cặn bằng

phương pháp điện hóa có bề mặt đồng nhất, chưa xuất hiện hiện tượng ăn mòn.

Quan sát hình thái học bề mặt bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) kết hợp với phân tích thành phần bằng phổ tán xạ năng lượng tia X (EDS) trên bề mặt các mẫu coupon sau thử nghiệm (Hình 18 - 20) khẳng định khả năng hạn chế ăn mòn và chống đóng cặn của công nghệ điện hóa. Các mẫu coupon thử nghiệm trong nước biển và nước biển bổ sung hypochlorite nồng độ 2,6ppm có lớp sản phẩm ăn mòn dày xốp trên bề mặt mẫu. Ngoài nguyên tố Fe của kim loại nền, trong thành phần sản phẩm ăn mòn còn chứa nguyên tố Mg, Ca chứng tỏ nguy cơ đóng cặn vô cơ trên bề mặt kim loại. Ngược lại, các mẫu coupon thử nghiệm trong quá trình xử lý bằng công nghệ điện hóa không xuất hiện sản phẩm ăn mòn, thành phần duy nhất trên bề mặt là Fe chứng tỏ kim loại chưa bị ăn mòn, chưa thấy hiện tượng đóng cặn trên bề mặt mẫu.

**4. Kết luận**

Công nghệ điện hóa sử dụng điện cực anode đồng và nhôm với mật độ dòng điện áp 1,2mA/cm$^2$ đối với đồng và 1,5mA/cm$^2$ đối với nhôm cho phép chống bám cặn và chống ăn mòn bên trong các đường ống dẫn nước biển hiệu quả. Ưu điểm của phương pháp này là tạo ra các ion đồng và nhôm hoạt hóa trong nước biển ngay tại hiện trường với hệ thống trang thiết bị điện hóa gọn nhẹ, chi phí vận hành thấp, không gây ô nhiễm môi trường và không ảnh hưởng đến công nghệ của nhà máy, có thể thay thế cho phương pháp bơm hóa phẩm truyền thống.

**Tài liệu tham khảo**

1. E.Nebot, J.F.Casanueva, T.Casanueva, M.M.Fernández-Bastón, D.Sales. *In situ experimental study for the optimization of chlorine dosage in seawater cooling systems*. Applied Thermal Engineering. 2006; 26(16): p. 1893 - 1900.

2. ASTM International. *Standard practice for the preparation of substitute ocean water*. ASTM D1141-98. 2013.

3. ASTM International. *Standard test method for determination of corrosion and fouling tendency of cooling water under heat transfer conditions*. ASTM D4778-10. 2010.

4. ASTM International. *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens*. ASTM G1-03. 2011.

# Electrochemical technology against fouling and corrosion for seawater cooling system

**Nguyen Thi Le Hien, Le Thi Hong Giang**
**Nguyen Xuan Truong, Phan Cong Thanh**
*Vietnam Petroleum Institute*
*Email: hienntl@vpi.pvn.vn*

**Summary**

***Electrochemical technology against fouling and corrosion uses an impressed current on copper and aluminum anode pairs. Under the effect of direct current, the copper ions are released slowly with a very small concentration, which can effectively prevent the growth of marine organisms and control the fouling process inside the pipeline and device systems. Besides, the aluminum ions are released into sea water to form hydroxide, which creates floc and will cover the internal surfaces of pipes to suppress settling and corrosion. The obtained study results show that with a current density of 1.25mA/cm$^2$ for copper anode and 1.5mA/cm$^2$ for aluminum anode, the seawater cooling system can be effectively protected against bio-fouling and corrosion.***

***Key words:*** *Electrochemical technology, anti-fouling, anti-corrosion.*

# PHÁT TRIỂN DẦU KHÍ KHU VỰC NƯỚC SÂU: THÁCH THỨC VÀ CƠ HỘI

***Sự phức tạp của các dự án ngày càng tăng, chi phí đầu tư cao và sự sụt giảm mạnh của giá dầu đã làm rối loạn ngành công nghiệp dầu khí nước sâu. Trong thời gian qua, nhiều dự án nước sâu đã bị hủy bỏ, dừng hoặc giãn tiến độ, lợi nhuận đầu tư khai thác giảm từ 25 - 30% xuống 10 - 15%. Rõ ràng, cần phải đánh giá lại cách thức phát triển các dự án thượng nguồn nói chung và các dự án nước sâu nói riêng, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu đang ở mức thấp.***

**Xu hướng hoạt động dầu khí vùng nước sâu**

Chi phí đầu tư cơ bản của nhiều dự án nước sâu đã vượt quá 5 tỷ USD, trở thành các "siêu dự án". Các nhà điều hành và nhà thầu lớn với các quy trình và khả năng quản lý dự án phức tạp cũng đang chật vật để đạt được kết quả thương mại chấp nhận được trong hoàn cảnh này. Chi phí hàng hóa và dịch vụ tăng cao dẫn đến tăng chi phí đầu tư cơ bản (Capex) và chi phí vận hành (Opex) từ năm 2004 đến nay. Ngoài ra, các xu hướng địa lý, địa chất, địa chính trị cũng góp phần gia tăng đáng kể chi phí, tính phức tạp không thể dự đoán của các dự án nước sâu hiện nay.

**Xu hướng địa chất**

Trong giai đoạn 2000 - 2010, công nghiệp dầu khí đã phát hiện và khai thác thành công dầu khí ở các tầng chứa ở vùng nước sâu tại vịnh Mexico, Tây Phi và Brazil. Độ sâu nước đã tăng từ 4.000ft lên 8.000ft, và các công nghệ phát triển dự án nước sâu cũng đã đuổi kịp tiến trình này. Gần đây, ngành công nghiệp dầu khí đã phát hiện các tầng chứa dầu khí ở các lớp "dưới muối" (presalt) ở vùng nước sâu và cực sâu tại Brazil và trong địa tầng Đệ Tam sớm (Lower Tertiary) của vịnh Mexico. Các tầng chứa này thường xuất hiện sâu (> 25.000ft) dưới lớp sét hoặc bị phủ bởi diapia muối lớn đã tác động đáng kể đến việc xác định

đặc tính tầng chứa và làm tăng độ phức tạp cũng như chi phí xây dựng giếng. Khu vực này thường có độ thấm thấp, dẫn đến hiệu suất giếng kém so với các tầng chứa trẻ hơn. Nhiều tầng chứa sâu hơn có áp suất và nhiệt độ rất cao vượt quá khả năng khai thác của ngành công nghiệp dầu khí hiện nay. Trong nhiều trường hợp, việc thiếu mô hình khai thác các tầng chứa này sẽ làm tăng độ không chắc chắn trong việc dự báo hiệu suất giếng và hệ số thu hồi cuối cùng, cũng như các biến số là cơ sở để đảm bảo sự thành công thương mại của một dự án.

**Thách thức của vùng nước sâu**

Ngành công nghiệp dầu khí đang gặp khó khăn trong việc định lượng và quản lý tính phức tạp của các dự án, chi phí đầu tư cũng như công tác quản lý rủi ro. Một phân tích gần đây đã xem xét 130 siêu dự án dầu khí thực hiện từ năm 2003 đến nay cho thấy chỉ có khoảng 1 trong 5 dự án có thể tạm được cho là thành công (qua việc đánh giá chi phí đầu tư và tiến độ). Tiến độ và chi phí đầu tư của các dự án còn lại đều vượt quá 30%. Các dự án nước sâu hiện nay rơi vào hạng mục siêu dự án. Gần đây, các tập đoàn dầu khí quốc tế và quốc gia lớn (Statoil, Shell, BP, Petrobras, Chevron, Total) cho biết sẽ giữ một mức trần chi phí vốn ngắn hạn và trung hạn nhằm nâng cao hiệu quả vốn và lợi nhuận. Ngoài ra, dầu khí phi truyền thống trên bờ đang cạnh tranh quyết liệt trong phân bổ vốn, gia tăng áp lực lên các nhà điều hành để nâng cao hiệu quả của các dự án nước sâu.

**Mở rộng chuỗi cung ứng**

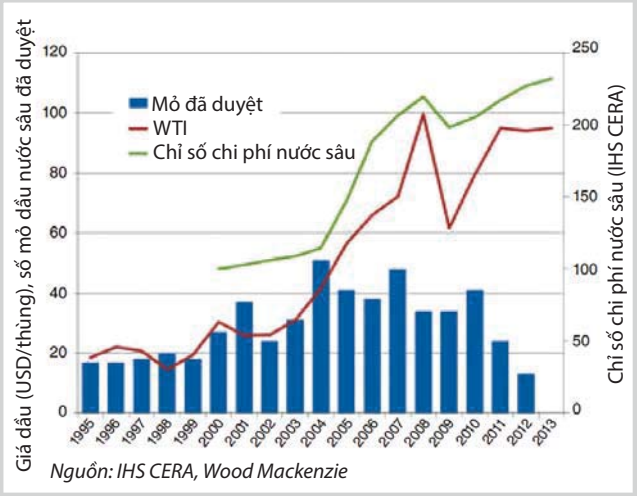
Chuỗi cung ứng để đáp ứng yêu cầu của một dự án nước sâu rất lớn và mang tính toàn cầu gồm các công ty dịch vụ dầu khí, các nhà thầu khoan, cho thuê - điều hành phương tiện hoạt động, nhà máy đóng tàu, xưởng chế tạo, các nhà thầu lắp đặt, cung ứng thiết bị ngầm dưới đáy biển. Nhu cầu dịch vụ dầu khí gia tăng đáng kể do số lượng dự án nước sâu được phê duyệt không ngừng tăng. Các nhà thầu trong chuỗi cung ứng bị choáng ngợp bởi khối lượng, tốc độ và sự phức tạp của các dự án. Hệ quả là, mất cân bằng cung - cầu, dẫn đến chi phí đầu tư của dự án tăng cao và tiến độ không đảm bảo.

**Quản lý tính không chắc chắn về địa chất**

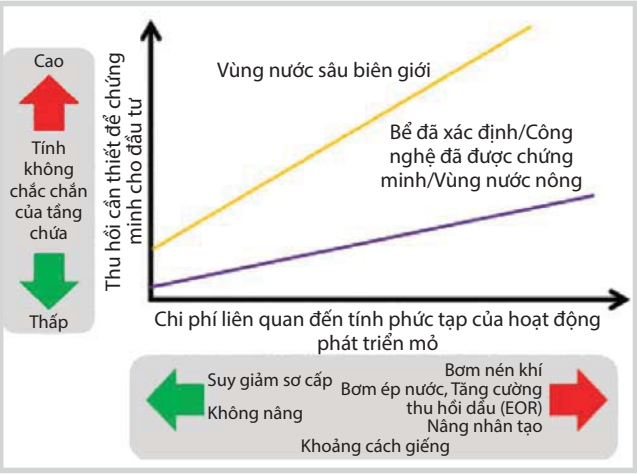
Đây là yếu tố cốt lõi ảnh hưởng đến sự thành công của một dự án nước sâu. Cần đầu tư thời gian và vốn cần thiết để xác định tầng chứa và tối ưu hóa kế hoạch thu hồi dầu khí. Chi tiêu vốn cần thiết để xác định chính xác tầng chứa, nâng cao hiệu suất giếng và giảm thiểu mức độ không chắc chắn của hệ số thu hồi cuối cùng trước khi cam kết chi phí vốn lớn sẽ giúp dự án không đi chệch đường ray. Thiết kế của công trình cần phải được tính toán để có thể mở rộng hoặc khắc phục hạn chế nhằm tăng công suất trong tương lai, đối phó với điều kiện tầng chứa thay đổi. Mở rộng kiểm tra giếng, hệ thống khai thác sớm và phát triển theo từng giai đoạn là chiến lược khác để quản lý thành công tính không chắc chắn của tầng chứa.

**Nâng cao hiệu quả vốn**

Không nên đẩy nhanh tiến độ dự án vì sẽ không tránh khỏi rút ngắn công tác thẩm định, lựa chọn và xác định các giai đoạn của dự án. Đây là nguyên nhân dẫn đến tăng tính không chắc chắn trong dự báo hệ số thu hồi sản phẩm, chi phí đầu tư và tiến độ thực hiện dự án. Điều này đặc biệt có hại đối với các dự án biên phức tạp với những yêu cầu mang yếu tố địa phương cao.




***Hình 1.*** *Giá dầu, chi phí khai thác ngoài khơi và khởi động dự án nước sâu, 1995-2013*




***Hình 2.*** *Thu hồi cần thiết cho sự phát triển kinh tế như một hàm số của tính phức tạp của tầng chứa*

Vì vậy, bước đầu tiên để đảm bảo thành công của dự án nước sâu là thời gian cần thiết để đầu tư thích đáng trong giai đoạn tiền dự án và xác định đúng dự án. Các nhà hoạch định cũng phải giảm thiểu sự không chính xác trong việc dự báo hiệu suất tầng chứa và chi phí dự án, đồng thời xây dựng kế hoạch thực hiện khả thi. Hiểu biết về các khả năng và sự sẵn có của chuỗi cung ứng là yếu tố rất quan trọng để triển khai dự án thành công. Nâng cao hiệu quả của thiết bị khối thượng tầng mà không gây ảnh hưởng xấu đến hiệu quả sản xuất, độ an toàn của dự án. Ngành công nghiệp dầu khí cần phải đánh giá lại, hợp lý hóa thiết kế, chi tiết kỹ thuật, phương pháp tiếp cận ký kết hợp đồng. Chiến lược thiết kế khối thượng tầng tiêu chuẩn hóa đã được kết hợp hiệu quả bởi một số nhà khai thác (Shell, Anadarko, ExxonMobil) để tiết kiệm đáng kể thời gian và chi phí dự án. Các nhà điều hành đang bắt đầu thay đổi quan niệm đối với các thiết kế quá cầu kỳ bằng cách dùng các thiết kế tiêu chuẩn hóa và đơn giản hóa. Ở các bể trưởng thành, đã có cơ sở hạ tầng nhưng sản lượng khai thác suy giảm có thể được sử dụng để tăng cường thu hồi hoặc khai thác các tầng chứa trong khoảng cách có thể kết nối để tận dụng cơ sở hạ tầng. Các tầng chứa dầu khí hoặc dự án mở rộng này mang tới lợi nhuận lớn nhất với rủi ro được giảm đáng kể.

**Yêu cầu của nước chủ nhà**

Nhiều dự án phát triển vùng nước sâu nằm trong vùng tam giác vàng gồm Brazil và các quốc gia Tây Phi, đặc biệt là Angola và Nigeria. Các nước này đang tăng các yêu cầu lợi ích mang yếu tố nội địa. Tại Brazil, tỷ lệ nội địa hóa (trong hợp đồng cho các lô giành được trong cuộc đấu giá năm 2013) quy định phải đạt 37% đối với hàng hóa và dịch vụ trong giai đoạn thăm dò và con số này sẽ tăng lên 55% trong giai đoạn phát triển. Trong khi đó, chuỗi cung ứng địa phương không đáp ứng đủ năng lực, năng suất thấp, và chi phí lao động cao. Điều này góp phần gia tăng chi phí tới 100% hoặc hơn, làm chậm tiến độ dự án và tăng nguy cơ về sức khỏe, an toàn và môi trường.

Hợp đồng chia sản phẩm và các cơ chế thuế ngày càng tách rời yêu cầu cao về vốn và rủi ro mà các nhà khai thác đang phải gánh chịu. Một số quốc gia đang giảm thuế để khuyến khích các dự án khai thác mới. Các nước chủ nhà cần duy trì các chính sách dài hạn.

**Phát triển và ứng dụng công nghệ**

Sự phát triển của công nghệ cao là nhân tố then chốt trong hoạt động khai thác tài nguyên ở vùng nước sâu cũng như các tầng chứa phức tạp, khó khăn hơn. Trong 30 năm qua, ngành công nghiệp dầu khí đã phát triển từ khai thác hydrocarbon trong vùng nước sâu 1.000ft xuống vùng nước sâu 10.000ft. Thách thức kỹ thuật của các dự án nước sâu gần đây kêu gọi đầu tư đáng kể vào công nghệ trên và dưới mặt nước. Việc đầu tư vào các công nghệ thay đổi và tăng cường năng lực phải mở rộng và được duy trì nếu công nghiệp dầu khí muốn phát triển khai thác nước sâu kiểu mới. Chu trình phát triển công nghệ phải mất nhiều năm và cần rất nhiều vốn. Các công nghệ chủ chốt cho phép khai thác dầu khí nước sâu đạt hiệu quả cao là:

- Xác định đặc tính tầng chứa và vị trí đặt giếng;
- Khoan và hiệu quả hoàn thiện giếng;
- Thiết bị áp suất cao và nhiệt độ cao;
- Tăng cường nâng cao thu hồi dầu;
- Công nghệ xử lý và máy nén tăng áp đặt ở đáy biển;
- Giàn nổi sáng tạo và các giải pháp ống riser;
- Can thiệp giếng ngầm dưới biển đảm bảo hiệu quả chi phí.

Ngành dầu khí phải đẩy nhanh tốc độ phát triển và ứng dụng các công nghệ này bằng cam kết vốn tương xứng và liên tục.

**Thu hẹp kỹ năng chuyên môn thấp**

Thách thức lớn của ngành công nghiệp dầu khí hiện nay là khoảng cách ngày càng xa giữa nhu cầu khai thác dầu khí nước sâu ngày càng tăng và sự thiếu hụt ngày càng lớn các kỹ năng kỹ thuật để đáp ứng nhu cầu này. Sự thiếu hụt nghiêm trọng đội ngũ cán bộ, kỹ sư có 20 - 25 năm kinh nghiệm. Do đó, ngành dầu khí cần đầu tư tuyển dụng, đào tạo và nuôi dưỡng các tài năng mới.

**Kết luận**

Việc phát triển các mỏ dầu khí nước sâu đang ở trong giai đoạn không bền vững do chi phí đầu tư lớn, nhưng sản lượng và lợi nhuận lại giảm, trong khi giá dầu được dự báo vẫn duy trì ở mức thấp. Các nhà khai thác đã phản ứng bằng cách hủy bỏ, trì hoãn hoặc phục hồi các dự án nước sâu mới và giảm chi tiêu vốn trong nỗ lực nhằm kiểm soát chi phí. Ngành dầu khí sẽ phải nghiên cứu, áp dụng các giải pháp để quản lý tính thiếu chính xác của tầng chứa, nâng cao hiệu quả vốn và tiếp tục đầu tư vào công nghệ mới.

**Hồng Ngọc** *(theo Offshore)*

# CÁC DỰ ÁN KHAI THÁC CÓ CHI PHÍ ĐẦU TƯ CAO NHẤT TRONG NĂM 2016

***Offshore Engineer 2016 mới công bố thống kê của Infield Systems (Wood Mackenzie) về 10 dự án khai thác có chi phí đầu tư cơ bản (capex) cao nhất thế giới trong năm 2016.***

| TT | Dự án | Chi phí (triệu USD) | Khu vực | Nhà điều hành |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Walker Ridge 029 Big Foot | 653 | Vịnh Mexico | Chevron |
| 2 | Prelude (WA-371-P) | 617 | Tây Australia | Shell |
| 3 | Hebron | 538 | Đông Canada | ExxonMobil |
| 4 | Ichthys (WA-285-P) | 490 | Tây Australia | Inpex |
| 5 | Rotan (SB-H) | 382 | Malaysia | Petronas |
| 6 | Aasta Hansteen | 366 | Nauy | Statoil |
| 7 | Gindungo (Kaombo 1) (Lô 32) | 365 | Angola | Total |
| 8 | Egina (OML 130 Ex OPL 246) | 348 | Nigeria | Total |
| 9 | Johan Sverdrup | 293 | Nauy | Statoil |
| 10 | Buzios (Phase 3) | 277 | Brazil | Petrobras |
| | Tổng | 4.329 | | |

**1. Walker Ridge 029 Big Foot (vịnh Mexico)**

Nguồn: www.newsmaritime.com

Đứng đầu danh sách các dự án khai thác có chi phí đầu tư cơ bản cao nhất năm 2016 của Infield Systems là dự án mỏ Big Foot ở Walker Ridge Lô 29, vịnh Mexico. Theo số liệu của Infield Systems, Chevron và các đối tác sẽ phải đầu tư 653 triệu USD trong năm 2016. Sau sự cố xảy ra vào giữa năm 2015, giàn neo đứng (TLP) Big Foot bị chìm 9 trên tổng số 16 dây neo và đã được kéo trở lại cơ sở Kiewit Offshore Services, ở Ingleside, Texas. Chevron cho biết không mong đợi có dòng dầu thương mại đầu tiên từ Big Foot cho đến năm 2018. Dự án mỏ Big Foot do Chevron điều hành (sở hữu 60% cổ phần), cùng với các đối tác Statoil (27,5%) và Marubeni Oil & Gas (12,5%), được phát hiện vào năm 2006, có trữ lượng thu hồi ước tính khoảng 200 triệu thùng dầu quy đổi. Đây là dự án nước sâu thứ 6 của Chevron ở vịnh Mexico.

**2. Prelude (Australia)**

Shell và các đối tác sẽ chi 617 triệu USD cho Dự án Prelude trong năm 2016. Mỏ khí Prelude được Shell phát hiện vào năm 2007 cùng với mỏ Concerto được phát hiện bổ sung vào năm 2009 có trữ lượng khoảng 3 nghìn tỷ $ft^3$ khí. Để khai thác khí từ khu vực này, Shell và các đối tác đã đầu tư Prelude FLNG với công nghệ cho phép sản xuất, hóa lỏng, lưu trữ và vận chuyển LNG trên biển, xử lý và xuất khẩu khí hóa lỏng (LPG) và condensate. Prelude FLNG được đặt tại bể Browse, cách Broome khoảng 475km về phía Đông Bắc, phía Tây Australia. FLNG Prelude dài 488m và rộng 74m, có trọng lượng trên 600.000 tấn, gấp khoảng 6 lần các tàu sân bay lớn nhất. Theo kế hoạch, Prelude FLNG sẽ neo đậu tại vị trí này trong 25 năm và dự kiến mỗi năm sẽ sản xuất khoảng 3,6 triệu tấn LNG, 1,3 triệu tấn condensate và 0,4 triệu tấn LPG. Dự án Prelude với sự tham gia của Shell (67,5% - là nhà điều hành) cùng với Inpex (17,5%), Kogas (10%) và Opic (5%).

*Nguồn: Royal Dutch Shell/www.nytimes.com*

*Nguồn: ExxonMobil*

**3. Hebron (Canada)**

Infield Systems cho biết ExxonMobil và đối tác sẽ chi 538 triệu USD cho Dự án khai thác dầu nặng mỏ Hebron (Canada) trong năm 2016. Dự kiến dự án sẽ cho dòng dầu đầu tiên vào năm 2017. Mỏ dầu này thuộc bể Jeanne d'Arc, nằm ngoài khơi Newfoundland và Labrador, cách St. John's khoảng 350km về phía Đông Nam. Mỏ được phát hiện từ năm 1980 và sẽ trở thành mỏ thứ 4 tại địa phương được đưa vào khai thác. Trữ lượng thu hồi của mỏ ước đạt trên 700 triệu thùng. Hebron sẽ được khai thác thông qua một công trình trọng lực (GBS) với công suất 150.000 thùng/ngày từ 52 miệng giếng, và công suất chứa khoảng 1,2 triệu thùng dầu. GBS đã được kéo đến công trường nước sâu Big Arm để hoàn thiện trước khi lắp đặt vào mỏ Hebron.

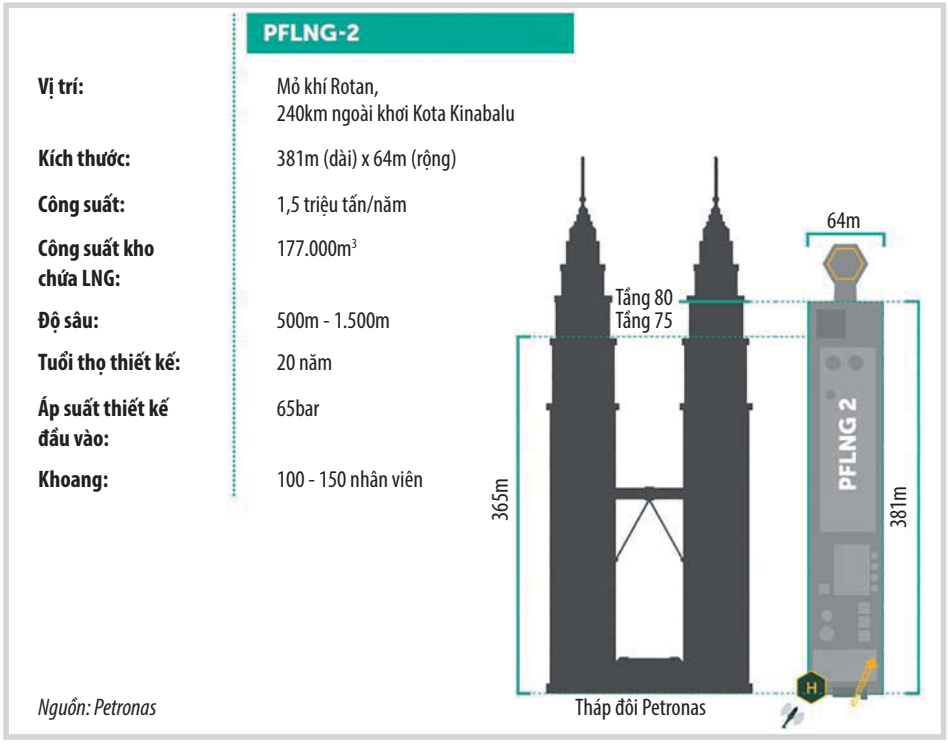
Nguồn: www.econews.com.au

**4. Ichthys (Australia)**

Ichthys là phát hiện hydrocarbon lỏng lớn nhất ở Australia trong vòng 40 năm qua. Ichthys LNG đang trong quá trình xây dựng và được xếp hạng trong số các dự án dầu khí lớn nhất thế giới. Ichthys LNG gồm 3 dự án lớn: cơ sở công nghiệp ngoài khơi lớn nhất, cơ sở chế biến trên bờ và 889km đường ống 42". Đây là đường ống ngầm dưới biển dài nhất ở Nam bán cầu và dài thứ 3 trên thế giới. Hệ thống đường ống xuất khẩu khí đốt sẽ vận chuyển khí từ giàn chế biến trung tâm đến cơ sở chế biến trên đất liền tại Bladin Point để xử lý. Sản lượng đỉnh của dự án ước đạt 8,9 triệu tấn LNG/năm, 1,6 triệu tấn LPG/năm và 100.000 thùng condensate/ngày. Infield Systems cho biết Inpex sẽ chi 490 triệu USD cho dự án này trong năm 2016.

**5. Rotan (Malaysia)**

Theo dữ liệu của Infield Systems, Murphy sẽ chi 382 triệu USD cho Dự án khai thác mỏ khí Rotan (Lô H), bể Sabah ngoài khơi Malaysia trong năm 2016, để đạt được mục tiêu có dòng khí đầu tiên vào năm 2018. Trữ lượng của mỏ ước tính khoảng 950 tỷ $ft^3$, sẽ được khai thác bằng PFLNG-2 của Petronas. Petronas cho biết Liên danh nhà thầu JGC Group và Samsung Heavy Industries (SHI) đã đặt ky xây dựng PFLNG-2 (công suất 1,5 triệu tấn/năm) tại đảo Geoje, Hàn Quốc. Đồng thời, Aker Solutions được lựa chọn để cung cấp hệ thống khai thác dưới biển cho mỏ Rotan. Các hạng mục gồm 4 giếng dưới biển, 1 ống nối phân phối, 1 hệ thống kết nối và hệ thống kiểm soát khai thác... Murphy Oil điều hành Lô H và Petronas sẽ vận hành PFLNG-2.




**Ngọc Phương** *(theo Offshore Engineer)*

# VIETSOVPETRO

## DUY TRÌ ỔN ĐỊNH SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

**Khoan 5 giếng thăm dò đều có phát hiện thương mại**

Năm 2015, Vietsovpetro đã về đích trước kế hoạch khoan thăm dò và gia tăng trữ lượng dầu khí, cung cấp khí về bờ và xây dựng các công trình biển. Vietsovpetro đã thực hiện trên 78.100m khoan, thi công 26 giếng và sửa chữa lớn 60 lượt giếng khoan; có 5/5 giếng khoan thăm dò (ThT-6X, BH-1801, BH-1802, ThT-7X, CT-3X) có phát hiện thương mại. Liên doanh đã đẩy mạnh công tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới, xử lý/đánh giá lại tài liệu địa chất; triển khai các biện pháp địa chất - kỹ thuật như: đưa giếng mới vào khai thác, chuyển đối tượng khai thác, khoan cắt thân hai, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift…

Về sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã khai thác 5,2 triệu tấn dầu thô (vượt 100.000 tấn so

Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

***Chủ động ứng phó với giá dầu suy giảm bằng các giải pháp công nghệ, tối ưu hóa sản xuất trong năm 2015, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khai thác an toàn trên 5,2 triệu tấn dầu thô, về đích trước kế hoạch khoan thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí, cung cấp khí về bờ và xây dựng các công trình biển. Trong năm 2016 và các năm tiếp theo, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng, nâng cao hệ số thu hồi dầu và hiệu quả khai thác các mỏ, các công trình biển, đưa nhanh các mỏ mới vào hoạt động, đẩy mạnh cung cấp dịch vụ dầu khí chất lượng cao, đổi mới công tác quản lý nhằm đảm bảo sự phát triển ổn định, lâu dài.***

**Kể từ khi khai thác mỏ đến nay, Vietsovpetro đã khai thác trên 218 triệu tấn dầu, cung cấp vào bờ trên 29 tỷ $m^3$ khí đồng hành.**

với kế hoạch); thu gom và cung cấp vào bờ 1,4 tỷ $m^3$ khí (vượt 23,4% so với kế hoạch). Doanh thu bán dầu năm 2015 đạt 2,19 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước 998,4 triệu USD. Chi tiêu tại Lô 09-1 trong năm 2015 chiếm 48% doanh thu bán dầu, thấp hơn 406 triệu USD so với kế hoạch ngân sách Hội đồng phê duyệt do Vietsovpetro đã ứng dụng các giải pháp công nghệ, tối ưu hóa công tác khoan, gia tăng các công việc tự thực hiện, giảm thuê dịch vụ bên ngoài; giảm đơn giá các hợp đồng mua sắm vật tư và thuê dịch vụ; giãn tiến độ, giảm khối lượng công việc. Nhờ đó, chi phí sản xuất đạt 23,7USD/thùng dầu, thấp hơn 7,6USD/thùng so với chi phí sản xuất năm 2014.

**Tập trung tối ưu hóa sản xuất**

Việc tổ chức thực hiện công tác thăm dò và khai thác dầu khí trong năm 2016 được dự báo tiếp tục có nhiều khó khăn do giá dầu tiếp tục giảm sâu, các mỏ dầu khai thác đang ở trong giai đoạn cuối, tốc độ ngập nước tăng nhanh và diễn biến khó lường, các khu vực mới và giếng mới đưa vào khai thác có sản lượng thấp và không ổn định... Với bản lĩnh kinh nghiệm và quyết tâm vượt thách thức của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga, Vietsovpetro phấn đấu hoàn thành kế hoạch khai thác 5 triệu tấn dầu thô (nhiệm vụ bổ sung 100 nghìn tấn), thu gom và cung cấp vào bờ 400 triệu $m^3$ khí từ Lô 09-1. Theo kế hoạch, Vietsovpetro sẽ khoan 85.560m khoan khai thác, kết thúc thi công 23 giếng, sửa chữa lớn 9 lượt giếng khoan và cắt thân hai 4.340m; đảm bảo tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành khai thác giàn nhẹ RC-9 và ThTC-3; đưa giàn khoan Tam Đảo 05 vào hoạt động... Liên doanh đặt mục tiêu doanh thu bán dầu năm 2016 đạt 2,1 tỷ USD với giá dầu kế hoạch 55USD/thùng, nộp ngân sách và lợi nhuận phía Việt Nam 950 triệu USD.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tập trung nghiên cứu địa chấn 3D, 4C để đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Lô 09-1, tiếp tục tận thăm dò Lô 09-1; đảm bảo tiến độ khoan thăm dò tại Lô 09-3/12, đưa khí mỏ Thiên Ưng vào bờ trong Quý III/2016; đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng các đường ống ngầm để đưa vào khai thác giàn nhẹ RC-9 và ThTC-3. Liên doanh tiếp tục đảm bảo vận hành an toàn các công trình và hệ thống công nghệ ngoài biển, các phương tiện nổi cũng như các công trình sản xuất trên bờ; đẩy mạnh công tác dịch vụ; rà soát và tối ưu hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả công tác quản lý và quản trị doanh nghiệp.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng; nâng cao hệ số thu hồi dầu và hiệu quả khai thác các mỏ, các công trình biển; đưa nhanh các mỏ mới vào hoạt động, đẩy mạnh cung cấp dịch vụ dầu khí chất lượng cao; đổi mới công tác quản lý nhằm đảm bảo sự phát triển ổn định, lâu dài. Liên doanh đặt mục tiêu sản lượng khai thác dầu đạt 24,461 triệu tấn; bơm ép 48,4 triệu $m^3$ nước duy trì áp suất vỉa; khoan 12 giếng thăm dò ở Lô 09-1, khoan 70 giếng khai thác, xây dựng 9 giàn nhẹ BK và 106,6km đường ống ngầm nội mỏ; doanh thu bán dầu 11,6 tỷ USD với giá trung bình 62,3USD/thùng. Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu đề xuất cơ chế mới để mở rộng vùng hoạt động, đánh giá tiềm năng dầu khí và khả năng tham gia vào các lô mở tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba.

**Nguyễn Thanh**

# ĐẢM BẢO SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TỐI ƯU

***Năm 2015, giá dầu thô tiếp tục giảm sâu đã ảnh hưởng trực tiếp đến doanh thu, lợi nhuận và các nguồn lực của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Với truyền thống và bản lĩnh của đơn vị Anh hùng Lao động, PVEP đã từng bước vượt khó, sản lượng khai thác đạt mức cao nhất từ trước đến nay với 5,92 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 4,65 triệu tấn dầu và condensate và 1,272 tỷ $m^3$ khí.***

**Khai thác 5,92 triệu tấn dầu quy đổi**

Năm 2015 là năm cực kỳ khó khăn đối với các công ty thăm dò, khai thác dầu khí khi giá dầu thô tiếp tục giảm xuống mức thấp nhất trong vòng 11 năm qua. Đồng thời, PVEP đối diện với các thách thức khi một số mỏ chủ lực ở trong nước đang trên đà suy giảm sản lượng, giá dịch vụ dầu khí giảm không đáng kể, công tác mua mỏ ở nước ngoài gặp nhiều khó khăn... Tổng công ty đã bám sát diễn biến giá dầu, xây dựng các giải pháp ứng phó với giá dầu suy giảm, xây dựng các kịch bản khác nhau để có sự điều hành linh hoạt trong hoạt động sản xuất kinh doanh. Đặc biệt, PVEP đã triển khai đồng bộ các giải pháp tối ưu hóa chi phí: tối ưu từ 20 - 28,5% chi phí đầu tư đối với các dự án tìm kiếm thăm dò và tiết giảm từ 10 - 20% tổng chi phí/đầu tư đối với các dự án phát triển khai thác. Kết quả, giá trị thực hiện chi phí đầu tư cơ bản (CAPEX) giảm 631,6 triệu USD so với chương trình công tác và ngân sách năm 2015 đã được phê duyệt, chi phí vận hành khai thác (OPEX) giảm 126,6 triệu USD so với kế hoạch; tối ưu chi phí hoạt động bộ máy Tổng công ty 200 tỷ đồng.

Trong năm 2015, PVEP đã tích cực triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí; gia tăng trữ lượng đạt 15,1 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó gia tăng trữ lượng trong nước đạt 12,9 triệu tấn, gia tăng trữ lượng ở nước ngoài từ Lô 433a & 416b (Algeria) đạt 2,2 triệu tấn. Tổng công ty đã thu nổ 2.387$km^2$ địa chấn 3D (Lô 15-2 và Lô 07/03), triển khai 24 giếng khoan thăm dò/thẩm lượng, trong đó thi công an toàn 4 giếng khoan sâu (1.000m) và 1 giếng khoan có điều kiện áp suất rất cao. PVEP có 2 phát hiện dầu khí mới: Kỳ Lân (KL-1X, Lô 103 - 107) và Đại Hùng Nam (giếng DHN-1X, Lô 05-1a), khẳng định thành công của Tổng công ty trong công tác tự điều hành.

Tổng công ty đã đảm bảo tiến độ đưa 5 mỏ/dự án mới vào khai thác: Đại Hùng (Lô 05-1a), Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algeria), Thái Bình (Lô 102 - 106), giàn đầu giếng H5 mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1) và Dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a). Trong đó, việc đưa giàn đầu giếng H5 vào khai thác sớm 75 ngày đã nâng sản lượng khai thác của mỏ Tê Giác Trắng lên 40 - 42 nghìn thùng/ngày. Một số mỏ trong nước cho sản lượng khai thác ổn định như: cụm mỏ Sư Tử, mỏ Đại Hùng, mỏ Tê Giác Trắng, mỏ Cá Ngừ Vàng, mỏ Chim Sáo, mỏ Rạng Đông - Phương Đông… Nhờ đó, sản lượng khai thác của PVEP trong năm 2015 đạt

*Mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algieria). Ảnh: Đoàn Công*

**SÁNG KIẾN, GIẢI PHÁP HỢP LÝ HÓA SẢN XUẤT CỦA PVEP NĂM 2015**

- *Áp dụng phương pháp lặn sâu sử dụng khí bể mặt để thực hiện chiến dịch khảo sát và sửa chữa thay thế cụm chống ăn mòn chân đế giàn Hải Sư Trắng.*
- *Quản lý và nâng cao hiệu quả công tác bảo dưỡng, sửa chữa máy và thiết bị solar gas turbine tại các dự án dầu khí ở Việt Nam bằng hợp đồng thỏa thuận khung.*
- *Cải hoán hệ thống bơm chất chống ăn mòn trên tàu TBVN, Cuu Long JOC.*
- *Nghiên cứu ứng dụng tổ hợp thiết bị theo dõi tình trạng thay đổi độ bão hòa dầu sau ống chống trong quá trình khai thác.*
- *Mô hình độ rỗng kép mô phỏng khai thác dầu trong đối tượng móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng, bể trầm tích Cửu Long.*
- *Phương pháp và quá trình phân chia dầu mỏ Sư Tử Nâu.*
- *Lắp đặt đường ống nối tắt (by-pass) 12" trên TBVN FPSO để chuyển dầu từ Sư Tử Vàng CPP đi thẳng xuống bể chứa dầu mà không qua hệ thống công nghệ trên TBVN trong thời gian dừng giàn đầu giếng WHP-A cũng như dừng hệ thống công nghệ trên TBVN.*
- *Ứng dụng thiết bị mirage plug trong việc hoàn thiện các giếng khoan tại Cuu Long JOC nhằm nâng cao hiệu quả công tác hoàn thiện giếng và tiết kiệm chi phí.*
- *Cải tiến hệ thống làm kín cho bơm glycol trên giàn công nghệ trung tâm.*
- *Nâng cấp hệ thống điều khiển tời neo giàn DH-01.*
- *Nâng cấp hệ thống đo mực chất lỏng trong tank ballast và hệ thống điều khiển cân bằng giàn DH-01.*
- *Nâng cao hệ số an toàn sản xuất bằng việc trang bị cụm máy bơm điện chìm mới duy trì nước cứu hỏa khi nâng giàn DH-01.*
- *Lắp đặt hệ thống xả thủy lực từ xa trên đường ống điều khiển valve sâu trên giàn Sư Tử Trắng mà không cần phải có người trực tiếp vận hành tại giàn.*
- *Trạm liên hợp đo địa vật lý (electric wireline) và cáp tời (slickline) trong công việc can thiệp và sửa chữa giếng khai thác.*

**Trong giai đoạn 2011 - 2015, PVEP đã gia tăng trữ lượng 71,9 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác đạt 26,67 triệu tấn dầu quy đổi, trung bình đạt 5,33 triệu tấn/năm, tốc độ tăng trưởng bình quân đạt 5%/năm.**

5,92 triệu tấn dầu quy đổi (101% kế hoạch năm), trong đó có 4,65 triệu tấn dầu và condensate, 1,272 tỷ $m^3$ khí.

Bên cạnh đó, Tổng công ty đã ký 4 Hợp đồng/thỏa thuận dầu khí mới ở trong và ngoài nước (Lô 04-1; Lô MD-2 và MD-4, Myanmar và Thỏa thuận tham gia Sea Eagle, Mỹ). PVEP đã công nhận 13 sáng kiến và 1 giải pháp cải tiến hợp lý hóa sản xuất, ước tính làm lợi khoảng 32,5 triệu USD.

**Tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả hoạt động**

Năm 2016, giá dầu được dự báo vẫn duy trì ở mức thấp gây khó khăn cho công tác đầu tư, tài chính và ảnh hưởng đến việc hoàn thành các chỉ tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí, doanh thu và lợi nhuận của PVEP. Tổng công ty đặt mục tiêu khoan 8 giếng thăm dò/thẩm lượng, gia tăng trữ lượng (phần PVEP) 5 triệu tấn dầu quy đổi; sản lượng khai thác dầu khí (phần PVEP) phấn đấu đạt 4 triệu tấn dầu và 1,15 tỷ $m^3$ khí. Dự kiến, PVEP sẽ đưa mỏ Sư Tử Trắng và Dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng - giai đoạn 2 vào khai thác.

Trên cơ sở đó, PVEP tiếp tục kiểm soát chặt chẽ tiến độ và chi phí thực hiện các dự án tìm kiếm thăm dò, quản lý an toàn mỏ, duy trì sản lượng khai thác tối ưu; chủ động xây dựng kịch bản điều hành giếng khoan thăm dò/thẩm lượng do PVEP trực tiếp điều hành (vị trí, độ sâu giếng khoan, khoảng thử vỉa…) trước khi thi công để nâng cao hiệu quả và đảm bảo an toàn. Tối ưu chi phí vận hành, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư/tồn kho, nguyên nhiên liệu, đàm phán với các nhà thầu dịch vụ giảm giá dịch vụ dầu khí (thu nổ địa chấn, khoan, chế tạo/lắp đặt, vận hành, FSO/FPSO). Đồng thời, PVEP tăng cường công tác nghiên cứu khoa học, ứng dụng công nghệ mới; cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác thường xuyên nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác và công tác quản lý mỏ, đạt được hệ số thu hồi cao nhất, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ (cụm mỏ Sư Tử, mỏ Tê Giác Trắng, mỏ Đại Hùng, mỏ Chim Sáo); thực hiện các giải pháp kỹ thuật công nghệ tăng cường thu hồi dầu…

Về các giải pháp điều hành sản xuất, TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc PVEP cho biết, Tổng công ty tập trung đảm bảo tuyệt đối an toàn trên mọi lĩnh vực hoạt động; rà soát, đề xuất kịch bản đầu tư cho lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ ứng với các kịch bản giá dầu (30USD/thùng, 40USD/thùng, 50USD/thùng); kiểm soát chặt chẽ quy trình sử dụng vốn; bám sát chỉ tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác; tập trung triển khai các dự án phát triển mỏ đảm bảo hiệu quả kinh tế; kiểm soát chặt chẽ, bổ sung các quy trình quản lý kỹ thuật, tuân thủ và kiện toàn theo hướng tối ưu hóa; tăng cường chất lượng nguồn nhân lực, nâng cao năng lực quản trị, điều hành dự án, tối ưu mọi hoạt động nhằm mục tiêu cao nhất tăng năng suất lao động, giảm giá thành, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh.

**Mạnh Hòa**

# VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM:
# ĐẨY MẠNH CÔNG TÁC NGHIÊN CỨU TRONG LĨNH VỰC CỐT LÕI

***Việc giá dầu thô giảm mạnh dẫn đến các công ty/nhà thầu dầu khí cắt giảm kinh phí nghiên cứu, song Viện Dầu khí Việt Nam đã từng bước vượt qua thách thức, đẩy mạnh công tác nghiên cứu, cung cấp các giải pháp khoa học - công nghệ và quản lý hữu ích giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ chủ động triển khai nghiên cứu khoa học cơ bản/khởi tạo (tập trung vào lĩnh vực thăm dò khai thác và chế biến dầu khí), đào tạo và phát triển sản phẩm khoa học công nghệ mới có giá trị gia tăng cao.***

*Cán bộ nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam lấy mẫu môi trường khu vực nước sâu. Ảnh: CPSE*

**Triển khai 191 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học**

Trong năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai thực hiện 191 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và 129 hợp đồng dịch vụ khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 20 báo cáo RAR, ODP, FDP… cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Trong lĩnh vực nghiên cứu thăm dò khai thác dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu và thiết kế tối ưu ~17.000km địa chấn 2D trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam phục vụ nghiên cứu cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí, góp phần bảo vệ chủ quyền; xác định dị thường biên độ chứa khí và cùng với PVEP Sông Hồng xác định vị trí giếng khoan thăm dò Kỳ Lân (Lô 103 - 107); khẳng định sự tồn tại dầu khí tại cấu tạo Cá Tầm và cùng Vietsovpetro để xuất vị trí giếng khoan CT-3X; hoàn thành công tác đánh giá tiềm năng gas hydrate trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam (giai đoạn 1); xây dựng các phương pháp và chương trình tính toán phân chia sản phẩm của các giếng khai thác đồng thời nhiều tầng sản phẩm; hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quản lý khai thác mỏ dầu khí tại Việt Nam và Liên bang Nga...

Trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã tư vấn xây dựng Chiến lược phát triển khâu sau của Tập đoàn; định hướng hóa dầu từ khí. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam tư vấn lập dự án đầu tư nâng cấp Phân xưởng $NH_3$ và NPK công nghệ hóa học cho PVFCCo; xây dựng phương pháp và cải hoán thiết bị giảm hoạt tính CMD nhằm giảm hoạt tính xúc tác, giúp giả lập tốt E-cat của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (tiết kiệm khoảng 4 tỷ đồng so với phương án đầu tư mới), từ đó đánh giá mức độ ảnh hưởng của Fe, Ca và Na trong dầu thô đến hiệu quả hoạt động của phân xưởng RFCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đề xuất giải pháp hạn chế ảnh hưởng của các kim loại này. Trong lĩnh vực hóa ứng dụng, Viện Dầu khí Việt Nam đã cải tiến và hoàn thiện hệ hóa phẩm bơm ép nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng lục nguyên mỏ Bạch Hổ, cùng với Vietsovpetro bơm ép thành công 250 tấn hóa phẩm cho 2 giếng 700 và 64 thuộc Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ; sản xuất và cung cấp sản phẩm anode hy sinh chống ăn mòn cho các công trình dầu khí.

Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng hệ thống quản trị (quy chế người đại diện, bản mô tả công việc, KPI); đề xuất cơ chế chính sách phát triển thị trường khí, giá khí, tăng cường thu hồi dầu (EOR), mỏ cận biên; các giải pháp giảm giá thành sản phẩm, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh (dự

án đầu tư, dự án kho xăng dầu, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất). Viện Dầu khí Việt Nam cung cấp khóa đào tạo chuyên ngành kỹ thuật dầu khí; đào tạo nghiên cứu và dự báo thị trường nâng cao…

Trong năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam đã được Cục Sở hữu Trí tuệ (Bộ Khoa học và Công nghệ) cấp 1 Bằng độc quyền giải pháp hữu ích "Hỗn hợp chất biến tính dùng cho xăng sinh học và xăng sinh học chứa hỗn hợp chất biến tính này" và chấp nhận 8 đơn đăng ký sáng chế/giải pháp hữu ích: Chất xúc tác dùng để khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối và quy trình khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối sử dụng chất xúc tác này; Nhiên liệu được nhũ tương hóa bao gồm dầu nhiệt phân sinh khối và dầu diesel; Phương pháp thu hồi nickel từ chất xúc tác thải chỉ chứa nickel trong pha hoạt tính và phương pháp sản xuất chất xúc tác dùng để xử lý carbon monoxide và hydrocarbon trong khói thải; Dung dịch khoan vi bọt gốc nước dùng cho các vỉa chứa có áp suất thấp và quy trình chế tạo dung dịch khoan này; Chế phẩm ức chế ăn mòn và chống đóng cặn, quy trình chế tạo và quy trình ứng dụng chế phẩm này; Chất xúc tác của phản ứng Fischer - Tropsch và quy trình chế tạo chất xúc tác này; Quy trình sản xuất viên chất xúc tác dùng cho quá trình khử lưu huỳnh bằng hydro và viên chất xúc tác thu được từ quy trình này; Chất phân tán dầu và quy trình chế tạo chất phân tán này...

**Xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn**

Trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai các nhiệm vụ trọng tâm, xây dựng và triển khai thực hiện các chương trình nghiên cứu dài hạn: Đánh giá tiềm năng dầu khí và khả năng phát triển vùng nước sâu, xa bờ; Phát triển các phương pháp, phần mềm minh giải tài liệu địa chấn, tổng hợp tài liệu; Nghiên cứu chế độ địa nhiệt, dòng nhiệt của các bể trầm tích trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam; Điều tra cơ bản tiềm năng khí hydrate ở vùng biển và thềm lục địa Việt Nam (giai đoạn 2); Nâng cao hệ số thu hồi dầu bao gồm các khâu từ screening lựa chọn phương pháp, xây dựng chương trình tổng thể đến triển khai pilot cho mỏ cụ thể; Khai thác, xử lý, vận chuyển và sử dụng hiệu quả khí Lô B/Cá Voi Xanh; Chế biến sâu (hóa dầu) khí thiên nhiên có hàm lượng $CO_2$ cao; Quản trị doanh nghiệp (nhân sự, tài chính, rủi ro)…

*Chế phẩm tăng cường thu hồi dầu bằng phức hợp vi sinh - hóa lý do VPI nghiên cứu, chế tạo. Ảnh: Như Trang*

Trong lĩnh vực dịch vụ khoa học công nghệ, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh công tác tư vấn lập, thẩm định các dự án dầu khí; xây dựng hệ thống quản trị doanh nghiệp; quản lý khai thác, phân chia sản phẩm; quản lý vận hành nhà máy; quản lý công tác an toàn - sức khỏe - môi trường; quản lý ăn mòn; phân tích - thí nghiệm - giám định. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam chủ động phối hợp với các đơn vị trong Ngành để xây dựng quy hoạch cho từng lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính theo định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035; thương mại hóa sản phẩm tiềm năng về nhu cầu thị trường và có giá trị gia tăng cao; tăng cường đăng ký sáng chế, giải pháp hữu ích, bản quyền phần mềm và sáng kiến.

Về định hướng nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ trong giai đoạn 2016 - 2020, TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam cho biết Viện sẽ tập trung thực hiện mục tiêu tổng quát xây dựng Viện thành Học viện Nghiên cứu khoa học - Đào tạo - Ứng dụng khoa học công nghệ thống nhất, gắn liền công tác nghiên cứu, đào tạo với thực tiễn sản xuất, trở thành bộ phận quan trọng trong hoạt động của Tập đoàn, có khả năng đáp ứng tốt nhu cầu của Tập đoàn và Nhà nước về phát triển ứng dụng khoa học công nghệ, đào tạo, cung cấp nguồn nhân lực chất lượng cao. Nhằm củng cố nguồn lực trong dài hạn, trước mắt trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ dành 25 - 30 tỷ đồng trích từ Quỹ Phát triển hoạt động sự nghiệp để chủ động triển khai nghiên cứu khoa học cơ bản/khởi tạo (tập trung vào lĩnh vực thăm dò khai thác và chế biến dầu khí), đào tạo và phát triển sản phẩm khoa học công nghệ.

**Ngọc Linh**

# PV GAS tập trung phát triển mạnh và bền vững

***Trong năm 2015, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã vận hành an toàn, ổn định các công trình khí với sản lượng khí tiêu thụ lần đầu tiên đạt trên 10,43 tỷ $m^3$. Để đảm bảo sự phát triển bền vững, PV GAS đang tiếp tục triển khai các dự án khí quy mô lớn, trong đó chú trọng lĩnh vực chế biến sâu khí để gia tăng giá trị khí, tìm kiếm các nguồn khí mới từ nước ngoài để bổ sung cho nguồn khí thiếu hụt trong nước.***

Trong năm 2015, PV GAS đã đảm bảo vận hành an toàn, ổn định các công trình khí, cân đối điều độ khí, tiết giảm chi phí, dừng/giãn tiến độ đầu tư chưa thực sự cấp bách. Tổng công ty đã hoàn thành và đưa vào vận hành các dự án quan trọng, mang tính chiến lược như: Hệ thống thu gom và phân phối khí mỏ Hàm Rồng và Thái Bình (Lô 102 & 106) - giai đoạn 1; Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1; Nâng công suất kho chứa LPG tại Đình Vũ - Hải Phòng… Đặc biệt, việc tiếp nhận và đưa khí từ mỏ Thái Bình và mỏ Đại Hùng vào bờ đã đánh dấu cột mốc quan trọng trong quá trình phát triển của PV GAS, góp phần mở rộng thị trường tiêu thụ khí ở khu vực phía Bắc và bổ sung thêm nguồn khí mới cho khu vực Đông Nam Bộ.

Năm 2015, Tổng công ty đã cung cấp 10,423 tỷ $m^3$ khí khô, gần 60 nghìn tấn condensate, tổng doanh thu đạt trên 63 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 4,5 nghìn tỷ đồng. Mặc dù giá dầu

Kho cảng PV GAS. Ảnh: CTV

**Kể từ khi đưa dòng khí đầu tiên vào bờ năm 1995 đến nay, PV GAS đã cung cấp cho thị trường trên 100 tỷ $m^3$ khí, 10 triệu tấn LPG và 1,6 triệu tấn condensate. Với việc quản lý và vận hành an toàn các hệ thống thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến và phân phối khí từ các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng, mỗi năm PV GAS cung cấp khí để sản xuất 39 tỷ kWh điện (chiếm gần 35% sản lượng điện), trên 1,5 triệu tấn phân đạm (đáp ứng 70% nhu cầu trong nước) và 70% thị phần LPG phục vụ các ngành công nghiệp và dân dụng trong nước.**

giảm sâu, song PV GAS vẫn đảm bảo sản xuất kinh doanh ổn định bằng việc tăng cường hoạt động vận chuyển, phân phối khí, mua bán khí Cửu Long để cung cấp cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ, mua bán khí Nam Côn Sơn để cung cấp cho các nhà máy điện BOT…

Đồng thời, PV GAS đang triển khai đầu tư các dự án quy mô lớn như: Nhà máy xử lý khí Cà Mau, Nhà máy sản xuất Polypropylene từ Propane, Đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Thu gom vận chuyển khí mỏ Sư Tử Trắng, Kho chứa LNG Thị Vải công suất 1 triệu tấn/năm; cấp bù khí ẩm Nam Côn Sơn, nâng cao hệ số thu hồi LPG cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố… Các dự án này giúp bổ sung thêm nguồn khí và tăng cường hệ thống cơ sở vật chất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của PV GAS trong thời gian tới.

Trong năm 2016, PV GAS đặt mục tiêu sản lượng khí tiêu thụ đạt 9,724 tỷ $m^3$, cung cấp 987 nghìn tấn LPG và 56.665 tấn condensate; tiếp tục vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí; đảm bảo hiệu quả sản xuất, tiêu thụ và cung cấp tối đa khí, các sản phẩm khí cho các hộ tiêu thụ, đáp ứng trên 70% nhu cầu LPG trong nước. Tổng công ty tăng cường kiểm soát và đảm bảo tiến độ các dự án trọng điểm như: Nhà máy xử lý khí Cà Mau, Đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Thu gom vận chuyển khí mỏ Sư Tử Trắng, Đường ống thu gom khí mỏ Cá Rồng Đỏ… Quản lý/khai thác có hiệu quả các hợp đồng mua bán vận chuyển khí; phát triển thị trường tiêu thụ khí, từng bước giảm dần tỷ trọng sử dụng khí cho điện và chất đốt, tăng cường chế biến sâu, đa dạng hóa sản phẩm. PV GAS tiếp tục thực hiện công tác tái cấu trúc, rà soát, sắp xếp tổ chức phù hợp với hoạt động sản xuất kinh doanh và đảm bảo hiệu quả; nâng cao công tác quản trị (xây dựng và áp dụng hệ thống quản lý ERP); đẩy mạnh công tác tiết kiệm, tiết giảm chi phí.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, PV GAS tập trung thực hiện mục tiêu phát triển thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/chế biến sâu - tàng trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tham gia hoạt động đầu tư thượng nguồn; đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí trên toàn quốc, phấn đấu phát triển thành doanh nghiệp ngành khí hàng đầu khu vực ASEAN và có tên trong các doanh nghiệp khí mạnh của châu Á.

**Hoàng Hương**

# BSR TẬP TRUNG TỐI ƯU HÓA SẢN XUẤT VÀ NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH

***Vào 19 giờ 30 phút ngày 11/11/2015, đồng hồ đo sản lượng chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt mốc 5,86 triệu tấn sản phẩm, đánh dấu sự kiện Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã "về đích sớm" chỉ tiêu sản lượng sản xuất trước 50 ngày. Song song với việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, BSR đang tích cực triển khai công tác cổ phần hóa, nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.***

**Sản xuất trên 6,777 triệu tấn sản phẩm**

Trong giai đoạn 2011 - 2015, mặc dù Nhà máy Lọc dầu Dung Quất mới đưa vào vận hành thương mại, cần tiếp tục hoàn thiện công tác vận hành, quản trị; giá dầu thô diễn biến bất thường… song BSR đã phát triển an toàn - hiệu quả - bền vững. Công ty đã sản xuất 30,26 triệu tấn sản phẩm, doanh thu đạt 616.185 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 104.809 tỷ đồng.

Tính riêng năm 2015, sản lượng sản xuất của BSR đạt trên 6,777 triệu tấn (vượt 16% kế hoạch), doanh thu đạt 94.133 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 20.377 tỷ đồng (vượt 27% kế hoạch), nhập 93 chuyến dầu thô và đạt trên 5 triệu giờ làm việc an toàn; vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn và ổn định ở 102 - 105% công suất thiết kế. Vào 19 giờ 30 phút ngày 11/11/2015, sản lượng chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt mốc 5,86 triệu tấn sản phẩm, đánh dấu sự kiện BSR đã "về đích sớm" chỉ tiêu sản lượng sản xuất năm 2015 trước 50 ngày. BSR đã đưa Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh 2 (SRU2) vào vận hành, giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chế biến các loại dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao hơn dầu thô Bạch Hổ và tăng cơ hội tìm kiếm các loại dầu/hỗn hợp dầu thô mới với giá thấp hơn, đảm bảo ổn định nguồn nguyên liệu đầu vào, nâng cao hiệu quả hoạt động cho Nhà máy.

Đồng thời, BSR/Ban Quản lý Dự án (DQRE) đã tích cực triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trong năm 2015, BSR đã ký 2 gói thầu quan trọng

*Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR*

*Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh 2 (SRU2). Ảnh: BSR*

**Việc đưa thêm Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 (công suất 13 tấn/ngày) vào hoạt động song song với Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU1 (công suất 5 tấn/ngày) đã nâng tổng công suất xử lý và thu hồi lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên 18 tấn/ngày.**

là Hợp đồng tư vấn thiết kế tổng thể (FEED) với Amec Foster Wheeler Energy Limited và Hợp đồng tư vấn giám sát (PC) giai đoạn thiết kế tổng thể (FEED) với Liên danh Quad Personnel Consultants - Công ty TNHH Giác Thành. Đến nay, công tác thiết kế đã cơ bản hoàn thành với việc tối ưu hóa cấu hình công nghệ từ DFS và xác định sơ đồ công nghệ/dầu thô của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất… Bên cạnh đó, BSR đang tích cực triển khai công tác cổ phần hóa sau khi có Quyết định số 2665/QĐ-DKVN ngày 6/11/2015 của Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

**Tập trung triển khai 3 mục tiêu lớn**

Trước tình hình giá dầu diễn biến khó lường, BSR tập trung triển khai 3 mục tiêu lớn gồm: đảm bảo vận hành an toàn, ổn định; tiếp tục triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và thực hiện công tác cổ phần hóa. Trong năm 2016, Công ty đặt mục tiêu sản xuất đạt trên 5,83 triệu tấn sản phẩm, doanh thu đạt trên 82 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 15,7 nghìn tỷ đồng.

Nhiệm vụ trọng tâm của BSR là tiếp tục thử nghiệm các loại dầu thô phối trộn tiềm năng; hoàn thiện danh sách dầu thô cơ bản thay thế dầu thô Bạch Hổ và danh sách dầu thô phối trộn phù hợp với cấu hình mới; chuẩn bị nguồn cung cho 2 loại dầu thô cơ sở Murban và EPSO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau khi nâng cấp, mở rộng. Đồng thời, Công ty tiếp tục phân tích, xây dựng các kịch bản quản trị để chủ động, kịp thời ứng phó với sự biến động của giá dầu thô, giá sản phẩm và nhu cầu tiêu thụ sản phẩm của thị trường; tối ưu hóa chi phí sản xuất, kiểm soát chất lượng sản phẩm, duy trì mức độ tồn trữ phù hợp.

Bên cạnh đó, BSR tiếp tục nâng cao năng lực phân tích, dự báo thị trường (dầu thô và sản phẩm xăng dầu); cải tiến công tác quản trị doanh nghiệp theo hướng chuyên nghiệp, hiện đại. Đẩy mạnh công tác khoa học công nghệ, cải thiện độ tin cậy vận hành thiết bị, giảm chi phí đầu vào; thực hành tiết kiệm, phát huy sáng kiến, giảm thiểu lượng hàng tồn kho, cải thiện tỷ lệ hao hụt dầu thô trong khâu vận chuyển. Ưu tiên vốn cho Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các dự án liên quan đến an toàn vận hành, tối ưu hóa sản xuất, đảm bảo tỷ lệ cân đối giữa vốn chủ sở hữu và vốn vay; triển khai công tác cổ phần hóa theo đúng kế hoạch.

**Trần Minh**

# PV Power tối ưu hóa sản xuất TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

***Năm 2015, sản lượng điện sản xuất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đạt 21,98 tỷ kWh, vượt 18,8% kế hoạch năm, giữ vững vị trí nhà cung cấp điện lớn thứ hai của đất nước. Để đạt được kết quả này, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã và đang xây dựng thực hiện đồng bộ các giải pháp để nâng cao sức cạnh tranh và năng lực quản trị doanh nghiệp, tối ưu hóa sản xuất trong thị trường điện cạnh tranh.***

**Sản lượng điện đạt 21,98 tỷ kWh**

Tổng công ty đã phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Nam (A2)… để đảm bảo giải quyết kịp thời các khó khăn vướng mắc phát sinh trong kỹ thuật vận hành, huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra. Năm 2015, sản lượng điện về đích trước 34 ngày, đạt 21,98 tỷ kWh, vượt 18,8% kế hoạch năm. Tổng doanh thu đạt 25.316 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.800 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 3.100 tỷ đồng, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ đạt 20%. Đây là năm các chỉ tiêu tài chính của PV Power đạt mức cao nhất từ trước tới nay.

Giai đoạn 2011 - 2015 là giai đoạn chuyển mình của PV Power. Từ vị trí "tân binh", PV Power đã trở thành đơn vị nòng cốt của Petrovietnam, cung

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Duy Tinh

*Lễ cắt băng khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Nhật Bắc*

SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT CỦA CÁC NHÀ MÁY NĂM 2015:

- *Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 1 & 2: 8,02 tỷ kWh*
- *Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1: 3,33 tỷ kWh*
- *Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2: 5,50 tỷ kWh*
- *Nhà máy Thủy điện Hủa Na: 459,2 triệu kWh*
- *Nhà máy Thủy điện Đakdrinh: 515,6 triệu kWh*
- *Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt: 15,7 triệu kWh*
- *Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: 4,15 tỷ kWh*
- *Nhà máy Phong điện Phú Quý: 3,5 triệu kWh*

cấp gần 82 tỷ kWh điện, góp phần tích cực đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Tổng doanh thu đạt 116.375 tỷ đồng, lợi nhuận đạt 6.963 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 5.659 tỷ đồng.

Hiện PV Power có 4 đơn vị tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, đang quản lý vận hành Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, Nhà máy Thủy điện Hủa Na, Nhà máy Thủy điện Đakdrinh. Sau hơn 3 năm tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy đều vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả, vượt công suất thiết kế. Trong đó, Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2 được các chuyên gia ngành điện đánh giá là một trong những nhà máy nhiệt điện tốt nhất Việt Nam do hoạt động ổn định với độ tin cậy, tính khả dụng và hiệu suất cao.

**Phấn đấu vượt kế hoạch Chính phủ giao**

Sự biến động của giá dầu và tỷ giá USD/VND sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của PV Power. Theo tính toán, giá dầu giảm 1USD/thùng so với kế hoạch sẽ làm doanh thu của Tổng công ty giảm 150 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước giảm 1 tỷ đồng; tỷ giá USD/VND tăng thêm 1% so với kế hoạch sẽ làm lợi nhuận của Tổng công ty giảm 254 tỷ đồng. Trong năm 2016, PV Power phấn đấu sản lượng điện sản xuất đạt 21 tỷ kWh, doanh thu đạt 29.445 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 676,8 tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, Tổng công ty tiếp tục phối hợp với các đơn vị trong và ngoài Ngành đảm bảo các nhà máy điện sản xuất an toàn, hiệu quả; tăng cường kiểm soát định mức kinh tế - kỹ thuật, tiết giảm chi phí nhằm hạ giá thành sản xuất điện; gia tăng tỷ lệ nội địa hóa đối với dịch vụ bảo dưỡng, sửa chữa. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục bám sát diễn biến thị trường, xây dựng phương án chào giá tối ưu, tích cực tham gia thị trường phát điện cạnh tranh; triển khai công tác tái cơ cấu, tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp, quản lý vốn, tài sản, bảo toàn và phát triển vốn của doanh nghiệp.

**Thúy Hằng**

# DMC
## TẬP TRUNG PHÁT TRIỂN DỊCH VỤ DẦU KHÍ CỐT LÕI

***Trong năm 2015, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) tập trung đầu tư, phát triển mạnh 3 lĩnh vực: sản xuất - kinh doanh - dịch vụ, trong đó chú trọng phát triển mạnh dịch vụ dung dịch khoan. Đồng thời, Tổng công ty đang nghiên cứu triển khai các dự án sản xuất có quy mô lớn gắn với việc phát triển các sản phẩm khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tạo thế cân bằng giữa các lĩnh vực, đưa DMC phát triển bền vững.***

### Đẩy mạnh dịch vụ dung dịch khoan

Trong bối cảnh giá dầu suy giảm mạnh, DMC đã bám sát diễn biến thị trường, triển khai đồng bộ các giải pháp tiết giảm chi phí trong hoạt động sản xuất - kinh doanh - dịch vụ. Năm 2015, Tổng công ty đã sản xuất 38.820 tấn sản phẩm, doanh thu đạt 3.400 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước đạt 185 tỷ đồng. Trong đó, DMC tập trung phát triển các dịch vụ cốt lõi, đặc biệt là dịch vụ dung dịch khoan, duy trì 100% thị phần trong nước. Đồng thời, Tổng công ty đưa Nhà máy Chế biến Barite tại Lào vào hoạt động, đẩy mạnh dự án khai thác, sản xuất $CaCO_3$; nghiên cứu triển khai Dự án đầu tư kho chứa $H_2SO_4$, dự án cung cấp dịch vụ cắt hủy giếng khoan; nghiên cứu cơ hội đầu tư dự án sản xuất xúc tác dầu khí, sản xuất CA/EDC/VCM để đảm bảo nguồn cung hóa phẩm trong nước và gia tăng nguồn hàng xuất khẩu. Sản phẩm xi măng G sản xuất tại Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép được tổ chức API cấp chứng nhận Monogram API, đưa DMC trở thành đơn vị duy nhất tại Việt Nam sản xuất xi măng G đạt tiêu chuẩn quốc tế.

Trong lĩnh vực nghiên cứu ứng dụng và dịch vụ hỗ trợ khai thác, DMC đã triển khai thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước cho mỏ Tê Giác Trắng; phát triển công nghệ dập giếng cho quá trình sửa chữa các giếng có áp suất dị thường thấp; chế tạo các hỗn hợp chuyên dụng và thử nghiệm công nghiệp công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng đối với các vỉa cát kết gắn kết kém tại mỏ Rồng. Tổng công ty đã tiến hành rà soát, hoàn thiện các quy trình, công nghệ sản xuất, sắp xếp cơ cấu tổ chức sản xuất hợp lý, xây dựng lại các định mức kinh tế kỹ thuật nhằm đảm bảo chất lượng và giảm giá thành sản phẩm; đẩy nhanh tiến độ nghiên cứu, triển khai một số dự án đầu tư sản xuất sản phẩm mới; tích cực mở rộng thị trường xuất khẩu barite tại Đông Nam Á, châu Mỹ, Trung Đông…

### Nghiên cứu triển khai các dự án sản xuất hóa phẩm quy mô lớn

Trong năm 2016, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 60.750 tấn, tổng doanh thu 3.000 tỷ

*Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của DMC tại Vietsovpetro. Ảnh: DMC*

đồng, nộp ngân sách Nhà nước 153,5 tỷ đồng. Trên cơ sở đó, Tổng công ty tiếp tục phát huy tối đa thế mạnh trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dung dịch khoan bằng việc nâng cao chất lượng, hiệu quả và đảm bảo giá thành cạnh tranh; đàm phán giảm giá thành nguyên liệu đầu vào, nhằm nâng cao sức cạnh tranh cho các sản phẩm và dịch vụ. Đồng thời, DMC tập trung nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm phù hợp với xi măng G để phục vụ bơm trám giếng khoan, nâng cao khả năng sản xuất của Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép lên 20.000 tấn; nâng công suất của Nhà máy Chế biến Barite tại Lào; hoàn thành thủ tục cấp phép khai thác, đầu tư Nhà máy sản xuất $CaCO_3$ siêu mịn tại Nghệ An phục vụ xuất khẩu. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục phát triển hệ thống phân phối, kinh doanh các sản phẩm hóa dầu (polypropylene, lưu huỳnh, phân bón), mở rộng các lĩnh vực kinh doanh các sản phẩm đặc thù, giải pháp công nghệ phù hợp với yêu cầu của thị trường.

Trong chiến lược phát triển, DMC định hướng trở thành nhà cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật chuyên nghiệp trong và ngoài ngành dầu khí, tiến tới phát triển cung cấp dịch vụ ra nước ngoài; phát triển các lĩnh vực dịch vụ đòi hỏi kỹ thuật cao, có tính chuyên sâu, xuất phát từ nền tảng kỹ thuật về hóa chất. Đồng thời, DMC định hướng trở thành nhà cung cấp hóa chất, phân phối sản phẩm hóa dầu có uy tín trong nước và quốc tế; tập trung nghiên cứu đầu tư các dự án sản xuất hóa chất cơ bản, hóa chất, xúc tác cho khâu sau với quy mô lớn, đủ sức cạnh tranh với các nguồn cung cấp trong khu vực, tạo sự thay đổi cơ cấu dịch vụ, sản xuất, kinh doanh vào năm 2020, trong đó doanh thu sản xuất tương đương doanh thu dịch vụ. Trong lĩnh vực sản xuất, DMC định hướng sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng và hàm lượng công nghệ cao, đầu tư mở rộng sản xuất, thay đổi cơ cấu sản phẩm từ sản xuất hóa phẩm sang sản xuất hóa chất, hóa dầu. Sản xuất hóa phẩm, phụ gia phục vụ cho hoạt động khoan thăm dò, khai thác dầu khí (barite, bentonite, $CaCO_3$, xi măng G…); sản xuất hóa chất phục vụ hoạt động khai thác, vận chuyển, chế biến dầu khí; sản xuất xúc tác cho nhà máy lọc dầu, cung cấp nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất hóa chất/xúc tác trên thế giới.

Tổng giám đốc DMC Tôn Anh Thi cho biết, Tổng công ty tập trung đầu tư, phát triển mạnh 3 lĩnh vực: sản xuất - kinh doanh - dịch vụ. Trong đó, lĩnh vực dịch vụ tiếp tục được phát triển chuyên sâu, đóng vai trò then chốt; đồng thời gia tăng tỷ trọng bằng việc nghiên cứu triển khai các dự án sản xuất có quy mô lớn gắn với việc phát triển các sản phẩm khâu sau (xúc tác, VCM) của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tạo thế cân bằng giữa các lĩnh vực nhằm đưa DMC phát triển bền vững.

**Hồng Hạnh**

# PVFCCo
# PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC SẢN XUẤT HÓA CHẤT

***Bên cạnh sản phẩm chủ lực Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã và đang triển khai các dự án sản xuất hóa chất quy mô lớn, nhằm thực hiện mục tiêu đa dạng hóa sản phẩm, góp phần giúp Tổng công ty mở rộng quy mô sản xuất và gia tăng doanh thu, lợi nhuận trong thời gian tới.***

**Giữ vững nhịp độ tăng trưởng**

Năm 2015 là năm thứ 9 liên tiếp Nhà máy Đạm Phú Mỹ về đích trước kế hoạch, sản lượng sản xuất đạt 851,5 nghìn tấn urea. Việc Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành an toàn, ổn định, vượt công suất thiết kế là yếu tố quan trọng nhất giúp PVFCCo hoàn thành sớm các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2015 và giữ vững vị thế là doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón. Mặc dù thị trường phân bón trong nước cung vượt cầu, song PVFCCo vẫn giữ vững nhịp độ tăng trưởng với doanh thu hợp nhất đạt 9,82 nghìn tỷ đồng (vượt 6,2% kế hoạch năm), lợi nhuận hợp nhất sau thuế đạt 1,57 nghìn tỷ đồng (vượt 50% kế hoạch năm, tăng 38% so với năm 2014).

Công tác bảo dưỡng tổng thể định kỳ Nhà máy Đạm Phú Mỹ được triển khai đảm bảo 4 tiêu chí: an toàn, chất lượng, tiến độ, chi phí; vượt tiến độ 2 ngày so với kế hoạch đề ra. Đặc biệt, PVFCCo đã thay đổi phương thức từ sửa chữa đột xuất sang bảo dưỡng có kế hoạch; giúp giảm thiểu sự cố ngừng máy, đảm bảo

Xưởng sản xuất UFC85. Ảnh: PVFCCo

Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

sản xuất ổn định, an toàn và hiệu quả; áp dụng các phần mềm tiên tiến (như CMMS, System 1) để quản lý, đánh giá tình trạng thiết bị và chẩn đoán các hư hỏng của thiết bị. Bên cạnh đó, Tổng công ty áp dụng các bộ định mức tiêu hao, dự phòng vật tư tối thiểu trong sản xuất; thu thập tài liệu, lập báo cáo kinh tế kỹ thuật phục vụ cho việc thực hiện phương án nâng cao chất lượng sản phẩm urea.

**Đa dạng hóa sản phẩm**

Trong năm 2015, PVFCCo đã giao cho Liên danh nhà thầu Technip, ThyssenKrupp Industrial Solutions và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) triển khai Hợp đồng thiết kế, cung cấp vật tư thiết bị, thi công xây lắp và chạy thử (EPC) Tổ hợp $NH_3$ (mở rộng) và Nhà máy NPK Phú Mỹ. Dự án có tổng mức đầu tư 237 triệu USD (gần 5.000 tỷ đồng), gồm 2 công trình: Xưởng $NH_3$ (mở rộng) và Nhà máy NPK Phú Mỹ. Khi hoàn thành, Dự án $NH_3$ (mở rộng) sẽ tăng công suất Xưởng $NH_3$ của Nhà máy Đạm Phú Mỹ thêm 90.000 tấn/năm (từ 450.000 tấn/năm như hiện nay lên 540.000 tấn/năm), sử dụng công nghệ của Haldor Topsoe A/S (Đan Mạch). Nhà máy NPK Phú Mỹ có công suất 250.000 tấn/năm và là nhà máy đầu tiên tại Việt Nam sử dụng công nghệ hóa học hiện đại nhất thế giới của Incro S/A (Tây Ban Nha) để sản xuất phân bón NPK chất lượng cao.

Đặc biệt, PVFCCo đã đưa vào vận hành sớm Xưởng sản xuất UFC85 công suất 15.000 tấn UFC85/năm, tương đương 25.000 tấn formaline/năm. Đây là chất phụ gia quan trọng trong quá trình tạo hạt urea nhằm chống kết khối, gia tăng độ cứng của sản phẩm. Xưởng sử dụng công nghệ oxy hóa methanol xúc tác oxide kim loại của Haldor Topsoe - đơn vị hàng đầu thế giới về phát minh, sáng chế và chuyển giao các công nghệ hóa chất, lọc dầu và là nhà bản quyền công nghệ của Xưởng $NH_3$ - Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Trong giai đoạn vận hành thử, Xưởng sản xuất UFC85 đã sản xuất 950 tấn formaline và 360 tấn UFC85 có chất lượng tương đương sản phẩm ngoại nhập. Việc đưa Xưởng UFC85 vào vận hành thương mại là bước tiến quan trọng của PVFCCo trong chiến lược phát triển lĩnh vực hóa chất. Khi vận hành đủ công suất, Xưởng sẽ đem lại doanh thu khoảng 400 - 500 tỷ đồng/năm, góp phần giúp PVFCCo mở rộng quy mô sản xuất và gia tăng doanh thu, lợi nhuận trong thời gian tới.

Trong năm 2016, PVFCCo tập trung phát triển sản xuất và kinh doanh phân bón, hóa chất; đẩy mạnh công tác nghiên cứu đa dạng hóa sản phẩm trên nền urea; cải tiến công nghệ, sáng kiến hợp lý hóa sản xuất; tăng cường công tác dự báo, nghiên cứu, phân tích thị trường để có giải pháp ứng phó kịp thời. Tổng công ty đặt mục tiêu sản xuất 800.000 tấn urea, củng cố thương hiệu PVFCCo/Đạm Phú Mỹ, xây dựng hệ thống phân phối bền vững ở trong và ngoài nước.

**Linh Thủy**

# PTSC

## NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH VỀ CHẤT LƯỢNG DỊCH VỤ

***Mặc dù thị trường dịch vụ dầu khí năm 2015 gặp nhiều khó khăn do giá dầu giảm sâu, các công ty dầu khí cắt giảm khối lượng công việc và yêu cầu giảm giá dịch vụ… song Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã từng bước vượt qua thách thức, doanh thu dẫn đầu khối các đơn vị dịch vụ dầu khí với 24.300 tỷ đồng. Tổng công ty đã và đang tập trung nâng cao chất lượng sản phẩm dịch vụ, từng bước vươn ra thị trường khu vực và thế giới.***

*Hạ thủy khối thượng tầng giàn khai thác Maharaja Lela Jamalulalam 3. Ảnh: PTSC*

**Phát triển mạnh dịch vụ cơ khí dầu khí**

Mặc dù thị trường dịch vụ dầu khí gặp nhiều khó khăn do giá dầu giảm sâu, các công ty dầu khí cắt giảm khối lượng công việc và yêu cầu giảm giá dịch vụ, sự cạnh tranh ngày càng gay gắt nhưng PTSC đã xây dựng và triển khai đồng bộ các giải pháp, hoàn thành vượt mức kế hoạch được giao năm 2015 với doanh thu hợp nhất đạt 24.300 tỷ đồng, lợi nhuận hợp nhất trước thuế đạt 1.850 tỷ đồng (vượt 42,3% kế hoạch năm). Trong giai đoạn 2011 - 2015, PTSC tiếp tục dẫn đầu khối dịch vụ dầu khí với tổng doanh thu hợp nhất đạt 131,7 nghìn tỷ đồng (vượt 10,4% so với kế hoạch năm, bằng 272,3% so với thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010), tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt trung bình 22%/năm.

Năm 2015, Tổng công ty đã duy trì và phát triển các dịch vụ: cung ứng tàu chuyên dụng; quản lý, vận hành, khai thác FSO/FPSO; cơ khí dầu khí; dịch vụ vận chuyển, lắp đặt, đấu nối, vận hành, sửa chữa và bảo dưỡng (O&M) các công trình dầu khí; dịch vụ khảo sát địa chấn, địa chất công trình và khảo sát sửa chữa công trình ngầm bằng ROV… Trong đó, PTSC đã tập trung phát triển mạnh dịch vụ cơ khí dầu khí; xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật và đội ngũ có năng lực triển khai các dự án/công trình có quy mô lớn, công nghệ cao. Trong năm 2015, PTSC đã tổ chức thực hiện các dự án: Giàn khai thác Maharaja Lela Jamalulalam (MLJ3); Chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác và hệ thống đường ống kết nối nội mỏ giàn H5 - Tê Giác Trắng; Gói thầu B2, SMP9 - Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn; Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1; FPSO Ghana… đảm bảo an toàn, chất lượng, tiến độ.

Đặc biệt, Tổng công ty/Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã tham gia đấu thầu, thắng thầu quốc tế và thực hiện thành công Dự án thiết kế, mua sắm, chế tạo, đấu nối, chạy thử giàn khai thác MLJ3 thuộc Dự án Maharaja Lela South (MLS) cho chủ đầu tư Total E&P Borneo B.V. Dự án gồm khối thượng tầng (1.500 tấn) được PTSC M&C thiết kế, triển khai tại Tp. Vũng Tàu và chân đế (2.350 tấn) được triển khai tại bãi thi công Muara, Brunei. PTSC M&C đã tập trung nguồn lực để hoàn thành giàn khai thác MLJ3 đảm bảo chất lượng và tiến độ, đáp ứng các yêu cầu về kỹ thuật và công nghệ theo tiêu chuẩn quốc tế với trên 1,8 triệu giờ làm việc an toàn. Sự thành công của dự án này đã khẳng định năng lực của PTSC/PTSC M&C, và hướng đi đúng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong chiến lược phát triển dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao.

Bên cạnh đó, PTSC đã đưa vào khai thác tàu 7.000BHP; đảm bảo thời gian khai thác đội tàu chuyên dụng đạt 6.391 ngày; khai thác hiệu quả tàu khảo sát PTSC Surveyor, PTSC Researcher và các tàu địa vật lý khác để thực hiện tốt dịch vụ khảo sát địa chất công trình, địa vật lý; huy động thiết bị và nhân sự thực hiện các dịch vụ ROV và khảo sát công trình ngầm cho các nhà thầu dầu khí và được khách hàng đánh giá cao.

**Đẩy mạnh cung cấp dịch vụ ra nước ngoài**

Năm 2016, giá dầu thô tiếp tục sụt giảm mạnh, ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của PTSC do các công ty/nhà thầu dầu khí điều chỉnh kế hoạch, dừng/giãn tiến độ triển khai dự án… PTSC đặt mục tiêu doanh thu hợp nhất đạt 22.000 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 1.200 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.600 tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, PTSC sẽ triển khai đồng bộ các giải pháp để quản lý và khai thác an toàn, hiệu quả đội tàu dịch vụ chuyên dụng, đảm bảo chiếm lĩnh 100% thị trường cung cấp tàu dịch vụ, tàu bảo vệ cho thị trường trong nước; phát triển cung cấp dịch vụ tàu cho các dự án thăm dò dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại nước ngoài, đặc biệt là thị trường Myanmar và Malaysia, phát triển dịch vụ ra nước ngoài.

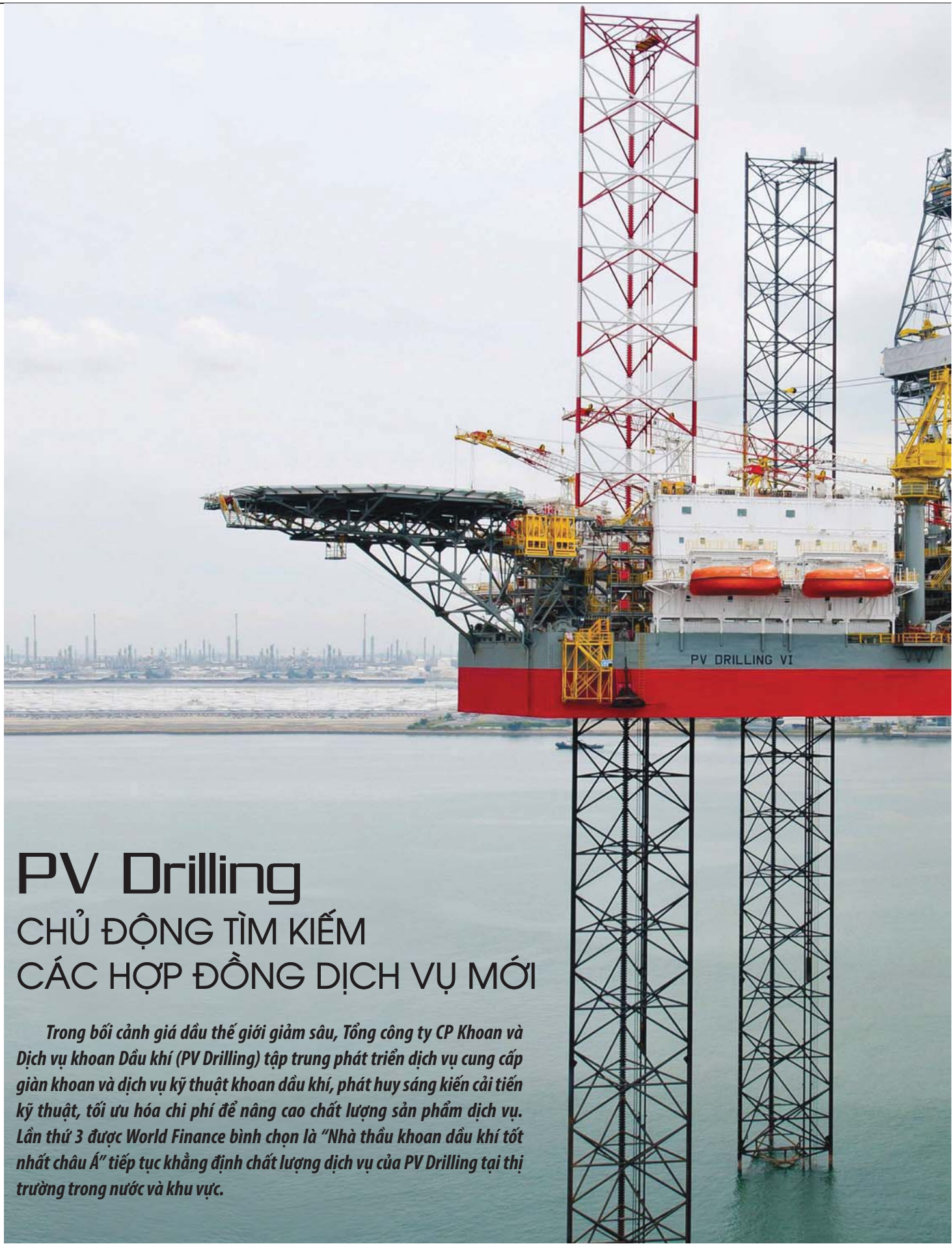
Trong lĩnh vực dịch vụ cơ khí dầu khí, PTSC tập trung triển khai hiệu quả, an toàn, chất lượng và đúng tiến độ các dự án: Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1, FPSO Ghana và các dự án tiềm năng khác như Cá Rồng Đỏ, Kình Ngư Trắng, Sư Tử Trắng - giai đoạn 2; Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, Liên hợp Lọc - Hóa dầu Nghi Sơn, LNG Sơn Mỹ, Nhà máy Xử lý khí Cà Mau, Tổ hợp $NH_3$ (mở rộng) và Nhà máy NPK Phú Mỹ… Xây dựng và triển khai chương trình đào tạo nhân sự thiết kế công trình dầu khí, công trình công nghiệp nhằm phát triển đội ngũ thiết kế của Tổng công ty ngày càng mạnh và ngang tầm quốc tế.

Trong lĩnh vực dịch vụ cung ứng, quản lý và vận hành các phương tiện chứa, xuất và xử lý dầu thô, PTSC tiếp tục quản lý và khai thác an toàn hiệu quả FPSO Ruby II cho Petronas, FSO cho Bien Dong POC và FPSO cho Lam Son JOC, đảm bảo thời gian làm việc liên tục trên 99%. Đồng thời, cung cấp nhân sự vận hành cho FSO Orkid, Thái Bình VN, MV12, từng bước tăng tỷ trọng cung cấp nhân sự vận hành và dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa tàu; chuẩn bị nguồn lực để tham gia thực hiện các dự án cung cấp FSO Hàm Rồng, FPSO Cá Rồng Đỏ…

Đồng thời, PTSC sẽ tập trung đẩy mạnh cung cấp dịch vụ ra nước ngoài, tập trung vào thị trường Ấn Độ, Myanmar, Brunei, Malaysia, Australia…; đẩy mạnh hợp tác với các nhà sản xuất lớn trên thế giới, nghiên cứu phát triển các loại hình dịch vụ khả thi, xúc tiến thương mại, bảo dưỡng, sửa chữa trên bờ, trên biển. Đặc biệt, PTSC tiếp tục tiết giảm chi phí sản xuất; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ mới… nhằm nâng cao năng suất lao động, khả năng cung ứng và năng lực cạnh tranh về giá cả, chất lượng dịch vụ.

**Hồng Minh**

*FPSO Rubby II. Ảnh: PTSC*




# PV Drilling
## CHỦ ĐỘNG TÌM KIẾM CÁC HỢP ĐỒNG DỊCH VỤ MỚI

***Trong bối cảnh giá dầu thế giới giảm sâu, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) tập trung phát triển dịch vụ cung cấp giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật khoan dầu khí, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, tối ưu hóa chi phí để nâng cao chất lượng sản phẩm dịch vụ. Lần thứ 3 được World Finance bình chọn là "Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất châu Á" tiếp tục khẳng định chất lượng dịch vụ của PV Drilling tại thị trường trong nước và khu vực.***

Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Ảnh: Keppel FELS

**Trung bình hằng năm, PV Drilling có 10 sáng kiến, hợp lý hóa sản xuất, 3 dự án mua sắm, đổi mới công nghệ và 1 - 2 sản phẩm từ kết quả của các dự án nghiên cứu khoa học công nghệ được áp dụng vào thực tiễn, ước tính làm lợi 2 - 3 triệu USD/năm.**

Năm 2015, giá dầu giảm sâu xuống mức thấp kỷ lục trong 11 năm qua dẫn đến các công ty/nhà thầu dầu khí dừng/giãn kế hoạch khoan, giá thuê giàn giảm 20 - 35% so với năm 2014; việc phát triển dịch vụ ra nước ngoài gặp phải sự cạnh tranh của các công ty đa quốc gia và nội địa, vướng rào cản về bảo hộ mậu dịch, thương mại, thuế quan… gây khó khăn cho PV Drilling trong việc giữ vững thị phần và tìm kiếm các hợp đồng dịch vụ mới. Trong bối cảnh đó, PV Drilling đã nghiên cứu và bám sát thị trường khoan trong khu vực và quốc tế; tăng cường kiểm soát ngân sách, triển khai các hợp đồng cung cấp dịch vụ khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan đã ký kết, chủ động tìm kiếm các hợp đồng mới. Tổng công ty đã tập trung phát triển dịch vụ cung cấp giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật khoan dầu khí, được World Finance trao tặng Giải thưởng "Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất châu Á năm 2015". Sự kiện này khẳng định vị thế, chất lượng dịch vụ do PV Drilling cung cấp tại thị trường trong nước và khu vực.

Do yêu cầu cắt giảm giá thuê giàn từ 10 - 15%, PV Drilling đã tập trung triển khai các giải pháp tối ưu hóa chi phí, phát huy nội lực, gia tăng cung cấp các dịch vụ cho Tổng công ty tự thực hiện, cải tiến hợp lý hóa sản xuất... để ứng phó và vượt qua giai đoạn khó khăn, tiếp tục duy trì sự phát triển ổn định.

Kết quả năm 2015, PV Drilling đạt doanh thu 14.400 tỷ đồng (vượt 4,4% kế hoạch năm), lợi nhuận hợp nhất sau thuế đạt 1.650 tỷ đồng (vượt 10% kế hoạch năm), tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt 13,3%/năm. Trong giai đoạn 2011 - 2015, tổng doanh thu hợp nhất của PV Drilling đạt 72,6 nghìn tỷ đồng (vượt 18,1% kế hoạch, bằng 353% so với thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010), tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt trung bình 20%/năm.

Sau 14 năm xây dựng và phát triển, PV Drilling đã có diện mạo, tầm vóc mới với các đơn vị thành viên hoạt động ở các dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan, kéo thả thiết bị trong giếng, thử vỉa dầu khí, cung cấp chuyên gia địa chất, dịch vụ khoan dầu khí nước sâu tại vùng biển Việt Nam và khu vực… Điều đó được minh chứng cụ thể khi tốc độ tăng trưởng doanh thu, lợi nhuận của Tổng công ty luôn được duy trì ở mức cao. So với thời điểm mới thành lập (năm 2002), doanh thu của PV Drilling đã tăng gần 60 lần, lợi nhuận sau thuế tăng 151 lần và nộp ngân sách Nhà nước tăng 97 lần. Đến nay, tổng tài sản của PV Drilling đạt trên 1,2 tỷ USD (tương đương gần 27.000 tỷ đồng) với 6 giàn khoan sở hữu, đồng thời quản lý, điều hành các giàn khoan thuê ngoài cung ứng cho thị trường dịch vụ khoan và tăng hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh.

Dự báo trong năm 2016, giá thuê giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan còn tiếp tục giảm sâu, các công ty/nhà thầu dầu khí dừng/cắt giảm chương trình khoan… PV Drilling đặt mục tiêu doanh thu đạt 7.500 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 640 tỷ đồng. Trên cơ sở đó, PV Drilling tiếp tục mở rộng thị trường trong và ngoài nước, đảm bảo chất lượng dịch vụ và hoạt động an toàn cho các giàn khoan, đẩy mạnh nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ để tăng năng suất lao động, giảm chi phí đầu tư. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục nâng cao hiệu quả công tác quản trị doanh nghiệp trên nền tảng xây dựng hoàn thiện ERP Orace giai đoạn 3, xây dựng hệ thống quản trị tài sản các giàn khoan… để đưa PV Drilling phát triển bền vững.

**Anh Ngọc**

# DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH TRONG NĂM 2015

***Trong năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 59 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng Xét duyệt Nghiệm thu cấp Tập đoàn nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 31/12/2015. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.***

| TT | Đề tài, nhiệm vụ | Chủ nhiệm | Đơn vị chủ trì | Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu | Biên bản họp nghiệm thu |
|---|---|---|---|---|---|
| **I** | **LĨNH VỰC TÌM KIẾM THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ** | | | | |
| 1 | Nghiên cứu, xác định các họ dầu/condensate phát hiện tại bể trầm tích Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam trên cơ sở tài liệu cập nhật đến 30/6/2013 | Phan Văn Thắng | VPI/ VPI-Labs | PAC | 060/BB-DKVN 6/1/2015 |
| 2 | Đánh giá triển vọng dầu khí các Lô 06/94 và 07/11 thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn | Lê Chi Mai | VPI/EPC | PAC | 061/BB-DKVN 6/1/2015 |
| 3 | Nghiên cứu phân bố và đặc điểm của trầm tích carbonate tuổi Miocene bể Nam Côn Sơn và khả năng chứa dầu khí của chúng | Ngô Kiều Oanh | VPI/EPC | PAC | 405/BB-DKVN 20/1/2015 |
| 4 | Đánh giá khai thác các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh do Biển Đông POC điều hành | Nguyễn Minh Quý | VPI/EPC | PAC | 753/BB-DKVN 2/2/2015 |
| 5 | Nghiên cứu, đánh giá khả năng bơm ép polymer cho tầng Miocene hạ mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu | Phạm Trường Giang | VPI/EPC | PAC | 3883/BB-DKVN 12/6/2015 |
| 6 | Hướng dẫn thực hiện công tác phát triển mỏ dầu khí | Vũ Mạnh Hào<br>Lê Vũ Quân | VPI/EPC | PAC | 3883/BB-DKVN 12/6/2015 |
| 7 | Nghiên cứu, đánh giá và tối ưu mô hình địa chất, mô hình khai thác mỏ Bắc Purov - Liên bang Nga | Nguyễn Minh Quý | VPI/EPC | PAC | 5331/BB-DKVN 5/8/2015 |
| 8 | Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh do Biển Đông POC điều hành | Đinh Đức Huy | VPI/EPC | PAC | 5691/BB-DKVN 19/8/2015 |
| 9 | Thành phần vật chất hữu cơ và khả năng sinh hydrocarbon của than và sét than Oligocene và Miocene dưới khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn | Lê Hoài Nga | VPI/EPC | PAC | 5862/BB-DKVN 25/8/2015 |
| 10 | Đánh giá triển vọng dầu khí Lô 15-2/10 và 16-1/11 thuộc bể trầm tích Cửu Long | Nguyễn Quang Tuấn | VPI/EPC | PAC | 5864/BB-DKVN 25/8/2015 |
| 11 | Nghiên cứu và đề xuất cơ chế chính sách cho việc phát triển mỏ cận biên ở Việt Nam | Phạm Kiều Quang | VPI/EMC | PAC | 6214/BB-DKVN 9/9/2015 |
| 12 | Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí tại dự án Nhenhetxky Liên bang Nga | Lê Thế Hùng | VPI/EPC | PAC | 7149/BB-DKVN 14/10/2015 |
| 13 | Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành tại Việt Nam | Nguyễn Minh Quý | VPI/EPC | PAC | 7151/BB-DKVN 14/10/2015 |
| 14 | Nghiên cứu đặc điểm trầm tích và đánh giá chất lượng đá chứa carbonate tuổi Miocene khu vực Phú Khánh | Lê Hải An<br>Trịnh Xuân Cường | Đại học Mỏ Địa chất | PAC | 8887/BB-DKVN 21/12/2015 |
| 15 | Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác định các dấu hiệu tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam | Trịnh Xuân Cường | VPI/EPC | PAC | 8968/BB-DKVN 22/12/2015 |

| TT | Đề tài, nhiệm vụ | Chủ nhiệm | Đơn vị chủ trì | Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu | Biên bản họp nghiệm thu |
|---|---|---|---|---|---|
| 16 | Nghiên cứu chế tạo dung dịch khoan chứa hạt nano graphene oxide (GO) để cải thiện tính chất giảm thải nước cho khoan mở vỉa các giếng khoan nhiệt độ cao | Nguyễn Thị Thu Hiền | VPI/CTAT | PAC | 8993/BB-DKVN 23/12/2015 |
| 17 | Nghiên cứu chế tạo hệ gel polymer sử dụng cho đóng giếng tạm thời trong công tác sửa chữa giếng khai thác có áp suất thấp không ổn định | Tạ Quang Minh | VPI/CTAT | PAC | 8993/BB-DKVN 23/12/2015 |
| 18 | Nghiên cứu chế tạo 2 hệ hóa phẩm chuyên dụng áp dụng trong hủy giếng và treo giếng khoan trên cơ sở vật liệu sét biến tính và vật liệu kết dính vô cơ | Nguyễn Văn Ngọ<br>Lê Văn Công | DMC | PAC | 8994/BB-DKVN 23/12/2015 |
| 19 | Xây dựng Atlas địa tầng bể Cửu Long | Bùi Thị Ngọc Phương | VPI/ VPI-Labs | PAC | 050/BB-DKVN 5/1/2016 |
| **II** | **LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ** | | | | |
| 1 | Nghiên cứu ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt để nâng cao hiệu suất thu hồi dầu vỉa cát kết Miocene mỏ Bạch Hổ | Nguyễn Quỳnh Anh | VPI/CTAT | PAC | 495/BB-DKVN 22/1/2015 |
| 2 | Lựa chọn công nghệ xử lý sẵn tươi tích hợp vào dây chuyền sản xuất bio-ethanol tại các nhà máy sản xuất bio-ethanol có phần góp vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam | Nguyễn Đình Việt | VPI/PVPro | PAC | 495/BB-DKVN 22/1/2015 |
| 3 | NVTX: Phân tích đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Sư Tử Trắng (condensate thương mại) nhằm bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam | Nguyễn Bá Khoa | VPI/PVPro | PAC | 495/BB-DKVN 22/1/2015 |
| 4 | Đánh giá mức độ ảnh hưởng của các tạp chất kim loại Fe, Ca và Na trong dầu thô đến hiệu quả hoạt động của phân xưởng RFCC tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất | Nguyễn Hữu Lương | VPI/PVPro | PAC | 3675/BB-DKVN 4/6/2015 |
| 5 | So sánh, đánh giá và đề xuất phương án công nghệ loại bỏ $H_2S$ trong khí từ mỏ Cá Voi Xanh | Trần Vĩnh Lộc | VPI/PVPro | PAC | 3675/BB-DKVN 4/6/2015 |
| 6 | NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc (dầu thô, khí) và mỏ Hải Sư Đen (dầu thô) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam | Nguyễn Thị Anh Thư | VPI/PVPro | PAC | 3675/BB-DKVN 4/6/2015 |
| 7 | NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Lan Đỏ (khí, condensate), mỏ Đại Hùng 02 và Thỏ Trắng (khí) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam | Nguyễn Xuân Hợp | VPI/PVPro | PAC | 3675/BB-DKVN 4/6/2015 |
| 8 | Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam | Trần Nam Thanh | VPI/PVPro | PAC | 4412/BB-DKVN 1/7/2015 |
| 9 | Nghiên cứu chế tạo các hệ hóa phẩm phù hợp để xử lý làm sạch nhanh và hiệu quả lắng cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của nhà máy lọc dầu | Lê Quang Hưng | VPI/CTAT | PAC | 5044/BB-DKVN 25/7/2015 |
| 10 | Xây dựng sổ tay hướng dẫn lựa chọn thông số chất lượng khí đầu vào hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển và Sổ tay hướng dẫn lựa chọn thông số chất lượng khí thương phẩm cung cấp cho các hộ tiêu thụ điện, đạm, công nghiệp | Đoàn Thành Đạt<br>Vũ Trịnh Như Ý | VPI/CTAT/PVPro | PAC | 5044/BB-DKVN 25/7/2015 |
| 11 | Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ và sản xuất thử nghiệm hệ hóa phẩm phá nhũ (Deoiler) để xử lý nước thải nhiễm dầu trong công nghiệp khai thác dầu khí | Nguyễn Thị Vân Anh | VPI/CTAT | PAC | 6024/BB-DKVN 31/8/2015 |
| 12 | Chế tạo sản phẩm anode hy sinh nhôm và tiến hành kiểm định chất lượng quốc tế | Phan Công Thành | VPI/CTAT | PAC | 6024/BB-DKVN 31/8/2015 |
| 13 | Nghiên cứu công nghệ điện hóa chống bám cặn và chống ăn mòn bên trong cho hệ thống đường ống dẫn nước làm mát trong các công trình chế biến dầu khí của PVN | Nguyễn Thị Lê Hiền | VPI/CTAT | PAC | 7644/BB-DKVN 2/11/2015 |

| TT | Đề tài, nhiệm vụ | Chủ nhiệm | Đơn vị chủ trì | Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu | Biên bản họp nghiệm thu |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | Khảo sát, đánh giá hiện trạng ăn mòn Nhà máy sản xuất xơ sợi Đình Vũ | Đặng Thế Tụng | VPI/CTAT | PAC | 7644/BB-DKVN 2/11/2015 |
| 15 | Nghiên cứu phương án tiêu thụ ethanol của các nhà máy nhiên liệu sinh học làm chất đốt dân dụng và công nghiệp | Phạm Tiến Dũng | PV OIL | PAC | 7962/BB-DKVN 13/11/2015 |
| 16 | Nâng cao hiệu quả của các thiết bị sử dụng nhiệt nhằm tiết kiệm năng lượng cho các nhà máy lọc hóa dầu của PVN. Giai đoạn 1: Áp dụng cho các lò đốt của phân xưởng NHT, CCR, LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, lò hơi phụ trợ của Nhà máy Đạm Cà Mau, lò hơi phụ trợ của Nhà máy Đạm Phú Mỹ | Lê Hồng Nguyên | VPI/PVPro | PAC | 8250/BB-DKVN 24/11/2015 |
| 17 | Xây dựng chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí đến năm 2025, tầm nhìn đến 2035 | Phan Gia Tiểu Cầm | VPI/PVPro | PAC | 8436/BB-DKVN 1/12/2015 |
| 18 | Nghiên cứu khả năng tối ưu hóa trong quá trình sản xuất của Nhà máy sản xuất xơ sợi Đình Vũ | Nguyễn Thanh Sang | VPI/PVPro | PAC | 8554/BB-DKVN 7/12/2015 |
| **III** | **LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG** | | | | |
| 1 | Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Ngãi | Thái Cẩm Tú | VPI/CPSE | PAC | 320/BB-DKVN 15/1/2015 |
| 2 | Rà soát cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và kế hoạch ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí | Phùng Đình Liểu | VPI/CPSE | PAC | 320/BB-DKVN 15/1/2015 |
| **IV** | **LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ** | | | | |
| 1 | Xây dựng cơ sở dữ liệu danh mục các tiêu chuẩn và phần mềm hiện có tại các đơn vị, các Ban quản lý dự án của Tập đoàn | Hoàng Mạnh Anh | VPI/EMC | PAC | 406/BB-DKVN 20/1/2015 |
| 2 | Nghiên cứu xây dựng tiêu chuẩn bổ nhiệm, miễn nhiệm, tiêu chí đánh giá, chính sách đãi ngộ và xử lý trách nhiệm đối với người đại diện của PVN tại doanh nghiệp khác | Phạm Thị Thanh Tuyền | VPI/EMC | PAC | 467/BB-DKVN 22/1/2015 |
| 3 | Nghiên cứu hoàn thiện phương pháp xây dựng giá thành sản phẩm và đề xuất một số giải pháp giảm giá thành sản phẩm cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất | Đặng Thị Thùy Dung | VPI/EMC | PAC | 621/BB-DKVN 27/1/2015 |
| 4 | Nghiên cứu đề xuất cơ chế chính sách phát triển thị trường khí tại Việt Nam giai đoạn đến 2020, tầm nhìn 2030 | Nguyễn Thị Thanh Lê | VPI/EMC | PAC | 4235/BB-DKVN 25/6/2015 |
| 5 | Xây dựng phương án giá khí, công thức giá khí và mô hình kinh doanh thương mại khí của dự án Cá Voi Xanh | Nguyễn Thị Thanh Lê | VPI/EMC | PAC | 6037/BB-DKVN 1/9/2015 |
| 6 | Tổng hợp và cập nhật kết quả sản xuất kinh doanh của một số công ty dầu khí nước ngoài và so sánh với PVN | Nguyễn Thị Lan Anh | VPI/EMC | PAC | 6195/BB-DKVN 8/9/2015 |
| 7 | Xây dựng mới và vận hành website thông tin thị trường sản phẩm dầu khí; Xây dựng báo cáo phân tích dự báo thị trường cho một số sản phẩm dầu khí cốt lõi | Đoàn Tiến Quyết | VPI/EMC | PAC | 6820/BB-DKVN 1/10/2015 |
| 8 | Phân tích, dự báo các chỉ tiêu về hiệu quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do ảnh hưởng của đầu tư và giá dầu thô giai đoạn 2015 - 2020 | Nguyễn Thu Hà | VPI/EMC | PAC | 6988/BB-DKVN 8/10/2015 |
| 9 | Nghiên cứu đề xuất định hướng phát triển và giải pháp nâng cao năng lực công tác dự báo thị trường tại PVN | Lê Ngọc Anh | VPI/EMC | PAC | 8128/BB-DKVN 19/11/2015 |
| **V** | **LĨNH VỰC ĐIỆN** | | | | |
| 1 | Nghiên cứu xây dựng Quy chế quản lý hoạt động sản xuất kinh doanh điện năng và bảo dưỡng sửa chữa đối với các nhà máy điện thuộc PVN/PVPower | Hoàng Thị Phượng | VPI/EMC | PAC | 9108/BB-DKVN 28/12/2015 |

| TT | Đề tài, nhiệm vụ | Chủ nhiệm | Đơn vị chủ trì | Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu | Biên bản họp nghiệm thu |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | Nghiên cứu, đề xuất giải pháp nâng cao an toàn đập, hồ chứa và khai thác hiệu quả hồ chứa các nhà máy thủy điện của PVN trong điều kiện thị trường điện cạnh tranh | Trần Ngọc Dũng | VPI/CTAT | PAC | 6042/BB-DKVN 1/9/2015 |
| 3 | Nghiên cứu, đánh giá hiện trạng và đề xuất giải pháp chống ăn mòn cho một số nhà máy điện điển hình của PVN | Phạm Vũ Dũng | VPI/CTAT | PAC | 6042/BB-DKVN 1/9/2015 |
| 4 | Nghiên cứu, khảo sát đánh giá các yếu tố kỹ thuật/công nghệ và đề xuất một số giải pháp cho nhà máy nhiệt điện sử dụng có hiệu quả nhiên liệu khí có hàm lượng $CO_2$ cao nhiệt trị thấp | Võ Hồng Thái | VPI/CTAT | PAC | 6042/BB-DKVN 1/9/2015 |
| **VI** | **LĨNH VỰC KHÁC** | | | | |
| 1 | Thống kê, phân loại, xác định độ mật của hồ sơ, tài liệu; Đóng dấu cấp độ mật cho hồ sơ, tài liệu đang lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí | Lê Anh Tuấn | VPI/PAC | PAC | 294/BB-DKVN 15/1/2015 |
| 2 | Nghiên cứu soạn thảo Quy chế Giải thưởng về Khoa học Công nghệ Ngành Dầu khí | Ngô Thường San | VPA | PAC | 2734/BB-DKVN 27/4/2015 |
| 3 | Tổng kết kinh nghiệm xử lý nền đất yếu và đề xuất giải pháp hiệu quả xử lý nền trong xây dựng công trình dầu khí | Phạm Quyết Thắng, Viện KHCN Xây dựng | Ban Xây dựng PVN | PAC | 3876/BB-DKVN 12/6/2015 |
| 4 | Nghiên cứu khả năng xây dựng Nhà máy sản xuất LNG quy mô nhỏ tại Cà Mau | Trần Mai Khôi | VPI/CTAT | PAC | 5972/BB-DKVN 28/8/2015 |
| 5 | Đánh giá sơ bộ và đề xuất địa điểm xây dựng cụm Khí - Điện tại miền Trung sử dụng khí thiên nhiên từ mỏ Cá Voi Xanh | Võ Hồng Thái | VPI/CTAT | PAC | 5972/BB-DKVN 28/8/2015 |
| 6 | Đánh giá chất lượng xăng E5 trong quá trình vận chuyển bằng đường thủy từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đến kho chứa tiếp nhận (Đình Vũ, Hải Phòng) | Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ | VPI/PVPro | PAC | 9075/BB-DKVN 28/12/2015 |
| 7 | Hoàn chỉnh cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn, động đất tại thềm lục địa Việt Nam và phát triển ứng dụng cho hoạt động sản xuất trên biển của ngành Dầu khí | Lê Phước Hảo | PVU | PAC | 029/BB-DKVN 4/1/2016 |

**Phạm Văn Huy** *(giới thiệu)*

***Ghi chú:***

*VPI:* *Viện Dầu khí Việt Nam*
*PAC:* *Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)*
*EPC:* *Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)*
*CTAT:* *Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)*
*EMC:* *Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)*
*CPSE:* *Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)*
*PVPro:* *Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)*
*VPI-Labs:* *Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)*
*VPA:* *Hội Dầu khí Việt Nam*
*PVU:* *Trường Đại học Dầu khí Việt Nam*
*PV OIL:* *Tổng công ty Dầu Việt Nam*