

Dầu Khí



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

SỐ 2 - 2013

ISSN-0866-854X



PETROVIETNAM TẬP TRUNG TRIỂN KHAI
Chương trình hành động năm 2013

Xuất bản hàng tháng
Số 2 - 2013

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

CN. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

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

Tel: (+84-4) 37727108. Fax: (+84-4) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

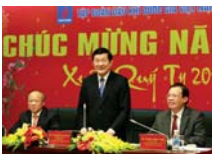
Ảnh bìa: TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác thăm mỏ
Tê Giác Trắng. Ảnh: PVN



TIÊU ĐIỂM

TIÊU ĐIỂM
**Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:
Là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế**

Sáng 7/2/2013, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã đến thăm và chúc Tết tập thể cán bộ, công nhân viên, người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Chúc và với những khấn nguyện, thành tích của Ngành Dầu khí Việt Nam trước sự phát triển chung của đất nước và mong muốn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu để đạt trình độ quốc tế - quốc gia tốt nhất, có tốc độ phát triển nhanh nhất, đạt hiệu quả kinh tế cao nhất, để xứng đáng là công nhân viên tốt nhất, xây dựng nội bộ tốt nhất, là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế và phát triển nhanh nhất của Tập đoàn Dầu khí mạnh nhất trong khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2013 - 2020.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chúc Tết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN

Đạt phát triển nhanh của ngành lọc dầu

Báo cáo với Chủ tịch nước, TSKH, Phùng Đình Thực, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Với việc chuyển đổi mô hình hoạt động từ công ty Nhà nước sang mô hình tập đoàn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và phát triển, tăng bước trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng của đất nước, hoàn thành cơ bản mục tiêu tổng quát là xây dựng hoàn chỉnh, đồng bộ Ngành Dầu khí Việt Nam. Tập đoàn liên tục đạt kết quả cao trong hoạt động sản xuất kinh doanh, đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bảo toàn và phát triển vốn tốt, về vốn chủ sở hữu hiện có trên 300 nghìn tỷ đồng, quy mô tài sản gần 700 nghìn tỷ đồng, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển trong giai đoạn tiếp theo.

Tập đoàn đã hoàn thành và đưa vào vận hành nhiều dự án trọng điểm, đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, phát triển công nghiệp lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện. Dịch vụ dầu khí phát triển vượt bậc, trong đó phát triển mạnh dịch vụ kỹ thuật cao như địa chấn, khoan dầu khí, có khả năng vận chuyển các giàn khoan, giàn khai thác mà trước đây phải thuê của nước ngoài. Đặc biệt, song song

với việc đầu tư phát triển trong nước, Tập đoàn tích cực tìm kiếm mở rộng đầu tư ra nước ngoài, mang lại kết quả hoạt động rất đáng khích lệ với tổng trị bằng dầu khí ở nước ngoài đạt 170 triệu tấn dầu quy đổi. Năm 2012, Tập đoàn đã khai thác 1,1 triệu tấn dầu ở nước ngoài, mang lại lợi nhuận 160 triệu USD. Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: "Nếu nước này được thu của Tập đoàn chủ yếu từ nguồn dầu thô thì đến nay được xây dựng thành 3 trụ cột dầu thô, các sản phẩm công nghiệp lọc, điện, đạm, lọc hóa dầu và dịch vụ dầu khí tạo cơ sở vững chắc để Tập đoàn phát triển ở bên".

Báo cáo với Chủ tịch nước kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong năm 2012 và kế hoạch năm 2013, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Tiến bộ ngoạn mục các công trình dầu khí không dừng, không nghỉ, vẫn đang tiếp tục tiến khai triển tại cả các lĩnh vực, các khu vực từ trên đất liền đến ngoài khơi, từ trong nước đến nước ngoài, đến bảo cho việc triển khai hoạt động năm 2013. Tháng 1/2013, Tập đoàn đã hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu. Trong bối cảnh tình hình kinh tế trong và ngoài nước vẫn còn nhiều khó khăn, Tập đoàn được giao nhiệm vụ năm 2013 tăng năng suất sản xuất từ 32 - 40 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 16 triệu tấn dầu thô và 9,2 tỷ m³ khí sản

TIÊU ĐIỂM
**ĐẨY MẠNH HỢP TÁC QUỐC TẾ
TRONG LĨNH VỰC
THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ**

Vũ Đình Đại
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Vững vàng vượt qua thách thức khu vực kinh tế toàn cầu, các dự án dầu khí ngày càng khắt khe, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành kế hoạch giá tăng từ trung đầu khí với 48 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 26,08 triệu tấn dầu quy đổi. Chỉ tính năm 2012 là năm đầu tiên sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài của Petrovietnam đạt trên 1 triệu tấn. Điều này đã khẳng định bước đi đúng đắn, hiệu quả của Petrovietnam trong việc đẩy mạnh hợp tác quốc tế phát triển lĩnh vực dầu khí.



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng (bên phải) tiếp xúc với các đại diện của Petrovietnam và ENI. Ảnh: PVN

Từ khi qua nhà kỹ sư xây dựng và phát triển, Ngành Dầu khí Việt Nam đã lớn mạnh và trưởng thành từ phạm vi hoạt động ban đầu là tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam đến nay đã xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, hiện đại và đồng bộ, đáp ứng yêu cầu phát triển nhanh của đất nước. Có thể nói mọi công trình, hoạt động dầu khí đều mang đậm dấu ấn của hợp tác quốc tế bên với Ngành Dầu khí Việt Nam, muốn phát triển nhanh phải hợp tác sâu rộng, đa dạng hóa các mối quan hệ quốc tế chuyên học hỏi kinh nghiệm của bạn bè thế giới để có những bước đi nhanh và vững chắc hơn trong tương lai.

Y thức được điều này, đơn vị lãnh đạo của Đảng và Chính phủ đã chỉ đạo và khuyến khích, thúc đẩy mạnh mẽ hợp tác quốc tế, phát huy sức mạnh tổng hợp để phát triển ổn định và bền vững. Với tầm nhìn chiến lược, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã đặt mục tiêu phát triển ngành công nghiệp dầu khí của đất

nước đặt tầm cỡ quốc tế. Sau khi đi thăm các mỏ dầu của Azerbaijan (1957), Azerbaijan (1959), người đã đặt nền móng cho sự hợp tác giữa Việt Nam và Azerbaijan, xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh. Năm 1975, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết 244-NQ/TW về việc triển khai thăm dò dầu khí trên cả nước, trong đó xác định "nhiệm vụ phát triển nhanh chóng và vững chắc ngành dầu - khí phải có chính sách hợp tác rộng rãi với bên ngoài".

Theo định nghĩa của Chính phủ Việt Nam, Chính phủ Liên Xô đã cử các chuyên gia có kinh nghiệm sang Việt Nam vào ngành của khai thác, điện, gas trong ngành dầu khí, vào giúp đỡ trong công tác đào tạo cán bộ. Đại diện Xi nghiệp Liên doanh Việt - Xô (nay là Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") là một dấu hiệu rõ nét nhất của quan hệ hợp tác quốc tế đặc biệt giữa Việt Nam và Liên Xô nước đầu và Liên bang Nga ngày nay. Ngày 26/6/1986, lần đầu tiên được khai thác từ mỏ

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

NĂNG LƯỢNG MỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

- 14 ♦ Xây dựng mô hình số thủy động của các thân dầu trong đá móng nứt nẻ
- 21 ♦ Những đặc điểm chính biến đổi thứ sinh các đá chứa trầm tích Oligocen bể Cửu Long
- 29 ♦ Nghiên cứu phương pháp phân biệt các loại dầu thô trên cơ sở phân tích dấu vân sắc ký của 24 cặp pic các hydrocarbon từ nC₈ - nC₂₂ và ứng dụng vào phân biệt các cấu tạo mới của Vietsovpetro
- 34 ♦ Chiết xuất và nghiên cứu hoạt tính ức chế quá trình polymer hóa của các hợp chất dạng phenol từ lá chè xanh
- 42 ♦ Nguyên lý công nghệ của giàn khai thác và xử lý gas-condensate
- 52 ♦ Phương pháp lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác trong công nghiệp dầu khí
- 61 ♦ Những công nghệ năng lượng mới trong tương lai
- 64 ♦ Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng giữa Brunei - Việt Nam
- 68 ♦ Thử áp thành công Lò hơi số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1
- 69 ♦ Statoil sẽ bắt đầu khai thác dầu tại mỏ Mariner vào năm 2017
- 70 ♦ Xây dựng tuyến đường ống dẫn khí đốt ngầm dưới biển sâu dài nhất thế giới
- 76 ♦ Nghiên cứu và đưa vào áp dụng hệ dung dịch Polymer ít sét và hệ ức chế phèn nhôm Kali trên cơ sở ứng dụng các hóa phẩm tồn đọng để khai an các địa tầng Miocen và Oligocen

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ The Vietnam National Oil and Gas Group to be the strongest pillar of the economy
- 7 ♦ Petrovietnam focuses on implementation of the 2013 Action Programme
- 10 ♦ Strengthening international co-operation in the field of oil and gas exploration and production

SCIENTIFIC RESEARCH

- 14 ♦ Hydrodynamic modelling for fractured basement reservoirs
- 21 ♦ The diagenetic characteristics of Oligocene reservoirs in Cuu Long basin
- 29 ♦ A study on method to identify types of crude oils based on chromatographic fingerprint analysis of 24 pairs of peaks of hydrocarbons from nC_8 - nC_{22} and its application to distinguishing new oil structures of Vietsovetro
- 34 ♦ Extracting polyphenol compounds from green tea leaves and studying their inhibitory activity on the polymerisation process
- 42 ♦ The technological principles of gas-condensate production and processing platforms
- 52 ♦ Methods to select produced water treatment technologies in oil and gas industry

NEW ENERGY

- 61 ♦ New energy technologies in the future

NEWS

- 64 ♦ Brunei - Vietnam co-operation in the field of energy to be boosted
- 68 ♦ Successful pressure test for Boiler no. 1 of Vung Ang 1 Thermal Power Plant
- 69 ♦ Statoil to begin oil production in Mariner field from 2017
- 70 ♦ The world's longest subsea gas pipeline to be constructed



Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế

Sáng 7/2/2013, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã đến thăm và chúc Tết tập thể cán bộ, công nhân viên, người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Chia sẻ với những khó khăn, thách thức của Ngành Dầu khí Việt Nam trước quy mô tính chất công việc ngày càng thay đổi, sức cạnh tranh ngày càng lớn, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chúc và mong muốn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu để đạt trình độ quản trị - quản lý tốt nhất, có tốc độ phát triển nhanh nhất, đạt hiệu quả kinh tế cao nhất, đời sống cán bộ công nhân viên tốt nhất, xây dựng nội bộ tốt nhất, là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế và phát triển ngang tầm với các tập đoàn dầu khí mạnh nhất trong khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2013 - 2020.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chúc Tết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: CTV

Để phát triển nhanh cần nguồn lực rất lớn

Báo cáo với Chủ tịch nước, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Với việc chuyển đổi mô hình hoạt động từ tổng công ty Nhà nước sang mô hình tập đoàn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và phát triển, từng bước trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng của đất nước, hoàn thành cơ bản mục tiêu tổng quát là xây dựng hoàn chỉnh, đồng bộ Ngành Dầu khí Việt Nam. Tập đoàn liên tục đạt kết quả cao trong hoạt động sản xuất kinh doanh, đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bảo toàn và phát triển vốn tốt, với vốn chủ sở hữu hiện có trên 300 nghìn tỷ đồng, quy mô tài sản gần 700 nghìn tỷ đồng, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển trong giai đoạn tiếp theo.

Tập đoàn đã hoàn thành và đưa vào vận hành nhiều dự án trọng điểm, đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, phát triển công nghiệp lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện. Dịch vụ dầu khí phát triển vượt bậc, trong đó phát triển mạnh dịch vụ kỹ thuật cao như: địa chấn, khoan dầu khí, cơ khí chế tạo xây lắp các giàn khoan, giàn khai thác mà trước đây phải thuê của nước ngoài. Đặc biệt, song song

với việc đầu tư phát triển trong nước, Tập đoàn tích cực tìm kiếm mở rộng đầu tư ra nước ngoài, mang lại kết quả bước đầu rất đáng khích lệ với tổng trữ lượng dầu khí ở nước ngoài đạt 170 triệu tấn dầu quy đổi. Năm 2012, Tập đoàn đã khai thác 1,1 triệu tấn dầu ở nước ngoài, mang lại lợi nhuận 160 triệu USD. Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: "Nếu trước đây doanh thu của Tập đoàn chủ yếu từ nguồn dầu thô thì đến nay được xây dựng trên 3 trụ cột: dầu thô, các sản phẩm công nghiệp (khí, điện, đạm, lọc hóa dầu) và dịch vụ dầu khí tạo cơ sở vững chắc để Tập đoàn phát triển đi lên".

Báo cáo với Chủ tịch nước kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong năm 2012 và kế hoạch năm 2013, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: "Đến ngày hôm nay, các công trình dầu khí không dừng, không nghỉ, vẫn đang tiếp tục triển khai trên tất cả các lĩnh vực, các khu vực từ trên đất liền đến ngoài biển, từ trong nước đến nước ngoài, đảm bảo cho việc triển khai hoạt động năm 2013". Tháng 1/2013, Tập đoàn đã hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu. Trong bối cảnh tình hình kinh tế trong và ngoài nước vẫn còn nhiều khó khăn, Tập đoàn được giao nhiệm vụ năm 2013 nặng nề hơn: gia tăng trữ lượng 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 16 triệu tấn dầu thô và 9,2 tỷ m³ khí;



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chụp ảnh lưu niệm cùng cán bộ, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam qua các thời kỳ. Ảnh: CTV

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chúc và mong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu để đạt được:

1. Trình độ quản trị - quản lý tốt nhất;
2. Tốc độ phát triển nhanh nhất;
3. Hiệu quả kinh tế cao nhất;
4. Là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế;
5. Đời sống cán bộ công nhân viên tốt nhất;
6. Xây dựng nội bộ tốt nhất;
7. Phát triển ngang tầm với các tập đoàn dầu khí mạnh nhất trong khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2013 - 2020.

sản xuất 13,85 tỷ kWh điện, 1,52 triệu tấn đạm, 5,67 triệu tấn xăng dầu các loại. Theo Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu, Tập đoàn sẽ triển khai tích cực Đề án tái cơ cấu giai đoạn 2012 - 2015 do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, đây là nhiệm vụ rất quan trọng trong mục tiêu chung là tái cơ cấu các tập đoàn kinh tế Nhà nước. Đặc biệt, Tập đoàn sẽ tích cực đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, kể cả các khu vực nước sâu, xa bờ, góp phần quan trọng bảo vệ chủ quyền biên giới Quốc gia trên biển. Bên cạnh đó, đẩy mạnh các chương trình an sinh xã hội, triển khai các phong trào thi đua, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật đi đôi với thực hành tiết kiệm, phấn đấu "Về đích trước" kế hoạch năm 2013.

Phát triển ngang tầm với các tập đoàn dầu khí mạnh nhất trong khu vực

Ghi nhận sự phát triển vượt bậc và đóng góp quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam đối với nền kinh tế đất nước, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang khẳng định: "Đảng và Nhà nước ghi nhận sự đóng góp to lớn, quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong xây dựng và phát triển kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia".

Chủ tịch nước đánh giá: vừa là đơn vị làm kinh tế chủ chốt của đất nước, vừa có vai trò trong việc bảo vệ quốc phòng an ninh, bảo vệ chủ quyền biển đảo của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực sự là nòng cốt của kinh tế đất nước, tạo điều kiện cho các ngành khác cùng phát triển. Chủ tịch nước nhấn mạnh, tình hình kinh tế thế giới cũng như trong nước sẽ còn nhiều khó khăn, sự cạnh tranh trong lĩnh vực dầu khí ngày càng gay gắt, Ngành Dầu khí Việt Nam phải nỗ lực vươn lên hoàn thành tốt các nhiệm vụ trong năm mới.

Bước sang năm 2013 với hoàn cảnh, thời cơ và thách thức mới, Chủ tịch nước cho rằng Petrovietnam cần chủ động đề ra các giải pháp để tiếp tục thực hiện có hiệu quả các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh đã đề ra trên 5 lĩnh vực chính mà Tập đoàn đã xác định trong đề án Tái cấu



Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tại Algieria. Ảnh: PVEP

trúc. Đồng thời, cần luôn chú ý quan tâm đến đời sống của người lao động, đặc biệt là những cán bộ, kỹ sư đang làm việc tại các giàn khoan và những nơi nhiều khó khăn, gian khổ.

Nhân dịp này, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã chúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phấn đấu đạt: trình độ quản trị - quản lý tốt nhất, có tốc độ phát triển nhanh nhất, đạt hiệu quả kinh tế cao nhất, đời sống cán bộ công nhân viên tốt nhất, xây dựng nội bộ tốt nhất, là một trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế và phát triển ngang tầm với các tập đoàn dầu khí mạnh nhất trong khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2013 - 2020.

Thay mặt hơn 50.000 người lao động dầu khí, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định quyết tâm sẽ cụ thể hóa ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch nước trong chương trình hành động của mình để thực hiện nhiệm vụ năm 2013 với quyết tâm cao nhất. Tập thể người lao động Dầu khí tiếp tục nỗ lực, tiếp

tục phấn đấu và sẽ “Về đích trước” nhiệm vụ năm 2013. Đặc biệt, Tập đoàn sẽ nỗ lực phấn đấu để đuổi kịp và vượt các tập đoàn dầu khí hàng đầu khu vực ở một số lĩnh vực quan trọng như: dịch vụ khoan dầu khí, chế tạo giàn khoan và giàn khai thác, công nghệ khai thác dầu trong đá móng...

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, nếu tính tổng tài sản và quy mô, hiện Petrovietnam đang đứng thứ 3 trong khu vực Đông Nam Á, sau Petronas (Malaysia) và Pertamina (Indonesia). Trong những năm gần đây, Petrovietnam tăng trưởng với tốc độ từ 15 - 20%/năm. Để đạt mục tiêu phát triển ngang tầm với các tập đoàn dầu khí mạnh nhất trong khu vực, Petrovietnam cần nguồn lực rất lớn. Về phần mình, tập thể người lao động Dầu khí sẽ phấn đấu hết mình, đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục phát triển, khẳng định vị thế ở khu vực Đông Nam Á.

Ngọc Linh

Để thực hiện thắng lợi Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 7/1/2013 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 2013, với trách nhiệm là tập đoàn kinh tế quan trọng của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và tập trung triển khai chương trình hành động nhằm phát huy tối đa mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp ngay từ những ngày đầu, tháng đầu của năm 2013.



Phát huy sáng kiến, cải tiến và áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ vào sản xuất. Ảnh: PTSC

PETROVIETNAM TẬP TRUNG TRIỂN KHAI Chương trình hành động năm **2013**

Tập trung triển khai công tác tái cấu trúc

Theo dự báo, kinh tế thế giới và trong nước năm 2013 sẽ còn gặp nhiều khó khăn thách thức, áp lực lạm phát và bất ổn kinh tế vĩ mô vẫn còn lớn, nợ xấu có xu hướng gia tăng, sản xuất kinh doanh gặp khó khăn, nhất là trong tiếp cận vốn tín dụng, hàng tồn kho cao. Để thực hiện thắng lợi các mục tiêu nhiệm vụ đã đề ra, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai Chương trình hành động năm 2013 với 9 nhiệm vụ trọng tâm nhằm phát triển ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao uy tín, sức cạnh tranh của Tập đoàn và các đơn vị; chủ động hội nhập, hợp tác quốc tế, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ theo tinh thần Nghị quyết Trung ương 6 và tích cực bảo vệ môi trường, đảm bảo ổn định việc làm và nâng cao thu nhập cho người lao động.

Nhiệm vụ hàng đầu của toàn Tập đoàn là thúc đẩy sản xuất kinh doanh, phấn đấu hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch Chính phủ giao. Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện, chỉ đạo các đơn vị thực hiện nghiêm túc Đề án tái cấu

trúc giai đoạn 2012 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, dự kiến sẽ hoàn thành công tác phê duyệt phương án tái cấu trúc của đơn vị trong Quý I/2013. Đồng thời, Tập đoàn tập trung rà soát, hiệu chỉnh bổ sung quy hoạch cán bộ đến năm 2015 và 2020 trong Quý I/2013; rà soát các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, Chiến lược phát triển của Tập đoàn và các đơn vị thành viên phù hợp với phương án tái cấu trúc đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ giám sát chặt chẽ các hoạt động dầu khí trên biển Đông; kiểm soát chặt chẽ tiến độ các dự án tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác ở trong nước cũng như nước ngoài, đảm bảo hoàn thành gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí năm 2013 theo kế hoạch đã đề ra. Kiểm tra, giám sát chặt chẽ vận hành an toàn các nhà máy, công trình dầu khí: hệ thống vận chuyển khí, các Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2, Thủy điện Hòa Na, Thủy điện Nậm Cắt, Phong điện Phú Quý, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Đạm Cà Mau, Lọc dầu Dung Quất, Xơ sợi Polyester Đình Vũ, các nhà máy nhiên liệu sinh học.

Đặc biệt, Tập đoàn xây dựng và tập trung tổ chức thực hiện các giải pháp đột phá để hỗ trợ các dự án, các đơn vị đang gặp khó khăn ổn định sản xuất kinh doanh và đầu tư, tránh mọi nguy cơ tiềm ẩn có thể xảy ra; thường xuyên tổ chức làm việc với các đơn vị để tháo gỡ khó khăn, vướng mắc trong việc thực hiện các nhiệm vụ sản xuất kinh doanh năm 2013 của từng đơn vị. Tập đoàn sẽ tổ chức kiểm tra, giám sát chặt chẽ các kênh phân phối, các đại lý đối với các sản phẩm thiết yếu: xăng, dầu, LPG, phân đạm, xơ sợi...; kịp thời và chủ động có các phương án, giải pháp để tham gia bình ổn thị trường trong nước khi cần thiết; tập trung phát triển thị trường tiêu thụ 3 sản phẩm: xăng E5, phân đạm hạt đục và xơ sợi Polyester.

Nâng cao hiệu quả công tác đầu tư

Để nâng cao năng suất lao động, năng lực cạnh tranh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị phát huy cao nhất sự phối hợp, hỗ trợ giữa các đơn vị thành viên để tạo sức mạnh tổng hợp chung; tiếp tục đẩy mạnh thực hiện chủ trương “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam”; Nghị quyết 233/NQ-ĐU của Đảng ủy Tập đoàn về phát huy nội lực, tăng cường và ưu tiên sử dụng các dịch vụ của các đơn vị trong Tập đoàn phù hợp với tình hình mới.

Các đơn vị thực hiện các giải pháp ứng dụng tiến bộ kỹ thuật, chú trọng đào tạo và phát triển nguồn nhân lực

chất lượng cao nhằm nâng cao năng suất lao động, chất lượng các dịch vụ trong Ngành, làm chủ công nghệ xây dựng các công trình dầu khí, vận hành, bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy của Tập đoàn. Đồng thời, từng bước nâng cao khả năng cung ứng, cạnh tranh về giá cả và chất lượng dịch vụ; củng cố và mở rộng thị trường dịch vụ kỹ thuật dầu khí ở trong nước, tiếp tục mở rộng dịch vụ ra nước ngoài, đặc biệt chú trọng triển khai dịch vụ cho các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Tập đoàn ở Liên bang Nga, Algeria, Uzbekistan, Venezuela...

Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ, đẩy nhanh tiến độ các dự án trong năm 2013, tiếp tục rà soát các dự án đầu tư, ưu tiên tập trung nguồn lực để thực hiện các dự án đầu tư trọng điểm Nhà nước về dầu khí, các dự án trọng điểm của Tập đoàn và đơn vị; đẩy mạnh công tác xúc tiến đầu tư thu hút các nhà đầu tư ở trong và ngoài nước tham gia góp vốn đầu tư vào các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong đó, phấn đấu ký 4 - 7 hợp đồng dầu khí mới ở trong và ngoài nước, đưa 11 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác... Tập đoàn sẽ 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; đồng thời tiếp tục cải cách hành chính trong lĩnh vực đầu tư, rà soát các quy định, quy chế hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về công tác đầu tư để hiệu



Tổng kho xăng dầu Liên Chiểu - Đà Nẵng. Ảnh: PV OIL



Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tại Malaysia. Ảnh: PVEP

chính, bổ sung hoặc ban hành các quy chế, quy định cho phù hợp với tình hình phát triển mới của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam...

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ làm việc với các Bộ/Ngành để sớm hoàn thiện cơ chế tài chính, quản lý sử dụng linh hoạt và hiệu quả nguồn vốn tài chính của Tập đoàn và các đơn vị nhằm huy động tối đa sức mạnh tài chính toàn Tập đoàn; đảm bảo đủ vốn cho nhu cầu đầu tư và sản xuất kinh doanh.

Phấn đấu tiết kiệm 2.290 tỷ đồng trong năm 2013

Bên cạnh việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục cải cách hành chính, phát động các phong trào thi đua, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật đi đôi với thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí; đảm bảo ổn định đời sống và thu nhập cho cán bộ công nhân viên; tổ chức thực hiện tốt công tác an sinh xã hội. Năm 2013, Tập đoàn sẽ thực hiện tiết kiệm chi phí 2.290 tỷ đồng và đóng góp trên 400 tỷ đồng cho công tác an sinh xã hội.

Phát huy sức mạnh tổng hợp của cả hệ thống chính trị trong toàn Tập đoàn, tổ chức phát động phong trào thi đua rộng khắp trên tất cả các công trình, nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị, phát huy sáng kiến, cải tiến và áp dụng các giải pháp khoa học công nghệ, đảm bảo an toàn, bảo vệ tài nguyên môi trường sinh thái. Đồng thời, toàn Tập đoàn đẩy mạnh việc thực hiện học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh, coi đây vừa là mục tiêu, vừa là động lực, vừa là giải pháp nhằm vận dụng tư tưởng Hồ Chí Minh vào thực tiễn công tác, từ bộ máy Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến các cơ sở, đặc biệt trong sinh hoạt Đảng và tu dưỡng, rèn luyện của từng cán bộ, đảng viên, người lao động.

Cùng với việc tổ chức thực hiện các nhiệm vụ và giải pháp trên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với các cơ quan liên quan trong việc triển khai các hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư của Tập đoàn; đặc biệt trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại những khu vực nước sâu, xa bờ, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền và toàn vẹn lãnh thổ Quốc gia trên biển.

Ngọc Linh

ĐẨY MẠNH HỢP TÁC QUỐC TẾ

TRONG LĨNH VỰC THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ

Vũ Tiến Đạt

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Vững vàng vượt qua thách thức khi điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành kế hoạch gia tăng trữ lượng dầu khí với 48 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 26,09 triệu tấn dầu quy đổi. Đặc biệt, năm 2012 là năm đầu tiên sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài của Petrovietnam đạt trên 1 triệu tấn. Điều này đã khẳng định bước đi đúng đắn, hiệu quả của Petrovietnam trong việc đẩy mạnh hợp tác quốc tế phát triển lĩnh vực cốt lõi.



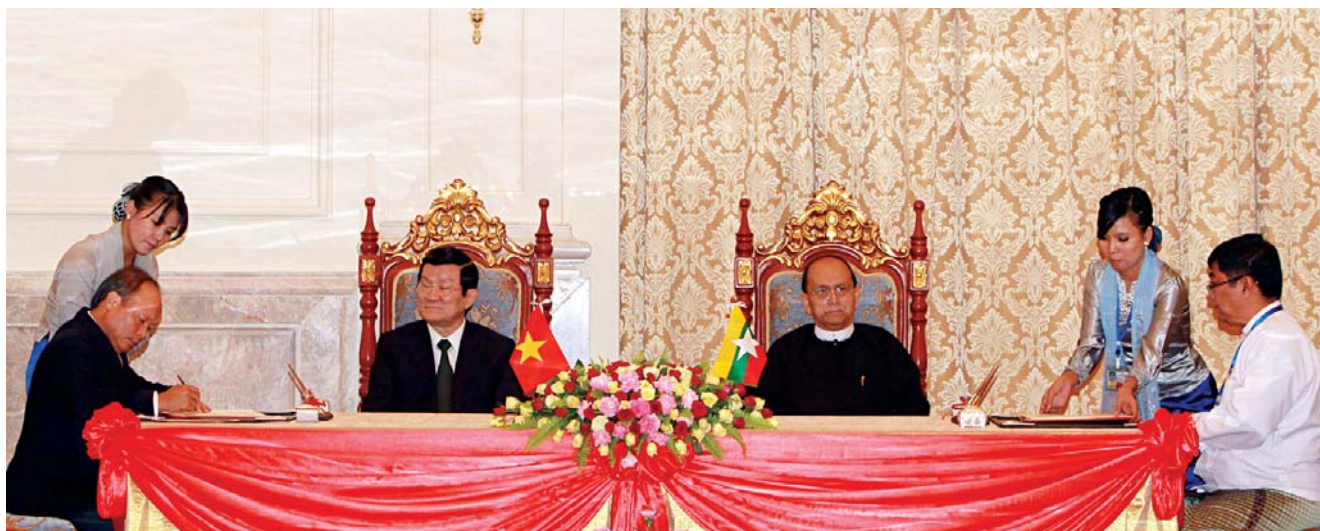
Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Thủ tướng Italia chứng kiến Lễ ký Biên bản ghi nhớ hợp tác dầu khí giữa Petrovietnam và ENI. Ảnh: PVN

Trải qua nửa thế kỷ xây dựng và phát triển, Ngành Dầu khí Việt Nam đã lớn mạnh và trưởng thành từ phạm vi hoạt động ban đầu là tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam đến nay đã xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, hiện đại và đồng bộ... đáp ứng yêu cầu phát triển nhanh của đất nước. Có thể nói mọi công trình, hoạt động dầu khí đều mang đậm dấu ấn của hợp tác quốc tế. Đối với Ngành Dầu khí Việt Nam, muốn phát triển nhanh phải hợp tác sâu rộng, đa dạng hóa các mối quan hệ quốc tế nhằm học hỏi kinh nghiệm của bạn bè thế giới để có những bước đi nhanh và vững chắc hơn trong tương lai.

Ý thức được điều này, dưới sự lãnh đạo của Đảng và sự chỉ đạo sâu sát của Chính phủ, Ngành Dầu khí Việt Nam đã đẩy mạnh hợp tác quốc tế, phát huy sức mạnh tổng hợp để phát triển ổn định và bền vững. Với tầm nhìn chiến lược, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã đặt mục tiêu phải xây dựng ngành công nghiệp dầu khí của đất

nước đạt tầm cỡ quốc tế. Sau khi đi thăm các mỏ dầu của Albani, Bulgaria (1957), Azerbaijan (1959), Người đã đề nghị Liên Xô giúp đỡ Việt Nam khai thác và chế biến dầu khí, xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh. Năm 1975, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết 244-NQ/TW về việc triển khai thăm dò dầu khí trên cả nước, trong đó xác định “muốn phát triển nhanh chóng và vững chắc ngành dầu - khí, phải có chính sách hợp tác rộng rãi với bên ngoài”.

Theo đề nghị của Chính phủ Việt Nam, Chính phủ Liên Xô đã cử các chuyên gia có kinh nghiệm sang Việt Nam vừa nghiên cứu khảo sát, đánh giá triển vọng dầu khí, vừa giúp đỡ trong công tác đào tạo cán bộ. Đặc biệt, Xí nghiệp Liên doanh Việt - Xô (nay là Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”) ra đời năm 1981 là một biểu hiện rõ nét nhất của quan hệ hợp tác quốc tế đặc biệt giữa Việt Nam với Liên Xô trước đây và Liên bang Nga ngày nay. Ngày 26/6/1986, tấn dầu thô đầu tiên được khai thác từ mỏ



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

Bạch Hổ, đã ghi danh Việt Nam vào danh sách các nước sản xuất dầu khí trên thế giới. Từ đây, Ngành Dầu khí Việt Nam có những bước phá vỡ mô hình tổ chức và hoạt động, tăng cường hợp tác quốc tế, thu hút nhiều công ty dầu khí hàng đầu thế giới đầu tư vào Việt Nam.

Đối với khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, Quốc hội đã ban hành Luật Dầu khí năm 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và năm 2008. Chính phủ cũng đã ban hành các Nghị định hướng dẫn chi tiết thi hành Luật Dầu khí và một số văn bản pháp luật có liên quan. Hệ thống văn bản quy phạm pháp luật đó cùng với chính sách đối ngoại của Đảng và Nhà nước có vai trò quan trọng trong việc thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực dầu khí, góp phần đẩy nhanh tốc độ tìm kiếm thăm dò dầu khí, gia tăng trữ lượng, phát hiện ra nhiều mỏ mới, tạo tiền đề để Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển vững chắc.

Công tác đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí luôn được Petrovietnam đặc biệt quan tâm, chú trọng nhằm không ngừng gia tăng trữ lượng và bảo đảm mục tiêu lâu dài là phát triển ổn định, bền vững. Hoạt động thăm dò, tìm kiếm trong nước của Petrovietnam từng bước được mở rộng, từ khu vực nước nông vươn ra vùng nước sâu, xa bờ, đồng thời đẩy mạnh thực hiện Chiến lược đầu tư ra nước ngoài để cùng hợp tác khai thác tài nguyên ở các khu vực có tiềm năng và triển vọng cao. Đến nay, Petrovietnam đã có hơn 80 hợp đồng dầu khí được ký kết với nhiều công ty dầu khí có uy tín đến từ các quốc gia châu Mỹ, châu Âu, châu Á và Trung Đông, trong đó khoảng 60 hợp đồng đang còn hiệu lực.

Không chỉ hoạt động hợp tác về dầu khí trong nước, Petrovietnam đã có nhiều dự án hợp tác đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Với năng lực và uy tín ngày càng lớn mạnh, đặc biệt thông qua kênh ngoại giao, nhiều bạn bè quốc tế đã đẩy mạnh và tăng cường hợp tác với Petrovietnam để cùng tham gia triển khai nhiều hợp đồng dầu khí ở các nước/khu vực như: Liên bang Nga, các quốc gia SNG, châu Mỹ La tinh, Trung Đông, châu Phi và Đông Nam Á...

Năm 2012, công tác kêu gọi thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam được đẩy mạnh, ở trong nước đã ký 4 hợp đồng dầu khí mới và một số hợp đồng khác đang trong giai đoạn hoàn tất cuối cùng. Ở nước ngoài, Tập đoàn đã ký 1 hợp đồng mua tài sản Lô 67- Peru và ký 2 thỏa thuận nghiên cứu, thăm dò và 1 hợp đồng mua mỏ; đưa 3 mỏ vào khai thác (Tây Khosedaiu, Junin-2, Nagumanov), gia tăng trữ lượng dầu khí ở nước ngoài đạt 13 triệu tấn. Đặc biệt, năm 2012 là năm đầu tiên sản lượng khai thác dầu ở nước ngoài của Petrovietnam đạt trên 1 triệu tấn (1,11 triệu tấn). Điều này đã khẳng định bước đi đúng đắn, hiệu quả của Petrovietnam trong đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài.

Trước mắt, trong năm 2013, Petrovietnam sẽ đẩy mạnh công tác thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài với mục tiêu gia tăng trữ lượng đạt 9 - 10 triệu tấn, khai thác 1,63 triệu tấn, ký 2 - 3 hợp đồng dầu khí mới ở các khu vực giàu tiềm năng dầu khí... Đồng thời, chỉ đạo triển khai hiệu quả các Hợp đồng dầu khí hiện có nhằm đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng, sớm đưa vào phát triển các mỏ đã được thăm lượng.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Nga Vladimir Putin (nay là Tổng thống Liên bang Nga) chứng kiến Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa Petrovietnam và Gazprom ngày 15/12/2009. Ảnh: CTV

Đẩy mạnh hợp tác quốc tế trong lĩnh vực dầu khí không đơn thuần là quan hệ cấp công ty, doanh nghiệp mà còn được Đảng, Nhà nước đặc biệt quan tâm với chủ trương xây dựng Petrovietnam trở thành Tập đoàn kinh tế mạnh, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và

Petrovietnam hiện đang tích cực tham gia vào nhiều tổ chức năng lượng trong khu vực và trên thế giới với vai trò là thành viên tích cực như: Hiệp hội Khí thế giới (IGU), Hội đồng Dầu khí khu vực ASEAN (ASCOPE), Triển lãm Công nghiệp khí châu Á (GASEX), Hội đồng Dầu khí Thế giới (WPC)... và dự án đa quốc gia như dự án đường ống dẫn khí xuyên các nước ASEAN; Đồng thời, tăng cường mở rộng hợp tác với các đối tác chiến lược của Petrovietnam.

quốc tế, đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao trong bối cảnh cạnh tranh quốc tế ngày càng quyết liệt. Ý thức được nhiệm vụ quan trọng này, Ngành Dầu khí Việt Nam đã và đang tích cực vươn ra biển lớn, chủ động tìm kiếm cơ hội hợp tác đầu tư ở nước ngoài trong tất cả các lĩnh vực với nhiều mục tiêu đa dạng trong đó có việc khẳng định vị thế của Việt Nam trên trường quốc tế nói chung và quảng bá thương hiệu Petrovietnam nói riêng, góp phần tạo nên một bức tranh đậm nét, sinh động trong quan hệ quốc tế của Ngành Dầu khí Việt Nam trên con đường hội nhập, đổi mới và phát triển bền vững đất nước.



Mỏ Nhennhetxky, Liên bang Nga. Ảnh: CTV

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Trung tâm nghiên cứu tìm kiếm thăm dò và khai thác Dầu khí



- Nghiên cứu khoa học, công nghệ, môi trường trong lĩnh vực địa chất, địa vật lý, khoan, khai thác, vận chuyển và tàng trữ dầu khí phục vụ cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khoan và khai thác dầu khí;
- Tư vấn, lập, thẩm định, quy hoạch báo cáo đầu tư dự án, báo cáo kinh tế, kỹ thuật, sơ đồ công nghệ trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khoan, khai thác và vận chuyển dầu khí;
- Tư vấn về khoa học công nghệ và hợp tác quốc tế trong lĩnh vực địa chất, địa vật lý, khoan, khai thác và vận chuyển dầu khí;
- Cung cấp các dịch vụ khoa học, kỹ thuật, tổ chức hội nghị, thực địa phục vụ cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí cho các đơn vị trong và ngoài nước;
- Thực hiện các dịch vụ xử lý, minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý, đánh giá tiềm năng và chất lượng tầng chứa, các xử lý tài liệu đặc biệt khác như AVO, AVD, phân tích địa chấn nghịch đảo.

Địa chỉ: Tầng 13 - Tòa nhà Viện Dầu Khí Việt Nam, 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Điện thoại: (04) 37843061 - 36290333 * Fax: (04) 36290323 * Email: epc@vpi.pvn.vn

XÂY DỰNG MÔ HÌNH SỐ THỦY ĐỘNG CỦA CÁC THÂN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG NÚT NỀ

TS. Phạm Quang Ngọc

Trường Đại học Bà Rịa - Vũng Tàu

Việc xây dựng mô hình thủy động, tính toán các chỉ số công nghệ khai thác đóng vai trò quan trọng trong thiết kế các mỏ dầu khí, dự báo sản lượng dầu hàng năm và đánh giá khả năng tận thu hồi đến cuối đời mỏ. Đối với các mỏ nứt nẻ, việc xây dựng mô hình số thủy động phù hợp với đặc trưng địa chất - khai thác gặp nhiều khó khăn, kết quả đạt được hạn chế. Trong nghiên cứu này, tác giả đề cập đến vấn đề xây dựng mô hình thủy động của các thân dầu trong đá móng nứt nẻ, phân tích nguyên nhân gây khó khăn khi xây dựng mô hình và đề xuất một số giải pháp khắc phục.

1. Đặt vấn đề

Trên thế giới đã phát hiện hơn 200 mỏ dầu, khí trong đá móng nứt nẻ. Ở Việt Nam, đến hết 2009 đã phát hiện 19 mỏ và thân dầu trong đá móng nứt nẻ [8]. Các mỏ này có đặc trưng địa chất - khai thác rất đặc biệt, khác với các mỏ trong đá trầm tích nên việc xây dựng mô hình số thủy động gặp nhiều khó khăn.

Mô hình hóa các thân dầu bằng mô hình số thủy động học đã được nghiên cứu, áp dụng từ giữa thế kỷ XX và phát triển mạnh trong thời gian gần đây. Việc sử dụng mô hình số thủy động để kiểm soát và tính toán dự báo các chỉ số công nghệ khai thác hiện đang được áp dụng rộng rãi ở tất cả các công ty khai thác dầu khí trên thế giới.

2. Mô hình hóa các thân dầu trong đá móng nứt nẻ

Các mỏ dầu khí thường có cấu trúc địa chất rất phức tạp, việc tính toán các chỉ số khai thác như sản lượng chất lưu (dầu, khí, nước), năng lượng vỉa (áp suất, nhiệt độ, tác động của nước đáy, nước rìa), tình trạng ngập nước của thân dầu... rất khó khăn. Mô hình hóa quá trình khai thác bằng mô hình số thủy động đã giải quyết được những khó khăn gặp phải, tính toán các chỉ số công nghệ cần thiết và xác lập những đặc trưng chung nhất của mỏ. Quá trình khai thác dầu, khí diễn ra duy nhất cho một đời mỏ, vì vậy việc mô hình hóa các thân dầu cho phép lặp đi lặp lại quá trình đó nhiều lần, với nhiều phương án thu hồi dầu khác nhau. Kết quả tính toán các chỉ số công nghệ khai thác trên mô hình số đã cung cấp bức tranh tổng thể về quá trình khai thác, từ khi đưa các đối tượng vào hoạt động cho đến cuối đời mỏ. Những đặc trưng chung về quá trình khai thác của một mỏ nhận được trên mô hình sẽ giúp xác định chế độ khai thác hợp lý, áp dụng các giải pháp công nghệ cho từng giai đoạn, đưa ra dự báo các chỉ

số công nghệ, hệ số thu hồi dầu và hiệu quả kinh tế có thể đạt được. Những kết quả này sẽ được chính xác hóa trong từng giai đoạn của quá trình khai thác.

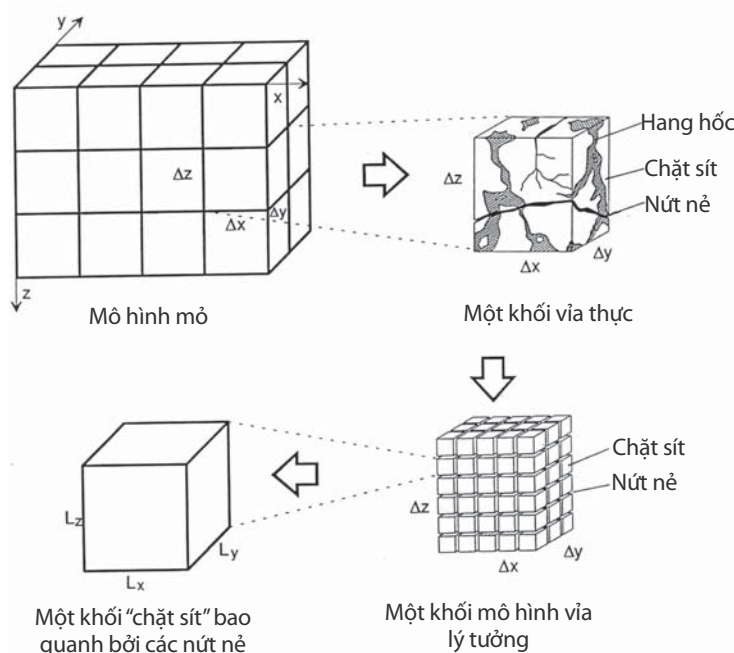
2.1. Một số đặc trưng địa chất - khai thác cơ bản của các thân dầu trong đá móng nứt nẻ

Để xây dựng mô hình số thủy động phù hợp với các đối tượng khai thác cần hiểu rõ một số đặc trưng địa chất - khai thác cơ bản của các thân dầu trong đá móng nứt nẻ. Theo nghiên cứu [9], đặc trưng cơ bản của các thân dầu trong đá móng nứt nẻ là nằm rất sâu từ hơn 2.000m đến trên 5.500m và có chiều dày hiệu dụng khá lớn từ 250 - 1.700m; độ rỗng chung không vượt quá 1%; các nứt nẻ có tính hệ thống và độ thấm có giá trị khá lớn; các thông số thủy động của dầu thay đổi theo chiều sâu; dòng thấm tuân theo quy luật phi tuyến.

Ngoài ra, các thân dầu trong đá móng nứt nẻ còn là các vi nứt nẻ không nằm độc lập mà liên kết, bám xung quanh các nứt nẻ lớn. Đây là đặc trưng cơ bản giúp lựa chọn mô hình thủy động hợp lý.

2.2. Các dạng mô hình thân dầu trong đá nứt nẻ

Môi trường đá nứt nẻ chứa dầu có hệ thống nứt nẻ, xen lẫn các hang hốc rất đa dạng và phức tạp, do đó việc mô hình hóa môi trường rất khó khăn. Để nghiên cứu các hiện tượng vật lý diễn ra trong các thân dầu đá chứa nứt nẻ hang hốc, đối tượng khai thác được lý tưởng hóa dạng khối hộp, bị chia cắt bởi mạng lưới các nứt nẻ (Hình 1). Hệ thống nứt nẻ được xem như mạng lưới phân chia thân dầu thành nhiều ô nhỏ với độ rỗng Φ_{Ni} , độ thấm K_{Ni} ; mỗi ô lưới là một khối matrix nhỏ có độ rỗng Φ_r , độ thấm K_r . Như vậy xét tổng thể, môi trường đá chứa nứt nẻ, hang hốc chứa dầu là môi trường hai độ rỗng, hai độ thấm. Giữa các nứt nẻ, hang hốc và chặt sít có sự vận động trao đổi chất lưu.



Hình 1. Mô hình nứt nẻ Warren - Roots

Theo nghiên cứu, có hai loại mô hình đá nứt nẻ chứa dầu thường gặp trên thế giới: mô hình Kazemi - mô hình phân lớp áp dụng cho đá chứa nứt nẻ; mô hình nứt nẻ Warren - Roots áp dụng cho đá chứa nứt nẻ hang hốc, bất đồng nhất. Mô hình nứt nẻ Warren - Roots được sử dụng nhiều, khá phù hợp với thực tế (Hình 1); mô hình Kazemi ít được sử dụng vì đá nứt nẻ không có đặc trưng phân lớp.

2.3. Một số khó khăn khi xây dựng mô hình thủy động đá móng nứt nẻ

Các thân dầu trong đá móng nứt nẻ thường nằm rất sâu nên việc khoan thăm dò, thu thập các dữ liệu, thiết lập bản đồ cấu trúc rất khó khăn và độ chính xác bị hạn chế. Tính chất bất đồng nhất cao về thạch học, về tính chất thấm chứa đã gây khó khăn cho việc đánh giá trữ lượng ban đầu của đối tượng khai thác. Đánh giá trữ lượng dầu, khí ban đầu có thể tiến hành theo hai phương pháp, theo phương pháp thể tích cho sai số khá lớn và khác biệt nhiều so với phương pháp áp dụng nguyên lý cân bằng vật chất. Trữ lượng đánh giá theo nguyên lý cân bằng vật chất có độ chính xác cao hơn vì các thông số đưa vào tính toán gắn với sự hoạt động của mỏ. Tuy nhiên, ở giai đoạn thiết kế ban đầu, việc tính toán trữ lượng theo nguyên lý cân bằng vật chất bị hạn chế vì mỏ chưa hoạt động hoặc có rất ít giếng làm việc.

Các thông số PVT trong đá móng nứt nẻ biến đổi khá mạnh theo chiều sâu. Những thông số (như áp suất vỉa, nhiệt độ, độ nhớt, độ thấm...) thay đổi rõ rệt khi chiều sâu tăng lên, ngoài ra ở một số mỏ các thông số thay đổi theo

khu vực. Ví dụ với thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ, thông số PVT ở khối trung tâm khác biệt khá rõ so với ở các khối phía Bắc. Đối tượng khai thác trải rộng trên một diện tích khá lớn, nên việc thu thập các số liệu hạn chế. Vì thiếu thông tin, trong một số trường hợp phải sử dụng số liệu của các mô tương tự (về thạch học, độ thấm chứa...) để đưa vào tính toán.

2.4. Xây dựng trường độ thấm của mô hình thủy động

Có nhiều phương pháp xây dựng trường độ thấm của mô hình số thủy động, song những phương pháp đã áp dụng chưa thật phù hợp với thực tế của mỏ cả về định tính và định lượng. Dưới đây, tác giả phân tích hạn chế của một số phương pháp đã áp dụng trong xây dựng trường độ thấm.

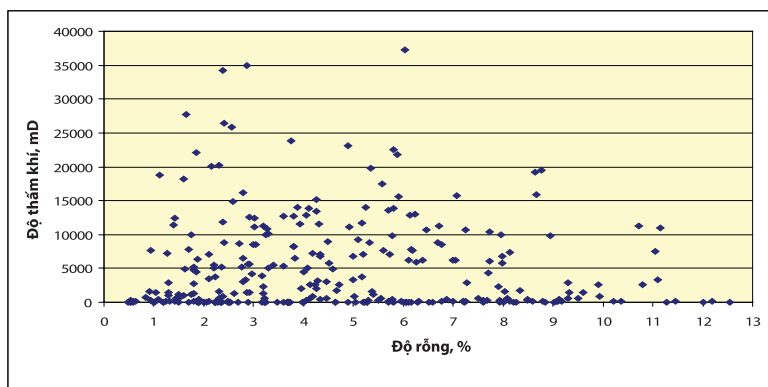
2.4.1. Xây dựng trường độ thấm theo tài liệu địa vật lý giếng khoan

Trường độ thấm được xây dựng trên cơ sở mô hình địa chất và số liệu độ thấm xác định theo khí. Độ thấm của đá móng có thể được xác định một cách liên tục trên cơ sở số liệu địa vật lý giếng khoan, các thông tin có được trong quá trình khoan giếng. Mức độ phù hợp của kết quả nhận được phụ thuộc vào kích thước của những đoạn trung bình hóa tại từng giếng. Phương pháp này có hạn chế là độ thấm xác định gián tiếp, kết quả thu được phụ thuộc vào chất lượng số liệu đo Nơtron-Nơtron, siêu âm, đường kính giếng... Độ thấm xác định theo khí, theo tài liệu địa vật lý giếng khoan trung gian qua nhiều thông số khi giếng chưa làm việc, chưa có dòng dầu chảy qua, vì vậy mức độ tương hợp với thực tế của giếng bị hạn chế.

2.4.2. Xây dựng trường độ thấm theo quan hệ giữa độ thấm và độ rỗng

Giữa độ rỗng và độ thấm của đá chứa không có quan hệ phụ thuộc trực tiếp [2]. Nhưng do yêu cầu tính toán, phương pháp sử dụng quan hệ phụ thuộc giữa độ rỗng và độ thấm làm cơ sở để xây dựng trường độ thấm vẫn được áp dụng. Trên cơ sở số liệu độ thấm thu được, xem xét quan hệ phụ thuộc với độ rỗng, xây dựng trường độ thấm cho cả thân dầu.

Kết quả phân tích kỹ các mẫu đo được, dễ dàng nhận thấy giữa độ rỗng và độ thấm không hề có quan hệ phụ thuộc nào (Hình 2). Chỉ có xu hướng độ rỗng tăng cao thì độ thấm cũng tăng với nhiều mức độ khác nhau. Đối với



Hình 2. Quan hệ giữa độ thấm và độ rỗng của đá móng mỏ Bạch Hổ

từng giếng khoan cụ thể, khi tiến hành thí nghiệm trên mẫu lõi, quan hệ phụ thuộc giữa độ rỗng và độ thấm không thể hiện rõ. Có thể cùng một giá trị độ rỗng nhưng có nhiều giá trị độ thấm ở nhiều mẫu lõi và ngược lại. Vì vậy, cần có những nghiên cứu nhằm chính xác hóa giá trị độ thấm xác định theo phương pháp này.

Phương pháp sử dụng quan hệ phụ thuộc giữa độ rỗng và độ thấm không được áp dụng cho môi trường đá chứa nứt nẻ hang hốc. Vì đá chứa nứt nẻ hang hốc có tính hệ thống, không có xu hướng độ rỗng tăng cao tương quan khi độ thấm tăng cao (Hình 2).

2.4.3. Xây dựng trường độ thấm theo các đứt gãy

Một số tác giả đã xây dựng trường độ thấm các thân dầu trong đá móng trên cơ sở giả thiết các đứt gãy là miền dập nát, có độ thấm tốt; giá trị độ thấm phụ thuộc vào mức độ dập vỡ, đứt gãy của đá [3]. Độ thấm có giá trị lớn nhất nằm ở tâm đứt gãy, càng xa tâm đứt gãy giá trị độ thấm giảm dần. Tuy nhiên, vị trí của tâm đứt gãy, nơi có giá trị độ thấm được cho là cực đại không thể xác định được. Trường độ thấm xây dựng theo phương pháp này mang tính suy diễn, áp đặt, không phù hợp với thực tế.

Từ thực tế khai thác ở thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ, có nhiều đứt gãy trực tiếp cắt ngang qua giếng khai thác nhưng không có độ thấm. Do đó, giả thiết trên có thể đúng ở một số trường hợp riêng, sự suy giảm của độ thấm khi càng xa tâm đứt gãy không có cơ sở khoa học để khẳng định (về mặt lý thuyết cũng như thực nghiệm). Việc áp đặt một số giá trị độ thấm đo được tại các giếng hoạt động làm giá trị $K_{\max}$ ở tâm đứt gãy là không hợp lý. Vì vậy, xây dựng trường độ thấm theo phương pháp này có độ tin cậy thấp và quá trình lập lại lịch sử khai thác rất khó khăn.

Hệ thống nứt nẻ của đá chứa có vai trò lớn của trường độ thấm, là các "kênh" dẫn dầu, liên thông từ miền này

sang miền khác không được đề cập đến trong phương pháp này.

2.4.4. Xây dựng trường độ thấm theo phương pháp thống kê

Số liệu độ thấm của thân dầu được xác định theo nhiều phương pháp: đóng giếng, khảo sát sự phục hồi áp suất vỉa; phương pháp khảo sát dòng với nhiều chế độ làm việc của giếng (PLT); theo mẫu lõi; theo mặt cắt dòng nhiệt; theo đường biểu đồ. Trên cơ sở thống kê số liệu giá trị độ thấm theo diện tích và theo lát cắt, sẽ được phân tích cẩn thận để thiết lập trường độ thấm. Trường độ thấm xây dựng theo phương pháp này đòi hỏi phải có khối lượng số liệu khá lớn, mất nhiều thời gian xử lý nhưng kết quả thu được có độ tin cậy cao, phù hợp với thực tế hoạt động của các giếng.

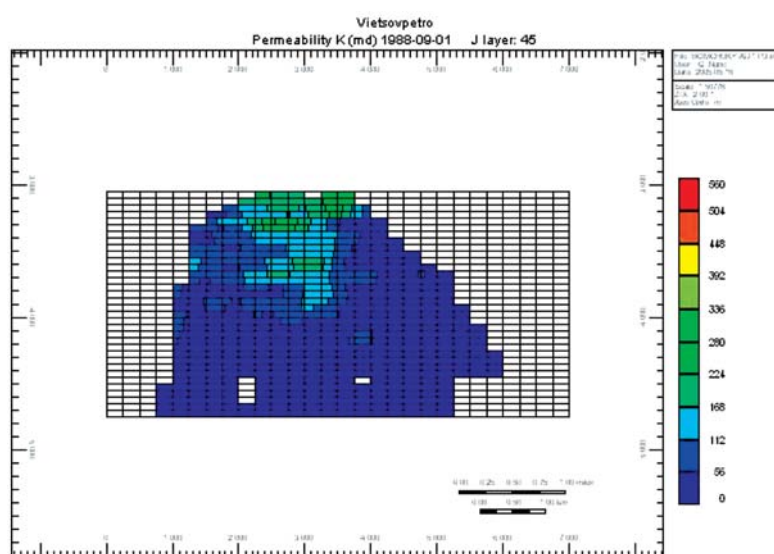
2.5. Xây dựng các đường thấm pha

Đường thấm pha có ý nghĩa hết sức quan trọng trong quá trình tính toán, lập lại lịch sử khai thác của thân dầu. Việc xuất hiện nước sớm hoặc muộn trên mô hình đều phụ thuộc vào giá trị ban đầu của đường thấm pha.

Ảnh hưởng của đường thấm pha và trường độ thấm lên kết quả lập lại lịch sử khai thác rất lớn. Việc chọn giá trị tới hạn của mỗi đường thấm pha quyết định sự xuất hiện nước sớm hay muộn tại giếng khai thác. Theo kết quả khảo sát, khi lấy giá trị độ bão hòa nước ban đầu thấp làm giá trị tới hạn của nước tham gia vào chuyển động thì nước xuất hiện rất sớm trên mô hình, thậm chí ngay ở thời điểm bắt đầu tính toán. Với cùng tập dữ liệu ban đầu giống nhau, chỉ thay đổi trường độ thấm đã có bằng trường độ thấm khác thì nước sẽ xuất hiện sớm hoặc muộn hơn. Như vậy, để điều khiển sự xuất hiện nước ở giếng khai thác đúng thời điểm trên mô hình, có thể hiệu chỉnh đường thấm pha hoặc trường độ thấm nói chung và mảng độ thấm giữa giếng bơm ép và giếng khai thác nói riêng.

2.6. Hệ thống ô lưới của mô hình thủy động

Việc xây dựng hệ thống ô lưới của mô hình thủy động có vai trò quan trọng trong tính toán, lập lại lịch sử khai thác của mỏ. Khi xây dựng hệ thống có khối lượng ô lưới lớn thì có ưu điểm thân dầu được mô tả chi tiết, cấu trúc mỏ được thể hiện rõ ràng. Tuy nhiên, do không có nhiều số liệu độ thấm để gán cho các ô lưới, dẫn đến tình trạng đưa nhiều số liệu mang tính chủ quan, áp đặt. Hệ quả là



Hình 3. Sơ đồ phân bố độ thấm lớp 45, phương J của mô hình thủy động “giả mô độ rỗng” của thân dầu móng mỏ Bạch Hổ xây dựng theo quan hệ “rỗng - thấm”

thời gian tính toán mỗi vòng tính kéo dài (thực tế có thể lên đến 3 ngày), kết quả nhận được sai lệch nhiều so với thực tế. Quá trình tính toán đòi hỏi phải thực hiện vài trăm vòng tính mới có thể lặp lại lịch sử khai thác của một mỏ. Rõ ràng mô hình với thời gian tính như trên không phù hợp với yêu cầu công việc.

Thực tế cho thấy, không nên xây dựng hệ thống ô lưới với số lượng quá lớn, tùy theo kích thước của thân dầu, số ô lưới của mô hình có thể từ 300 - 500.000 là hợp lý. Nhiều khi tốc độ tính rất chậm dù số ô lưới không lớn, nằm trong giới hạn cho phép. Trong trường hợp này, cần xem xét lại sự tương hợp giữa các số liệu đưa vào mô hình, đặc biệt là trường độ thấm. Để điều chỉnh trường độ thấm cần dựa vào nguyên tắc “liên tục về áp suất và liên tục về dòng chảy” khi chuyển tính toán từ ô lưới này sang ô lưới khác, cụ thể:

$$P_i = P_{i+1}; \quad k_i \frac{\partial P_i}{\partial x_i} \Big|_L = k_{i+1} \frac{\partial P_{i+1}}{\partial x_{i+1}} \Big|_L.$$

Trong đó:

P_i, P_{i+1} : Áp suất vỉa ở ô lưới thứ i ;

$i + 1; k_i, k_{i+1}$: Độ thấm ở ô lưới thứ i và $i + 1$;

L : Biên giữa hai ô lưới thứ i và $i + 1$.

Khi sự “liên tục về áp suất và liên tục về dòng chảy” được đảm bảo, tốc độ tính sẽ tăng đáng kể.

2.7. Lặp lại lịch sử khai thác

Mục đích của việc lặp lại lịch sử khai thác là chính xác hóa mô hình địa chất của thân dầu, điều chỉnh một

số thông số cần thiết như: độ thấm, độ rỗng, trữ lượng dầu cân đối ban đầu và sự phân bố trữ lượng theo diện tích và theo lát cắt, hệ số nén của thân dầu, các đường thấm pha... Kết quả lặp lại lịch sử khai thác tốt cho phép tính toán dự báo các chỉ số công nghệ khai thác ở những năm tiếp theo với độ tin cậy cao.

Để có thể lặp lại lịch sử hoạt động của các giếng trên mô hình, cần phải hiểu rõ cấu trúc địa chất của thân dầu, quá trình hoạt động của từng giếng và khả năng hiệu chỉnh dữ liệu ở cấp độ cho phép. Thông thường có thể hiệu chỉnh các thông số như: độ rỗng, hệ số nén của thân dầu (cho phép đảm bảo có được trữ lượng cần thiết của mỏ); độ thấm (cho phép điều khiển lượng dầu thu hồi, thời gian xuất hiện nước và khối lượng nước trong sản phẩm, sự sụt áp suất vỉa ở vùng cận đáy

giếng). Bên cạnh đó, đường thấm pha có ảnh hưởng rất lớn đến thời điểm xuất hiện nước trong sản phẩm và khối lượng nước thu hồi trong giai đoạn tính toán dự báo, do vậy cần thận trọng khi phân tích và thiết lập các đường thấm pha cho mô hình thủy động.

Có thể lặp lại lịch sử khai thác của các giếng bằng nhiều tổ hợp dữ liệu ban đầu khác nhau và nhận được cùng một kết quả [1]. Như vậy, sẽ có nhiều kết quả dự báo khi có cùng một lịch sử khai thác. Để khắc phục tình trạng này cần thu thập, xử lý và chuẩn bị số liệu ban đầu chính xác, phù hợp với thực tế khai thác, đảm bảo tính logic trước khi đưa vào mô hình.

Khi các chỉ số công nghệ khai thác của cả thân dầu tương đối phù hợp, sẽ tiến hành hiệu chỉnh các chỉ số ở từng giếng để chính xác hóa các kết quả cần có. Kết quả tính toán trên mô hình cần được so sánh với thực tế hoạt động của mỏ. Trong nhiều chỉ số công nghệ khai thác, cần đặc biệt chú ý kiểm soát các chỉ số: năng lượng vỉa, cụ thể là áp suất vỉa, sản lượng dầu thu hồi, tỷ lệ nước trong sản phẩm.

2.8. Dự báo khai thác

Vấn đề dự báo hoạt động khai thác của mỏ trong đá nứt nẻ gặp nhiều khó khăn bởi những lý do sau:

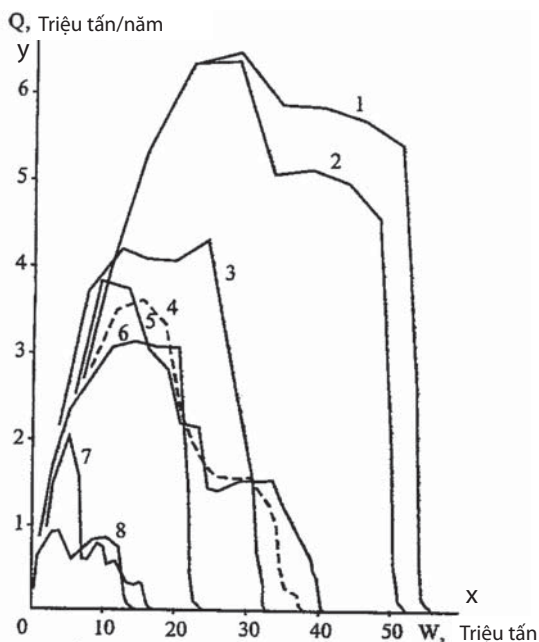
+ Thứ nhất, dựa vào kinh nghiệm khai thác dầu ở các mỏ trong đá nứt nẻ đã chấm dứt hoạt động ở Liên bang Nga, các mỏ sau khi đạt sản lượng đỉnh (thời gian khoảng 3 - 5 năm) thường chấm dứt hoạt động đột ngột, khi sản lượng dầu khai thác còn ở mức cao (Hình 4). Nguyên nhân của hiện tượng này là do dầu bị ép đẩy trong các đá nứt nẻ

theo nguyên lý “piston”, có nghĩa giọt dầu cuối cùng trước khi mở chấm dứt hoạt động vẫn chảy khá mạnh. Điều này dễ dẫn đến hiểu nhầm mỏ vẫn còn hoạt động tốt. Vì thế, cần đánh giá đúng vị trí ranh giới dầu nước trong thân dầu ở từng giai đoạn để kết hợp dự báo chính xác.

+ Thứ hai, đối với các giếng khai thác hoạt động mỏ trong đá nứt nẻ, chỉ số “nước trong sản phẩm” của từng giếng có đặc trưng quan trọng, khi tỷ lệ nước trong sản phẩm thấp hơn 10% thì giếng hoạt động với lượng dầu thu hồi ổn định; trường hợp tỷ lệ nước trong sản phẩm cao hơn 10% thì tính ổn định của sản lượng dầu bị phá vỡ. Nước tăng đột biến lên đến 65 - 85% và ổn định ở mức cao; lượng dầu thu hồi giảm nhanh đột ngột. Ở giai đoạn khai thác thứ 3 hoặc thứ 4 thường gặp hiện tượng này ở các giếng bị ngập nước. Giếng cũng có thể bị ngập nước sớm (khoảng 2 năm) sau khi bơm ép nước như ở mỏ Bạch Hổ. Trên mô hình thủy động của đá nứt nẻ, hiện tượng này có thể lặp lại dễ dàng, nhưng rất khó khăn khi sử dụng mô hình thủy động của đá trầm tích để tính cho đá nứt nẻ.

+ Thứ ba, giữa hai giai đoạn thứ 3 và thứ 4 của quá trình khai thác không có ranh giới rõ ràng và mỏ có thể chấm dứt hoạt động đột ngột, sớm hơn dự tính (Hình 4).

+ Thứ tư, môi trường đá chứa nứt nẻ có tính chất không thuận nghịch, có nghĩa không phải lấy bao nhiêu dầu và bơm vào bấy nhiêu nước là đảm bảo áp suất vỉa ổn



Hình 4. Sản lượng dầu cộng dồn của các mỏ Mangabec-Voznesenco-Alircov (1, 2); Starogrozhenko (3); Endarovo (4); Braganur (5); Samgori (6); Octiabr (7); Carabulac-Atralucki (8) (Liên bang Nga), sau khi đạt giá trị đỉnh sụt giảm nhanh chóng. Ở đây trục Oy - sản lượng dầu khai thác hàng năm; trục Ox - sản lượng dầu cộng dồn đến cuối đời mỏ

định. Do đó, khi tính toán dự báo dễ rơi vào tình trạng áp suất vỉa bị suy giảm trầm trọng, sai lệch nhiều với thực tế mỏ hoạt động ở những năm tiếp theo.

+ Thứ năm, việc các giếng bị ngập nước mạnh ở mức cao đồng nghĩa với việc phải đóng giếng hoặc điều chỉnh chế độ hoạt động của các giếng một cách linh hoạt, yêu cầu này rất khó đáp ứng khi tính toán dự báo trên mô hình.

+ Thứ sáu, kết quả tính toán trên mô hình chỉ gần với thực tế trong khoảng thời gian ngắn từ 1 - 3 năm, nên gặp khó khăn trong việc tính toán dự báo với thời gian dài hơn, với độ chính xác cần thiết.

Để tính toán dự báo các chỉ số công nghệ khai thác có thể thực hiện theo hai cách sau đây: cho trước lưu lượng chất lưu Q, dự báo các chỉ số công nghệ khai thác; cho trước chênh áp ΔP (giữa áp suất vỉa và áp suất đáy), tính toán các chỉ số công nghệ khai thác.

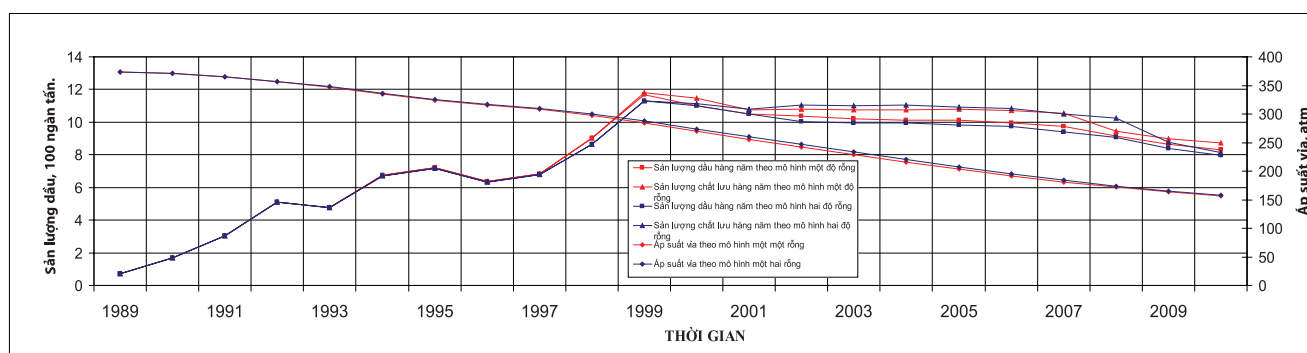
Ưu điểm của phương pháp cho trước lưu lượng chất lưu Q, dễ dàng có được sản lượng chất lưu cần thu hồi theo lịch sử, để áp đặt lưu lượng theo dự báo. Nhược điểm của phương pháp này là ở một số trường hợp, để có được sản lượng dầu cao như dự kiến sẽ tạo nên chênh áp khá lớn, không phù hợp với thực tế.

Phương pháp cho trước chênh áp ΔP có ưu điểm: sự biến đổi áp suất trong thân dầu tương hợp với các thông số khác, lưu lượng chất lưu thu được nằm trong giới hạn cho phép.

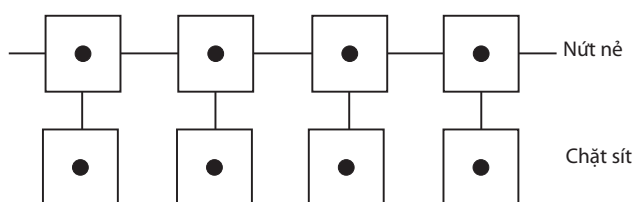
Đối với các giếng mới đưa vào hoạt động trong thời gian dự báo, việc áp đặt một lưu lượng chất lưu cho trước (theo dự tính) sẽ không đạt được, do không tương hợp với những thông số khác. Trong trường hợp này, cần điều chỉnh giá trị độ thấm và độ rỗng ở lân cận giếng, để có được lưu lượng chất lưu cần thiết.

3. Nghiên cứu xây dựng mô hình số thủy động cho đá móng nứt nẻ

Mô hình số thủy động hai độ thấm, hai độ rỗng cho đá chứa nứt nẻ được xây dựng đầu tiên năm 1998 ở Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí Biển (NIPI) thuộc Liên doanh Vietsovpetro và được đưa vào sơ đồ công nghệ mỏ Bạch Hổ [4]. Mô hình số thủy động hai độ thấm, hai độ rỗng được xây dựng cho các khối phía Bắc của thân dầu móng, mỏ Bạch Hổ. Kết quả nhận được đã so sánh đối chứng với kết quả theo mô hình số của đá trầm tích. Hình 5 là kết quả so sánh các chỉ số công nghệ về sản lượng dầu, chất lưu khai thác hàng năm và áp suất vỉa (các đường màu xanh của mô hình hai độ thấm, hai độ rỗng;



Hình 5. So sánh kết quả tính toán các chỉ số công nghệ khai thác theo mô hình một độ rỗng và hai độ rỗng của đá móng mỏ Bạch Hổ



Hình 6. Mô hình số thủy động chuẩn hai độ rỗng

các đường màu đỏ của mô hình một độ rỗng). Nghiên cứu bước đầu này đã cho thấy sự khác biệt giữa kết quả tính toán giữa hai mô hình. Trong mô hình hai độ thấm, hai độ rỗng, nước thu hồi nhiều hơn, dẫn tới sản lượng dầu khai thác sụt giảm, kém hơn. Kết quả này phù hợp với đặc trưng của nước vận động nhanh trong đá nứt nẻ.

Những nghiên cứu tiếp theo chỉ được thực hiện khi phương pháp mới xác định giá trị độ thấm các khoảng làm việc của giếng được áp dụng và công bố ở [7]. Từ bộ giá trị độ thấm được tính toán theo số liệu đo dòng (PLT) của các giếng hoạt động ở thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ, NIPI đã hợp tác cùng các chuyên gia xây dựng thành công thuật toán phân bố các số liệu thu được theo diện tích và theo lát cắt [6].

Để lựa chọn mô hình số thủy động hai độ thấm, hai độ rỗng phù hợp với đá chứa nứt nẻ, tác giả dựa trên luận điểm: đá móng có hệ thống các nứt nẻ, hang hốc chứa dầu; các nứt nẻ lớn là những kênh chính dẫn dầu tới giếng khai thác; các vi nứt nẻ không nằm độc lập mà liên kết, bám xung quanh các nứt nẻ lớn, không cho dầu chảy qua, chỉ đóng vai trò nguồn nuôi.

Theo Công ty CMG (Canada), có một số dạng mô hình thủy động (chi tiết hóa từ mô hình nứt nẻ Warren - Roots) áp dụng cho đá nứt nẻ chứa dầu. Mô hình số thủy động phù hợp với đá móng nứt nẻ với đặc trưng nêu trên là mô hình chuẩn hai độ rỗng (standard dual-porosity model, Hình 6). Trong mô hình này lưới các nứt nẻ sẽ là kênh dẫn chính đưa dầu đến các giếng khai thác, các chặt sít liên kết với các vi nứt nẻ.

Mô hình số thủy động chuẩn hai độ rỗng được xây dựng thử nghiệm với số ô lưới theo các trục $Ox = 28$, $Oy = 78$, $Oz = 34$.

Kết quả tính toán các chỉ số công nghệ cơ bản theo mô hình số thủy động chuẩn hai độ rỗng dẫn ở Bảng 1, thời gian tính trên 20 năm. Bảng 1 cho thấy rõ quá trình lặp lại lịch sử cho kết quả tốt, cho phép tiến hành dự báo khai thác theo các phương án thu hồi dầu.

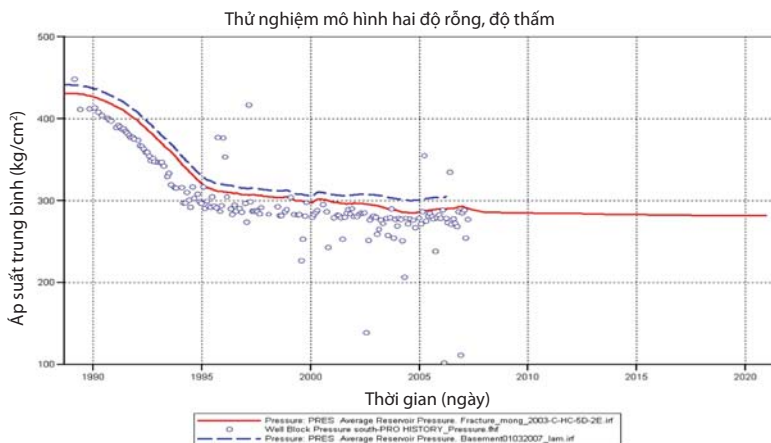
Áp suất vỉa được kiểm soát phù hợp với hoạt động của mỏ trong suốt quá trình tính toán và khá trùng hợp với áp suất vỉa đo tại các giếng (đường đỏ Hình 7), tốt hơn nhiều so với kết quả tính theo mô hình một độ rỗng (đường xanh Hình 7).

Từ kết quả nghiên cứu, khảo sát, có thể kết luận:

1. Các thân dầu trong đá chứa nứt nẻ có đặc trưng rất riêng biệt, để tính toán các chỉ số công nghệ cơ bản với độ chính xác cao, cần xây dựng mô hình số thủy động phù hợp với môi trường chứa dầu.
2. Cơ sở để lựa chọn mô hình số thủy động chuẩn hai độ rỗng dựa trên đặc trưng cơ bản các vi nứt nẻ không nằm độc lập mà liên kết, bám xung quanh các nứt nẻ lớn.
3. Việc xây dựng thành công mô hình số thủy động chuẩn hai độ rỗng là cơ sở để tính toán các chỉ số công nghệ cơ bản, tiến hành xây dựng các phương án khai thác hợp lý, nâng cao hệ số thu hồi dầu.
4. Lựa chọn mạng ô lưới của mô hình thủy động hợp lý, có ý nghĩa rất lớn về mặt kỹ thuật, giúp giảm thời gian tính toán và dễ dàng hiệu chỉnh số liệu trong quá trình lặp lại lịch sử khai thác.
5. Xây dựng bộ số liệu đầu vào của mô hình logic, phù hợp với các đặc trưng vật lý và thực tế khai thác sẽ cho kết quả dự báo với độ tin cậy cao.
6. Dự báo các chỉ số công nghệ khai thác các thân dầu hoạt động trong đá móng nứt nẻ rất khó khăn, kết

Bảng 1. Kết quả phục hồi lịch sử khai thác theo các chỉ số công nghệ cơ bản

Kết quả	Áp suất, at.	Dầu thu hồi, triệu tấn	Nước thu hồi, triệu m ³	Nước bơm, triệu m ³
Tính toán	273,00	148,25	8,32	200,60
Thực tế	272,67	148,32	8,00	201,99
Sai số (%)	0,12	0,05	4,01	0,68

**Hình 7.** So sánh động thái áp suất via tính theo mô hình chuẩn hai độ rỗng (đỏ) và theo mô hình một độ rỗng (xanh)

quả đạt được hạn chế, vì vậy cần phải phân tích chi tiết để đánh giá đúng thực trạng của mỏ và thực hiện tính toán phù hợp với thực tế.

Tài liệu tham khảo

1. Henry B. Crichlow. *Modern reservoir engineering- asimulation approach* Prentice-Hall.inc. Englewood Cliffs New Jersey 07632. 1979: p. 215.
2. Гимматудинов Ш.К., Ширковский А.И. *Физика нефтяного и газового пласта* Москва. 4/1982: p. 310.

3. Viện Cơ học và Liên doanh Vietsovpetro. *Xử lý và phát triển thông tin về độ thấm phục vụ thiết lập mô hình khai thác dầu trong đá móng mở Bạch Hổ*. Tp. Hồ Chí Minh. 1997: p. 185.

4. Liên doanh Vietsovpetro, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển. *Hoàn thiện "Chính xác hóa sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ"*. 1998; 1 (2): p. 187.

5. Viện Cơ học và Liên doanh Vietsovpetro. *Nghiên cứu ảnh hưởng của nhịp độ khai thác dầu tầng móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đối với hệ số thu hồi dầu trên cơ sở các mô hình thấm*. Hà Nội. 10/2001.

6. Dang The Ba, Doan Viet Phan, Pham Quang Ngoc. *Single medium model for fractured reservoir application to the White Tiger basement reservoir fractured basement reservoir Petrovietnam*. Petrovietnam Journal. 2008: p. 278 - 290.

7. Phạm Quang Ngọc. *Phương pháp mới xác định độ thấm các khoảng làm việc của giếng theo số liệu đo dòng (PLT)*. Tạp chí Dầu khí. 2010; 7: p. 27 - 31.

8. Phùng Đình Thực, Trần Ngọc Cảnh, Nguyễn Văn Minh và nnk. *Phát hiện và khai thác có hiệu quả thân dầu trong đá móng granite trước Đệ tam mỏ Bạch Hổ - những thành tựu khoa học công nghệ và kinh tế xã hội*. Tạp chí Dầu khí. 2010; 9: p. 20 - 27.

9. Phạm Quang Ngọc. *Đặc trưng địa chất - khai thác các thân dầu trong đá móng nứt nẻ và sơ đồ khai thác theo phân tầng chiều sâu*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 11: p. 45 - 51.

Hydrodynamic modelling for fractured basement reservoirs

Pham Quang Ngoc

Ba Ria - Vung Tau University

Summary

Hydrodynamic modelling and calculation of production technology parameters play an essential role in oil field development, annual output forecast and evaluation of ultimate oil recovery. Building hydrodynamic models for fractured reservoirs that fit their geological and production features is very difficult, that is why the results obtained are extremely limited. In this paper, the author addresses problems and analyses the cause of constraints in building hydrodynamic models for fractured basement reservoirs, and suggests a number of solutions.

NHỮNG ĐẶC ĐIỂM CHÍNH BIẾN ĐỔI THỨ SINH CÁC ĐÁ CHỨA TRẦM TÍCH OLIGOCEN BỂ CỬU LONG

ThS. Trần Văn Nhuận, ThS. Bùi Trí Tâm
 TS. Vũ Trụ, ThS. Phạm Thị Diệu Huyền
 Viện Dầu khí Việt Nam
 TS. Đỗ Văn Nhuận, ThS. Đặng Thị Vinh
 Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Tổng quan

Tại bể Cửu Long, trầm tích Oligocen bị chôn vùi ở độ sâu khá lớn và có bề dày trầm tích thay đổi rất nhiều theo các khu vực khác nhau. Ở phần vòm của các cấu tạo dương, trầm tích Oligocen nhìn chung tương đối mỏng và được chôn vùi ở độ sâu từ 3.000 - 4.000m. Trong khi đó, tại phần cánh của những cấu tạo này, độ sâu chôn vùi có thể đạt đến 4.000 - 5.000m (có nơi lớn hơn) và bề dày trầm tích có thể đạt khoảng 1.000m (các giếng khoan BH-9, BH-10, BH-15, R-11, R-18, 16-BD-1X, 15-2-GD-1X, 01-RB-1X, Emerald-1X, Diamond-1X...). Do bị chôn vùi ở những độ sâu khác nhau, hoạt động kiến tạo và đứt gãy trong khu vực xảy ra không đồng đều nên có thể thấy rằng trầm tích Oligocen đã bị biến đổi thứ sinh không đều và khá phức tạp.

1. Phân chia mức độ biến đổi thứ sinh

Những biến đổi thứ sinh xảy ra trong các trầm tích Oligocen rất đa dạng, bao gồm các quá trình tái kết tinh, xi măng hóa, thành tạo các khoáng vật mới lấp đầy vào khoảng trống giữa hạt hoặc thay thế một phần các khoáng vật vụn ban đầu, sự giảm độ thấm, độ rỗng nguyên sinh do tác động của quá trình nén kết... Song song với những biến đổi trên là quá trình hình thành độ rỗng và độ thấm thứ sinh do tác động của nứt nẻ và hòa tan các khoáng vật kém bền vững.

Các đá có những đặc tính biến đổi tương tự được xếp vào cùng một đới biến đổi thứ sinh. Như vậy, đới biến đổi thứ sinh là một thể địa chất được xác định bởi những đặc điểm biến đổi nhất định, khác biệt với những đới biến đổi khác bởi tổ hợp các khoáng vật tại sinh, kiến trúc, cấu tạo cũng như đặc tính thạch vật lý và cấu trúc không gian rộng [1, 2, 3 và 6].

Trong quá trình nghiên cứu và phân chia đặc tính biến đổi của đá Oligocen ở bể Cửu Long, nhóm tác giả dựa vào những quan điểm cũng như cách phân chia của Logvinhenco - 1968, đồng thời có đối chiếu và tham khảo

Bảng 1. Thuật ngữ và các giai đoạn biến đổi sau trầm tích theo các tác giả khác nhau

Rukhin 1961		Vassoevic 1962		Logvinhenco 1968		Kassovskaia 1971		Nguyễn Văn Chiến, Trịnh Ích, Phan Trường Thị		Fairbridge 1967		Choquette & Ray 1970		Taylor 1972				
Diagenes - Thành đá										Diagenesis	Syngenesiss		Diagenesis	Eogenesiss		Diagenesis	Sớm	
Epigenes	Yếu		Katagenes	Protokata- genes		Katagenes	Sớm		Epigenes		Chôn vùi nông			Hậu sinh				
	Trung bình			Mesokata- genes														
	Mạnh			Anokata- genes			Muộn											
Metagenes		Metagenes		Meta- genes		Sớm Muộn		Meta- genes			Sớm Muộn			Biến chất sớm				
Metamorphic - Biến chất										Epigenessiss		Telogenesiss		Muộn				

cách phân chia của các nhà nghiên cứu khác (Bảng 1). Nhóm tác giả tiến hành phân tích và tổng hợp trên rất nhiều loại mẫu, theo các phương pháp riêng biệt như: thạch học lát mỏng, nhiễu xạ Rơnghen-X-ray, hiển vi điện tử quét - SEM, cấu trúc không gian rỗng, đặc tính thạch vật lý... Các kết quả nghiên cứu được nhóm tác giả phân chia mức độ biến đổi thứ sinh của đá chứa trầm tích Oligocen thành các đới biến đổi chính sau:

- Đới Katagenes sớm (hậu sinh sớm);
- Đới Katagenes muộn (hậu sinh muộn);
- Đới Metagenes sớm (biến chất sớm).

2. Đặc điểm biến đổi thứ sinh Katagenes sớm

Phần lớn khối lượng trầm tích tuổi Oligocen thuộc phần trên và giữa của hệ tầng Trà Tân trên, phần trên cùng của hệ tầng Trà Tân dưới thuộc phần cánh nằm tương đối sâu của một số cấu tạo như Bạch Hổ, Rồng, Bà Đen, Ngọc Bích (Jade) và Ngọc Lục Bảo (Emerald) có mức độ biến đổi phụ thuộc vào độ biến đổi ở đới Katagenes sớm (Bảng 2).

Đặc tính chung của đới Katagenes sớm là xi măng sét chưa bị biến đổi hoặc mới chỉ bị biến đổi ở mức độ rất

thấp. Về cơ bản, đá còn giữ được đặc trưng về thành phần, kiến trúc và cấu tạo nguyên sinh. Trầm tích đã được gắn kết nhưng chưa chắc chắn. Ở phần trên của đới biến đổi này, các đá sét sau khi ngâm trong nước 24 giờ có khả năng tan rữa trong nước do trong thành phần còn tồn tại một lượng smectite - khoáng vật có tính trương nở cao (BH-4: 2.846 - 2.954m; BH-15: 3.200 - 3.400m; Rồng-8: 2.600 - 2.900m, 16-TĐ: 2.750 - 2.900m...). Độ phản xạ vật chất hữu cơ phân tán trong đá chỉ ở mức trung bình dao động trong khoảng 0,45 - 0,6% [4, 5, 7, và 8].

Thành phần của đá sét qua phân tích X-ray cho thấy khoáng vật chính là kaolinite, illite và một lượng nhất định các khoáng vật hỗn hợp lớp và khoáng vật trương nở smectite. Trong các đá cát kết, hiện tượng biến đổi phổ biến nhất của mảnh vụn là biotite bị thủy hóa và bạc màu, tính chất đa sắc của biotite giảm rõ rệt, màu nâu chuyển dần sang lục nhạt và chuyển thành chlorite. Mảnh vụn feldspar thường bị kaolinite hóa và sericite hóa ở những mức độ khác nhau. Ngoài ra, những khu vực phát triển nhiều xi măng carbonate thay thế mảnh vụn feldspar rất hay bị gặm mòn và được thay thế một phần bởi calcite. Mảnh vụn đá phun trào bazic bị biến đổi khá mạnh mẽ bởi các quá trình kaolinite hóa và chlorite hóa.

Bảng 2. Thành phần chính các khoáng vật thứ sinh trong cát kết Oligocen bị biến đổi ở đới Katagenes sớm

TT	Khoan	Thành phần chính các khoáng vật thứ sinh (%)									Đới biến đổi
		Thạch anh	Calcite	Kaolinite	Chlorite	Hidromica 1M	Albite	Zeolite	Khoáng vật quặng	Epidote	
1	BH-10	$\frac{0,5 - 3}{1,51}$	$\frac{1,5 - 2,2}{7,65}$	$\frac{5 - 10}{7,3}$	$\frac{1,5 - 10}{5,15}$	$\frac{2 - 7}{3,88}$	-	-	$\frac{1 - 2}{0,65}$	-	Katagenes sớm
2	BH-9	$\frac{1 - 1,5}{0,8}$	$\frac{6 - 25}{12,1}$	$\frac{7 - 11}{8,3}$	$\frac{2 - 4}{2,8}$	$\frac{5 - 7,5}{6,5}$	-	-	$\frac{0,5 - 1,5}{1,0}$	-	
3	BH-15	$\frac{1 - 3}{2,0}$	$\frac{5 - 24}{13,8}$	$\frac{4,0 - 7,5}{5,6}$	$\frac{4 - 10}{8,6}$	$\frac{5 - 7,5}{6,5}$	-	-	$\frac{1 - 2}{1,3}$	-	
4	Emerald	$\frac{0,2 - 2,2}{1,1}$	$\frac{0 - 6,2}{0,93}$	$\frac{1,8 - 12}{5,7}$	$\frac{0,2 - 8,4}{1,5}$	$\frac{2,5 - 11}{3,8}$	-	Vết	$\frac{0 - 1,2}{0,4}$	-	
5	Ruby-3	$\frac{0 - 1,0}{0,5}$	$\frac{1 - 3,3}{2,6}$	$\frac{2,7 - 7,7}{5,4}$	$\frac{0,3 - 1,3}{0,5}$	$\frac{1,7 - 8}{6,18}$	-	-	$\frac{0,7 - 1,7}{1,0}$	-	
6	Ruby-4	$\frac{0,5 - 5,7}{3,1}$	$\frac{0 - 1,7}{1,0}$	$\frac{0 - 1,0}{0,5}$	Rất ít	$\frac{4,3 - 8,3}{6,0}$	-	-	-	-	
7	15-2-GD-1X	$\frac{0,3 - 1,2}{0,7}$	$\frac{0 - 1,8}{0,6}$	$\frac{7 - 7,8}{7,5}$	Rất ít	$\frac{1,7 - 3}{2,7}$	-	-	0,5	-	
8	15-2-RD-3X	$\frac{0,3 - 1,7}{1,0}$	$\frac{0 - 6,6}{2,8}$	$\frac{3 - 7,3}{5,5}$	$\frac{0,7 - 2}{1,2}$	$\frac{0,7 - 7}{3,7}$	-	-	Rất ít	-	
9	15-2-RD-6X	$\frac{0 - 1,0}{0,04}$	$\frac{0,6 - 1,4}{1,0}$	$\frac{3 - 3,9}{3,5}$	$\frac{0,7 - 1}{0,8}$	$\frac{11 - 15}{12,0}$	-	-	$\frac{0,5 - 1,4}{0,8}$	-	

Tóm lại, trong đá cát kết khoáng vật tại sinh thường gặp nhất trong đới Katagenes sớm là: pyrite, calcite, siderit, kaolinite, hydromica loại 1M, thạch anh và ít các khoáng vật khác.

Độ chặt sít của đá chưa cao, hệ số này dao động trong khoảng 0,45 - 0,7, tiếp xúc hạt vụn nguyên sinh dạng điểm và đường thẳng đóng vai trò chủ yếu. Tiếp xúc thứ sinh dạng đường cong cũng bắt đầu xuất hiện trong các đá ở phần cuối của đới biến đổi, tuy nhiên chỉ chiếm một lượng nhỏ không đáng kể.

Quá trình hòa tan rửa lũa những khoáng vật kém bền vững như felspar và mảnh đá magma bắt đầu xảy ra trong các trầm tích ở phần cuối của đới. Tuy nhiên, mức độ hòa tan chưa mạnh mẽ và đều khắp khu vực.

Về đặc tính không gian rỗng các đá chứa cát bột kết thuộc đới biến đổi này cho thấy ở mọi khu vực độ rỗng nguyên sinh giữa hạt hầu như chỉ bị giảm đáng kể và đóng vai trò chủ yếu, trong khi các lỗ rỗng thứ sinh dạng bên trong hạt do hòa tan rửa lũa các khoáng vật kém bền vững chỉ xuất hiện với tỷ lệ nhỏ hoặc không đáng kể.

3. Đặc điểm đới biến đổi Katagenes muộn

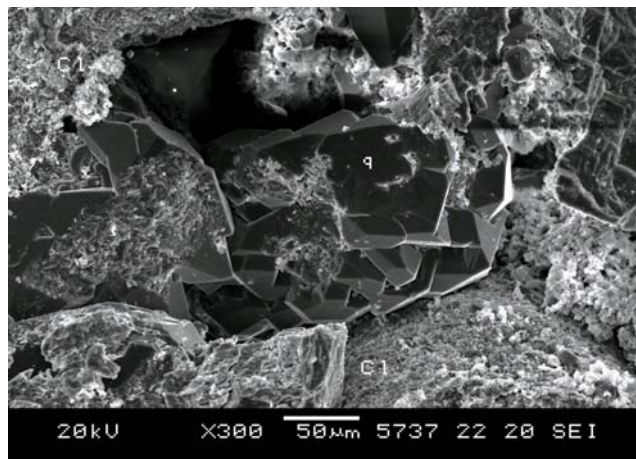
Các đá trầm tích phần dưới cùng của hệ tầng Trà Tân giữa (ở cánh sâu của một số cấu tạo như Bạch Hổ, Rồng, Bà Đen...) và phần lớn khối lượng địa tầng của hệ tầng này đã bị biến đổi thứ sinh thuộc đới Katagenes muộn. Bề dày của đới biến đổi thay đổi trong phạm vi từ 200 - 300m ở phần vòm của nhiều cấu tạo dương cho đến khoảng 500 - 800m hoặc lớn hơn tại phần cánh của các cấu tạo hoặc tại một số trung sâu khác (Bạch Hổ, Rồng, Ngọc Lục Bảo, Ngọc Bích, khu vực Đông - Đông Nam cấu tạo 15B...).

Trong đới biến đổi này đá sét kết đã được gắn kết chắc chắn và không còn khả năng tan trong nước, do thành phần không tồn tại khoáng vật có khả năng trương nở thuộc nhóm smectite và tỷ lệ của nhóm khoáng vật lớp hỗn hợp giảm đáng kể. Ở phần dưới của đới đá sét thường bị nén ép rất mạnh, do đó bắt đầu xuất hiện cấu tạo định hướng rõ và phân phiến yếu. Biến đổi vật chất hữu cơ phân tán trong đá khá cao với chỉ số phản xạ vitrinite đạt từ 0,7 - 1,02%.

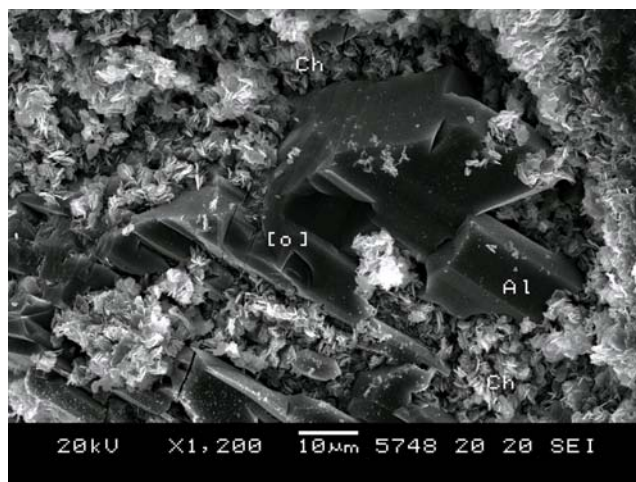
Trong đá cát kết, hiện tượng biến đổi xảy ra tương đối mạnh mẽ và phức tạp hơn nhiều so với đới Katagenes sớm, đặc biệt là sự biến đổi của mảnh vụn và xi măng xảy ra khá rõ nét. Các khoáng vật tại sinh được thành tạo phong phú về chủng loại với tỷ lệ cao hơn nhiều so với đới biến đổi trước (Bảng 3). Ở phần dưới của đới biến đổi

gặp nhiều mẫu có tỷ lệ các khoáng vật thứ sinh vượt quá 20%. Những khoáng vật thứ sinh xuất hiện phổ biến và điển hình nhất trong đới biến đổi này bao gồm thạch anh, calcite, hydromica loại 2M1, kaolinite, albite, zeolite, các khoáng vật quặng thuộc nhóm oxide titan và oxide sắt... Phần lớn những khoáng vật mới sinh này thường xuất hiện dạng điểm mỏng bao quanh hạt vụn nguyên sinh hoặc ở dạng tương đối tự hình, lấp đầy một phần hoặc toàn bộ lỗ rỗng giữa các hạt; ngoài ra còn thay thế một phần các mảnh vụn kém bền vững như felspar và mảnh đá magma [4, 5, 7 và 8].

Do bị chôn vùi ở độ sâu tương đối lớn nên đá bị ảnh hưởng mạnh của lực ép thủy tĩnh, đá cát kết và bột kết có



Hình 1. Độ sâu 3.176m: Các khoáng vật thứ sinh xuất hiện nhiều: Điển hình là thạch anh (q), các khoáng vật sét (Cl), chúng không những lấp đầy khoảng trống nguyên sinh giữa các hạt mà còn tạo thành các điểm mỏng bao quanh hạt vụn, làm giảm độ rỗng đá chứa

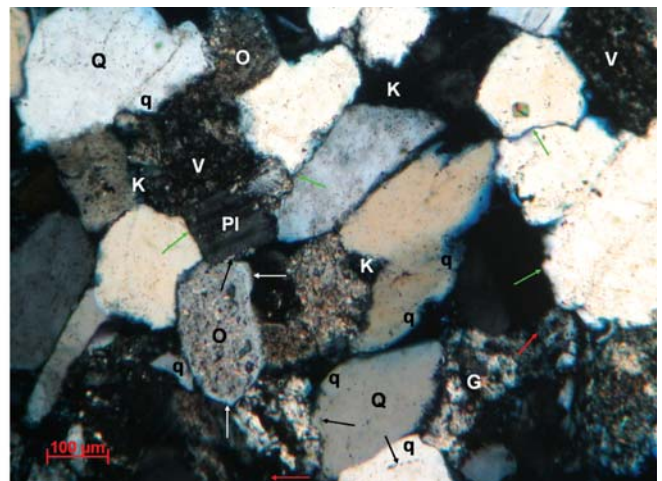
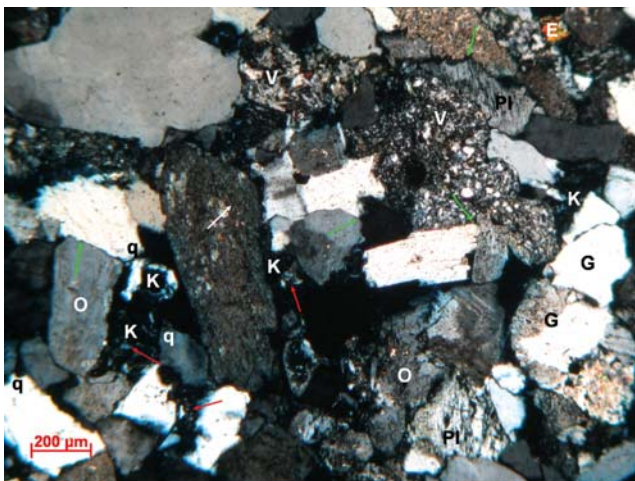


Hình 2. Độ sâu 3.254m: Các mảnh vụn kém bền vững như felspar đã bị hòa tan, thay thế gần như hoàn toàn bởi khoáng vật thứ sinh albite (Al), Các khoáng vật sét như illite, chlorite (Ch) lấp đầy khoảng trống thứ sinh giữa hạt

Bảng 3. Thành phần chính các khoáng vật thứ sinh trong cát kết Oligocen bị biến đổi ở đới Katagenes muộn

TT	Khoan	Thành phần chính các khoáng vật thứ sinh (%)									Đới biến đổi
		Thạch anh	Calcite	Albite	Kaolinite	Chlorite	Hydromica 2M1	Zeolite	Epidote	Khoáng vật quặng	
1	BH-10	$\frac{0,5 - 9,3}{4,5}$	$\frac{6 - 8,4}{7,2}$	$\frac{0,2 - 0,5}{0,12}$	$\frac{0 - 4,0}{1,85}$	$\frac{8 - 12}{8,5}$	$\frac{2,7 - 6}{4,1}$	$\frac{0 - 2}{0,9}$	-	$\frac{1 - 2}{1,5}$	Katagenes muộn
2	BH-9	$\frac{2 - 14,5}{7,3}$	$\frac{0,5 - 30}{6,43}$	$\frac{0,2 - 4,3}{2,1}$	$\frac{0 - 5}{1,76}$	$\frac{4 - 8}{5,09}$	$\frac{0,5 - 3,5}{2,8}$	$\frac{1 - 11}{4,4}$	$\frac{0 - 3,0}{0,58}$	$\frac{0,5 - 1,5}{1,0}$	
3	BH-14	$\frac{2 - 8}{4,5}$	$\frac{0 - 2}{0,5}$	$\frac{4,0 - 4,5}{2,25}$	ít	$\frac{3 - 10}{5,0}$	$\frac{4 - 18}{7,75}$	$\frac{5 - 7,5}{5,75}$	$\frac{0,5 - 2}{0,75}$	-	
4	Emerald	$\frac{0,2}{1,2}$	$\frac{0 - 5}{2,2}$	-	$\frac{0 - 4,8}{2,0}$	$\frac{0 - 3,6}{1,7}$	$\frac{1 - 7,5}{2,9}$	$\frac{1 - 35}{7,6}$	$\frac{0 - 1,0}{0,2}$	$\frac{0 - 2,5}{1,1}$	
5	Ruby- 3	$\frac{0 - 3,7}{2,0}$	$\frac{0,3 - 6,0}{2,3}$	-	$\frac{1 - 7,7}{2,5}$	$\frac{0,7 - 2,3}{1,0}$	$\frac{2,3 - 9,7}{4,0}$	$\frac{0 - 20}{4,74}$	-	$\frac{0,5 - 3,0}{1,7}$	
6	Ruby- 4	$\frac{0,1 - 13,3}{4,75}$	$\frac{0 - 5,7}{1,9}$	-	$\frac{0 - 6,7}{2,3}$	$\frac{0 - 4,2}{1,0}$	$\frac{0,3 - 8,3}{3,7}$	$\frac{0 - 14,7}{7,4}$	$\frac{0 - 0,3}{0,3}$	$\frac{0 - 1,3}{0,3}$	
7	15-2-PD-1X	$\frac{0,3 - 2,1}{1,7}$	$\frac{0 - 6,6}{4,2}$	-	$\frac{3 - 7,3}{4,2}$	$\frac{0,7 - 2,0}{1,6}$	$\frac{0,7 - 7,0}{4,1}$	ít	-	$\frac{0 - 1,0}{0,5}$	
8	15-2-RD-3X	$\frac{0 - 2}{1,2}$	$\frac{1,7 - 16}{4,3}$	-	$\frac{0,5 - 1,6}{1,0}$	$\frac{0,2 - 2,1}{1,4}$	ít	$\frac{19 - 30,4}{27,8}$	-	$\frac{0,5 - 1}{0,6}$	
9	16-1-BĐ-1X	$\frac{1,7 - 10}{4,7}$	$\frac{0,8 - 2}{2,1}$	$\frac{1 - 3,4}{1,7}$	$\frac{1,5 - 4,5}{2,1}$	$\frac{2,4 - 8,7}{5,3}$	$\frac{1 - 4,2}{2,3}$	$\frac{0 - 2,0}{0,8}$	ít	$\frac{0,2 - 1,5}{0,9}$	

6 - 8,4 Giá trị min - max
7,2 Giá trị trung bình

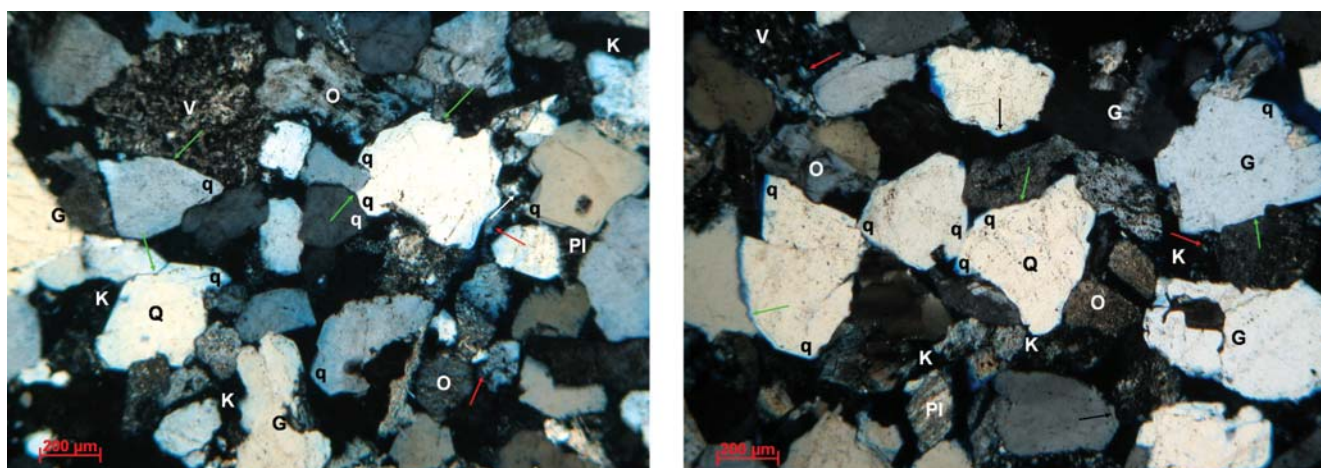


Hình 3. Độ sâu 3.142 - 3.189m: cát kết hạt trung - thô, chọn lọc kém, bị nén ép mạnh chủ yếu tiếp xúc dạng đường cong, răng cưa (mũi tên màu xanh)

mật độ cao ($> 2,65\text{g/cm}^3$), khá rắn chắc và chặt sít do các hạt vụn bị nén ép rất mạnh. Tiếp xúc giữa các hạt vụn có nhiều biến động: tiếp xúc nguyên sinh dạng điểm, đường thẳng có mặt với tỷ lệ nhỏ ($< 30\%$); trong khi phát triển các loại tiếp xúc dạng đường cong ($> 40\%$) và ở phần cuối của đới còn xuất hiện loại tiếp xúc dạng răng cưa. Hệ số

chặt sít của đá cát kết dao động từ 0,7 - 0,8. Kết quả của quá trình nén kết mạnh mẽ này cùng với một lượng lớn khoáng vật thứ sinh lấp đầy, đã làm giảm thể tích lỗ rỗng giữa các hạt trong các đá cát kết và bột kết.

Ngược với hiện tượng biến đổi làm giảm độ rỗng nguyên sinh nói trên, quá trình hòa tan rửa lũa một phần



Hình 4. Độ sâu 3.200 - 3.267m: cát kết hạt trung, lựa chọn kém, nén ép mạnh tiếp xúc hạt chủ yếu dạng đường cong, răng cưa (mũi tên màu xanh)

Bảng 4. Ranh giới các đới biến đổi thứ sinh gặp tại một số giếng khoan

TT	Khoan	Ranh giới đới biến đổi thứ sinh					
		Đới Katagenes sớm		Đới Katagenes muộn		Đới Metagenes sớm	
		Độ sâu đới (m)	Chiều dày đới (m)	Độ sâu đới (m)	Chiều dày đới (m)	Độ sâu đới (m)	Chiều dày đới (m)
1	01-Ruby-2	1.763 - 3.062	1.299	3.062 - 3.412	350	-	-
2	Emerald-1	1.825 - 3.032	1.207	3.032 - 3.871	851	-	-
3	02-Jade-1	1.870 - 3.165	1.295	3.165 - 3.950	785		
4	BH-4	2.171 - 3.136	965	3.136 - 3.467	> 331	Chưa tới	
5	BH-9	2.261 - 3.750	1.489	3.750 - 4.235	485	4.235 - 4.400	165
6	BH-12	2.000 - 3.726	1.726	3.726 - 4.092	366	4.092 - 4.135	43
7	BH-66	200 - 3.340	1.340	3.340 - 3.545	205	3.545 - 3.629	84
8	Rồng-2	1.710 - 2.600	890	2.600 - 2.730	230	-	-
9	16-TĐ-1X	1.990 - 3.045	1.055	3.045 - 3.400	355	-	-
10	16-BĐ-1X	2.112 - 3.570	1.458	3.570 - 4.100	530	4.100 - 4.200	100
11	15-A-1X	1.893 - 2.795	902	2.795 - 3.038	243	-	-
12	15-2-RD-3X	2.022 - 3.200	1.180	3.200 - 3.544	344	-	-
13	15-2-GD-1X	2.077 - 3.225	1.148	3.225 - 3.728	503	-	-
14	17-C-1X	1.870 - 2.840	970	2.840 - 3.318	> 478	-	-

các mảnh vụn kém bền vững trong đới biến đổi lại xảy ra tương đối mạnh mẽ. Theo quan sát, hiện tượng này xảy ra khá phổ biến trong đá cát kết và bột kết thuộc phần giữa và cuối của đới biến đổi. Kết quả sự hòa tan này đã tạo ra một lượng đáng kể các lỗ rỗng thứ sinh dạng bên trong hạt, dạng vi hang hốc/hang hốc, đôi chỗ còn có mặt cả lỗ rỗng dạng khe nứt do tác động của quá trình nén kết và nứt nẻ.

4. Đặc điểm đới biến đổi Metagenes sớm

Đới biến đổi Metagenes sớm phát triển rộng rãi trong trầm tích Oligocen bể Cửu Long. Nhóm tác giả ghi nhận dấu hiệu của đới biến đổi này trong tập trầm tích dưới cùng của hệ tầng Trà Tân, một số giếng khoan thuộc các

cấu tạo Bạch Hổ, Rồng, Bà Đen (Bảng 4). Chiều dày của đới biến đổi này thay đổi từ vài chục mét (ở phần vòm của các cấu tạo) tới 200m và có thể lớn hơn tại các phần cánh sâu. Tại các khu vực trầm tích Oligocen nằm ở độ sâu lớn hơn 4.500 - 5.000m (cánh phía Đông - Đông Nam cấu tạo Bạch Hổ, cấu tạo Ba Vì, Bà Đen...) cũng có thể xếp vào đới biến đổi này (Bảng 5) [4, 5, 7 và 8].

Nhìn chung, trầm tích trong đới Metagenes sớm bị biến đổi rất mạnh. Khoáng vật thứ sinh xuất hiện phong phú và chiếm tỷ lệ khá cao (thường > 25%). Đá cát kết và bột kết bị biến đổi thành phần cát, bột kết dạng quartzite, đá rắn chắc và có độ chặt sít khá lớn. Độ rỗng nguyên sinh bị giảm phần lớn, rất ít mẫu còn tồn tại độ rỗng nguyên sinh vượt quá 4 - 5%.

Bảng 5. Thành phần chính các khoáng vật thứ sinh trong cát kết Oligocen bị biến đổi ở đới Metagenes sớm

Khoan	Thành phần khoáng vật thứ sinh (%)								
	Thạch anh	Albite	Calcite	Chlorite	Hydromica 2M1	Kaolinite	Zeolite	Epidote	Khoáng vật quặng
BH-10	4,0 - 22,2	0,5 - 4,8	0 - 4,0	2,0 - 8,5	3,0 - 8,5	3,0 - 5,0	13 - 40,0	0 - 2,5	0,5 - 2,0
	9,5	3,0	1,2	3,5	4,1	3,8	28,0	1,5	0,7
BH-9	8,0 - 18,0	4 - 11,0	1-17,0	1,5 - 4,5	2,0 - 6,5	2,4 - 7,3	0,7 - 35	0 - 4,1	1 - 1,5
	14,5	6,9	4,53	3,0	3,3	3,5	13,3	2,95	1,0
BH-14	7,5 - 10	2 - 4,5	0 - 1,3	2 - 3,0	2 - 6	1,2 - 3,5	14 - 22	0,5 - 3,0	0 - 1,0
	9,3	2,7	0,27	2,4	4,0	2,6	17,5	1,79	0,6
BH-15	2,3 - 7,5	0 - 1,1	0 - 4,0	3,0 - 5,5	1,5,0	4 - 6,2	13 - 19	0 - 1,5	ít
	3,8	0,26	1,0	4,0	2,2	5,0	15	1,0	
BH-66	3 - 13,0	1 - 6,0	0 - 1,3	4 - 8,0	4,1 - 15	1 - 5,5	15 - 30	1,3 - 4,0	0 - 1,0
	6,9	3,5	0,4	5,7	6,10	2,1	22,7	1,9	0,5
09-R-8	2,1 - 5,0	0 - 2,7	2,8 - 6,0	3,2 - 5,5	2,7 - 5,8	1 - 5,7	8 - 22,5	ít	ít
	3,2	1,5	3,5	4,0	3,2	2,6	17,6		
16-BĐ-1X	3,5 - 10	2,7 - 4,5	2,0 - 12,3	4,0 - 7,5	3,7 - 10	2 - 6,4	1,5 - 6,8	ít	1 - 3,2
	7,5	3,0	8,5	6,3	5,4	3,9	3,7		1,5
02-Jade-1X	2,0 - 8,0	0 - 6,0	0 - 2,0	1 - 2,0	1,5 - 4,5	0 - 2,7	10 - 23,5	ít	1,0 - 1,5
	6,0	3,5	1,0	1,5	3,0	1,8	19,5		1,3

6 - 8,4 Giá trị min - max
 7,2 Giá trị trung bình

Các lớp đá sét bị biến đổi mạnh hơn gần như biến thành đá phiến sét hoặc đá phiến chlorite, sericite rất rắn chắc, với cấu tạo định hướng và phân phiến rõ, bề mặt láng bóng. Toàn bộ các khoáng vật sét bị tái kết tinh thành dạng vảy nhỏ có kích thước 0,05 - 0,1mm, để tạo nên kiến trúc vi vẩy hạt biến tinh. Thành phần khoáng vật sét chủ yếu là hydromica loại 2M1, chlorite và sericite, chỉ còn một lượng rất nhỏ kaolinite, sự biến đổi của vật chất hữu cơ khá cao với độ phân xạ vitrinite thường vượt quá 1,3%.

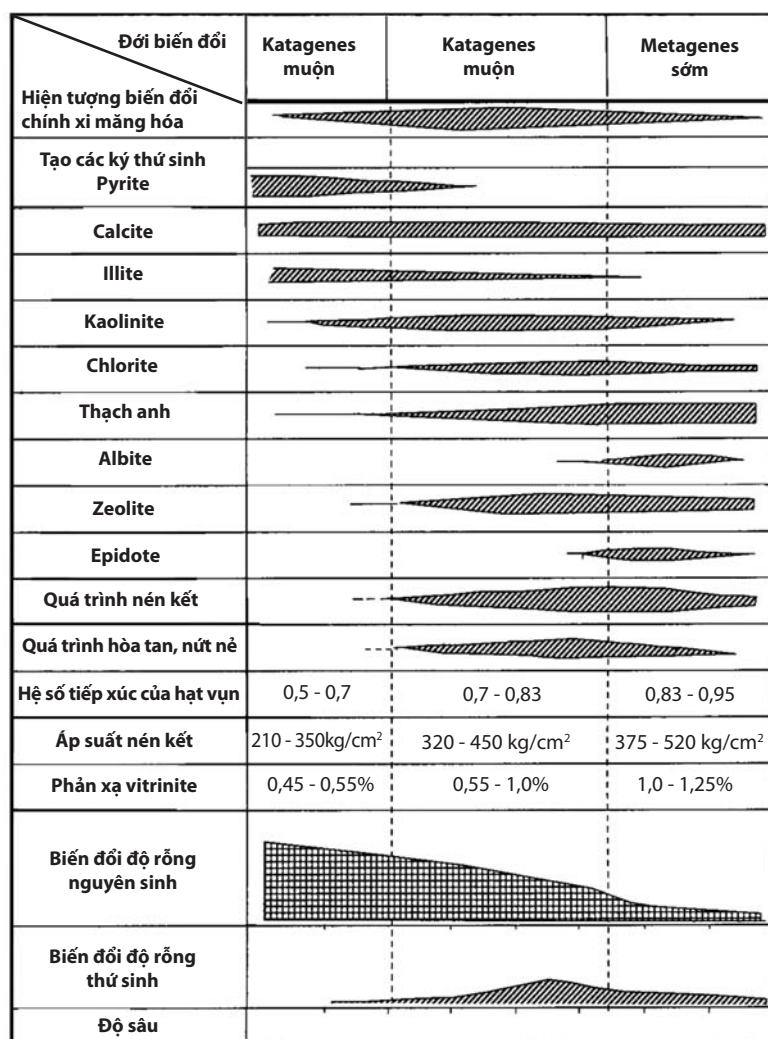
Trong đá cát kết hiện tượng biến đổi của mảnh vụn và xi măng xảy ra tương tự như đới Katagenes muộn nhưng với cường độ mạnh hơn nhiều, đặc biệt là quá trình nén kết, xi măng hóa, tái kết tinh của mảnh vụn và xi măng để thành tạo một lượng lớn các khoáng vật thứ sinh. Ở phần sâu của đới biến đổi, hàm lượng khoáng vật tái sinh càng tăng cao, nhiều mẫu có thể đạt tới 30 - 40% hoặc lớn hơn (BH-9: 4.315 - 4.321, BH-10: 4.300 - 4.350, Rỗng: 4.200 - 4.240, Bà Đen: 4.100 - 4.200m...).

Bên cạnh các khoáng vật thứ sinh đã gặp ở đới trước, đới biến đổi này bắt đầu xuất hiện một số khoáng vật khá đặc trưng như: epidote, prenite, albite, hidromuscovite.

Hầu hết các khoáng vật mới sinh này có mặt dưới dạng tinh thể nhỏ khá tự hình (0,03 - 0,1mm), lấp đầy gần như toàn bộ vào các lỗ rỗng giữa hạt hoặc thay thế các mảnh vụn ở những mức độ khác nhau. Đặc biệt, nhóm khoáng vật zeolite trong giai đoạn biến đổi này xuất hiện với tỷ lệ cao từ 10 - 30% (đôi chỗ còn cao hơn), ở dạng tinh thể rất tự hình với kích thước khá lớn (0,1 - 0,35mm). Khoáng vật thạch anh tại sinh gặp rất phổ biến trong đới này, ngoài ra ở dạng kết vôi, lấp đầy lỗ rỗng, còn gặp cả dạng mạch với kích thước từ vài mm đến cm (BH-10: 4.350; BH-9: > 4.300).

Ở phần cuối cùng của đới, hạt vụn thạch anh bị nứt vỡ, tắt làn sóng mạnh và đặc biệt là hiện tượng hạt "mọc râu" ở phần xung quanh do tác động mạnh của quá trình hòa tan dưới áp suất lớn.

Đá cát kết có mật độ cao (> 2,7g/cm³) và hệ số chặt sít rất lớn (> 0,87). Toàn bộ tiếp xúc hạt nguyên sinh đã được thay thế bằng các loại tiếp xúc thứ sinh dạng răng cưa (stylonite) và dạng nêm. Ranh giới giữa các hạt vụn gần như hòa vào nhau rất khó phân biệt. Trong nhiều mẫu cát kết bắt đầu xuất hiện kiến trúc dạng men rạn và kiến trúc hạt biến tinh.



Hình 5. Đặc điểm biến đổi thứ sinh đá chứa trầm tích Oligocen bể Cửu Long

Cấu trúc không gian của đá trong đới này rất phức tạp, các lỗ rỗng nguyên sinh giữa hạt chỉ còn đóng vai trò thứ yếu do đã bị giảm phần lớn, trong khi các lỗ rỗng thứ sinh kiểu vi hang hốc/hang hốc (do hòa tan mảnh vụn và xi măng không bền vững) cùng với những lỗ rỗng dạng vi khe nứt, khe nứt lại đóng vai trò chính.

5. Kết luận

1. Quá trình biến đổi thứ sinh xảy ra trong các trầm tích Oligocen rất đa dạng, bao gồm các quá trình tái kết tinh, xi măng hóa, thành tạo các khoáng vật mới lấp đầy vào khoảng trống giữa hạt hoặc thay thế một phần các khoáng vật vụn ban đầu.

2. Sự giảm độ thấm, độ rỗng nguyên sinh do tác động của quá trình nén kết đồng thời với quá trình hình thành độ rỗng và độ thấm thứ sinh do tác động của nứt nẻ và hòa tan các khoáng vật kém bền vững.

3. Phần lớn trầm tích tuổi Oligocen thuộc phần trên

và giữa của hệ tầng Trà Tân có mức độ biến đổi thuộc đới Katagenes sớm.

4. Các đá trầm tích phần dưới cùng của hệ tầng Trà Tân giữa bị biến đổi thứ sinh thuộc đới Katagenes muộn.

5. Đới biến đổi Metagenes sớm phát triển rộng rãi trong trầm tích Oligocen ở bể Cửu Long; ghi nhận được những dấu hiệu của đới biến đổi này trong tập trầm tích nằm dưới cùng của hệ tầng Trà Tân.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Chiến, Trịnh Ích, Phan Trường Thị. *Thạch học*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học chuyên nghiệp, Hà Nội. 1973.

2. Phạm Huy Tiến, Trịnh Ích, Nguyễn Văn Mên. *Thạch học đá trầm tích Tập I*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học chuyên nghiệp. 1984.

3. Phạm Huy Tiến, Trịnh Ích. *Thạch học đá trầm tích Tập II*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học chuyên nghiệp. 1984.

4. Phạm Xuân Kim. *Đặc điểm thạch học tướng đá môi trường thành tạo và quy luật phân bố các tầng chứa Miocen sớm - Oligocen bể Cửu Long*. 2000.

5. Trần Văn Nhuận, Nguyễn Thị Thanh Thủy, Đỗ Văn Nhuận, Trần Thị Kim Hà. *Đặc điểm trầm tích Miocen phần Tây bể Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 12: p. 26 - 35.

6. Trần Văn Nhuận. *Một số vấn đề về quá trình tạo đá và các phương pháp nghiên cứu*. Tạp chí Dầu khí. 2010; 3: p. 27 - 36.

7. Vũ Thế Anh, Trần Văn Nhuận, Yungoo Song. *Sự biến đổi illite - smectite trong các thành tạo trầm tích tuổi Oligocen - Miocen bể Cửu Long, mối quan hệ với xi măng thạch anh và nhiệt độ chôn vùi*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010: Tăng tốc phát triển". 2010.

8. Ngô Xuân Vinh. *Những yếu tố chính ảnh hưởng đến tính chất chứa của đá vụn lục nguyên Miocen sớm - Oligocen bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ 2000 "Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21". 2000.

9. *Bể trầm tích Cửu Long và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: p. 271 - 296.

10. J.Schmidt, Nguyễn Văn Quế, Phạm Huy Long. *Tiến hóa kiến tạo bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ "Viện Dầu khí Việt Nam - 25 năm xây dựng và trưởng thành". 2003

11. A.D.Miall. *Principles of sedimentary basin analysis*. 2000.

12. Joann E. Welton. *SEM Petrology Atlas*. Chevron Oil Field Research Company, The American Association of Petroleum Geologists.

13. Roseph I. Goldstein, A.D. Romig Jr, Dale E. Newbury, Charles E. Lyman, Patrick Echlin. *Scanning electron microscopy and X-Ray microanalysis*. Plenum press. New York and London.

The diagenetic characteristics of Oligocene reservoirs in Cuu Long basin

Tran Van Nghan, Bui Tri Tam, Vu Tru, Pham Thi Dieu Huyen

Vietnam Petroleum Institute

Do Van Nghan, Dang Thi Vinh

Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Oligocene sediment in Cuu Long basin is deeply buried and its thickness varies from area to area. Generally, in the crest of anticlines, Oligocene sediments are quite thin and are buried at the depth of 3,000m - 4,000m. Whereas, in the flank, the burial depth can reach 4,000m - 5,000m (or even deeper in some places) and their thickness can be approximately 1,000m (wells BH-9, BH-10, BH-15, R-11, R-18, 16-BD-1X, 15-2-GD-1X, 01-RB-1X, Emerald-1X and Diamond-1X). Due to various burial depths as well as different tectonic and fault processes, Oligocene sediments were heterogeneously and complicatedly altered by diagenetic processes.



NGHIÊN CỨU PHƯƠNG PHÁP PHÂN BIỆT CÁC LOẠI DẦU THÔ TRÊN CƠ SỞ PHÂN TÍCH DẤU VÂN SẮC KÝ CỦA 24 CẶP PIC CÁC HYDROCARBON TỪ nC_8 - nC_{22} VÀ ỨNG DỤNG VÀO PHÂN BIỆT CÁC CẤU TẠO MỚI CỦA VIETSOVPETRO

KS. Bùi Mai Thanh Tú, KS. Mai Trọng Tuấn

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

PGS.TS. Lê Văn Hiếu

Đại học Bách khoa, Hà Nội

Tóm tắt

Phân tích dấu vân sắc ký của mẫu dầu thô hay condensate nhằm phân biệt các vỉa dầu, loại dầu, nhóm dầu một cách chính xác, nhanh chóng là yêu cầu quan trọng của công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Đồng thời, có thể nhận biết và tính toán được tỷ lệ pha trộn giữa các loại dầu, vỉa dầu khác nhau trong quá trình khai thác; theo dõi thành phần và tính chất dầu, sự xâm nhập và mức độ xâm nhập của các đối tượng dầu khác vào dầu ban đầu trong suốt quá trình khai thác...

Thông qua phương pháp phân tích dấu vân sắc ký, nhóm tác giả đã khẳng định những cấu tạo mới phát hiện năm 2011, 2012 của Vietsovpetro (Gấu Trắng, Báo Trắng, Mèo Trắng, Thỏ Trắng) là hoàn toàn độc lập với mỏ Bạch Hổ và Rồng đã khai thác trước đó.

Kết quả nghiên cứu của phương pháp này đã xác định được các loại dầu từ dấu vân duy nhất đặc thù và mô tả thành phần một số hợp chất đặc trưng nhất của loại dầu đó.

1. Giới thiệu

Mỗi loại dầu thô được đại diện bởi một dấu vân duy nhất mô tả thành phần được xem là đặc trưng nhất cho dầu đó. Dầu giống nhau sẽ có dấu vân giống nhau và ngược lại. Kỹ thuật dấu vân sắc ký (GCF) được sử dụng nhằm nhận dạng dầu, nhóm dầu và thiết lập mối quan hệ giữa chúng [1, 8].

Ngoài mục đích phân biệt các cấu tạo chứa dầu mới thì việc phân tích dấu vân các mẫu dầu sẽ được ứng dụng tiến hành thường xuyên 2 lần/năm để theo dõi quá trình khai thác dầu thô, xác định tầng đang khai thác của từng loại dầu (Miocen, Oligocen, móng...), so sánh, nhận định có hay không sự xâm nhập của loại dầu khác trong quá trình khai thác, giúp khai thác dầu thô an toàn, hiệu quả, chính xác.

2. Phương pháp phân tích

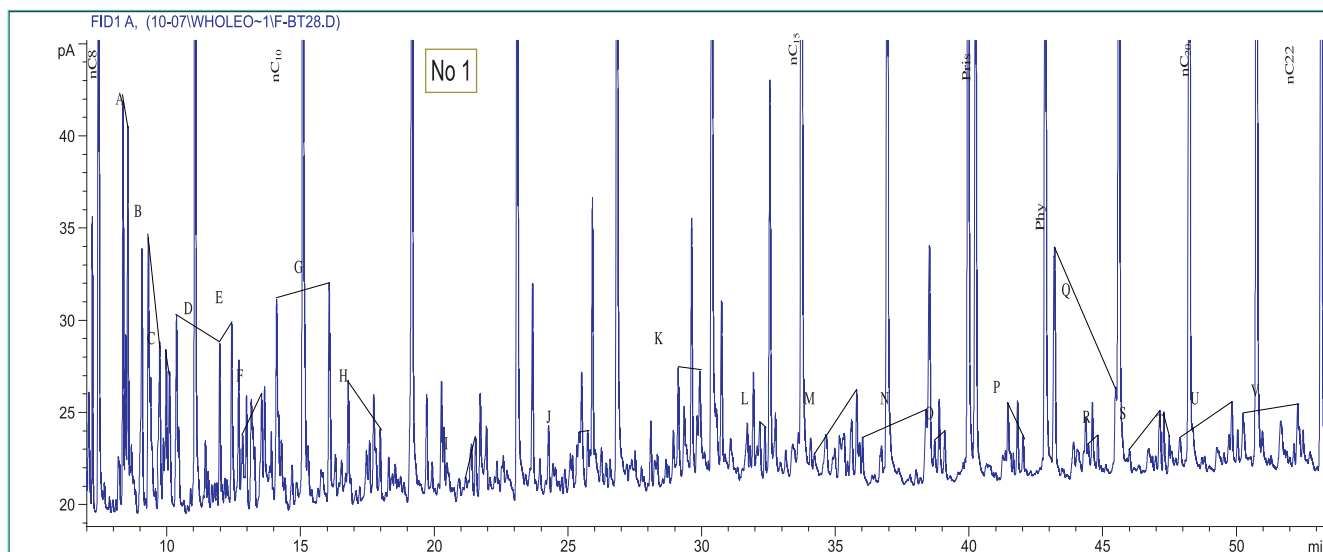
- Mẫu dầu thô lấy tại miệng giếng, các mẫu dầu thử vỉa của giếng khoan thăm dò tìm kiếm được lấy vào chai đậy nút kín để hạn chế bay hơi phần hydrocarbon nhẹ.

- Phân tích bằng phương pháp sắc ký thành phần nhóm hydrocarbon phân đoạn dầu thô đến 180°C (ASTM D 6293).

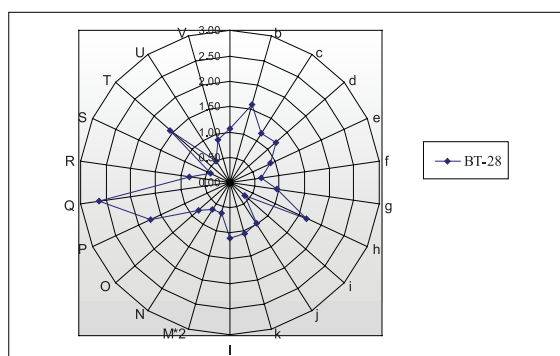
- Phân tích sắc ký toàn phần (whole oil) độ phân giải cao trên máy sắc ký khí GC-2010 Q với việc sử dụng bộ bơm mẫu tự động theo tóm tắt sau:

Cột phân tích	Loại cột HP-1: 30m x 0,320mm x 0,25µm
Buồng đốt	35°C (giữ trong 3 phút), tăng 2°C/phút, đến 295°C (giữ trong 40 phút)
Khí mang	Helium: tốc độ 44,4ml/phút, áp suất: 10,5psig
Buồng bơm mẫu	Tỷ lệ chia dòng 45:1, nhiệt độ 310°C
Đầu dò	Đầu dò ion hóa ngọn lửa, nhiệt độ 310°C

- Dầu vân sắc ký được xây dựng trên cơ sở lấy tỷ số chiều cao của 24 cặp pic được đánh ký hiệu từ A đến V. Mỗi cặp pic tạm gọi là một "vân đơn". Các cặp pic được chọn lựa để sử dụng trong phạm vi số carbon từ nC_8 - nC_{22} trích từ phổ sắc ký dầu toàn phần độ phân giải cao [1].



Hình 1. Phổ trích đoạn từ nC_8 - nC_{22} từ phổ sắc ký dầu thô toàn phần độ phân giải cao



Hình 2. Dấu vân sắc ký là đồ thị hình sao được xây dựng từ 22 cặp vân đơn

Bảng 1. Danh sách mẫu phân tích

TT	Tên mẫu	Vị trí	Độ sâu (m)
1	Bạch Hổ - 121	Giàn MSP-6 mỏ Bạch Hổ	4.070 - 4.970
2	Bạch Hổ - 140	Giàn MSP-6, mỏ Bạch Hổ	4.550 - 5.001
3	Rồng - 20	Nam Rồng - Đối Mỏ	3.750 - 3.780
4	Rồng - 25	Nam Rồng - Đối Mỏ	3.800 - 3.850
5	Gấu Trắng - 2X-1	Đồng Nam mỏ Bạch Hổ, Đồng Bắc mỏ Rồng	4.061 - 4.108
6	Mèo Trắng - 2X-2	Tây Nam mỏ Bạch Hổ	4.580 - 4.620
7	Báo Trắng - 1X-4	Đồng Bắc mỏ Rồng	3.619 - 3.625
8	Thỏ Trắng - 1X-1	Tây Bắc mỏ Bạch Hổ	3.648 - 3.493

- Sử dụng phần mềm xử lý thống kê SPSS (version 18.0) để phân tích tổ hợp cluster tỷ số chiều cao của các “vân đơn” và xếp nhóm các mẫu dầu (Hình 13) [4].

3. Kết quả phân tích

Kết quả ở Hình 3 cho thấy hai mẫu dầu BH-121, BH-140 (cùng loại dầu Bạch Hổ) có dấu vân hoàn toàn trùng nhau. So sánh hai mẫu dầu cùng ở mỏ Rồng R-20 và R-25 cũng thấy kết quả tương tự (Hình 4).

Trong Hình 5 - 12, kết quả khi so sánh dấu vân của từng cặp mẫu dầu Bạch Hổ - Rồng, Bạch Hổ - Mèo Trắng, Bạch Hổ - Gấu Trắng, Bạch Hổ - Báo Trắng, Bạch Hổ - Thỏ Trắng, Mèo Trắng - Báo Trắng, Thỏ Trắng - Mèo Trắng, Báo Trắng - Thỏ Trắng... cho thấy dấu vân của từng cặp mẫu dầu hoàn toàn khác nhau.

Qua việc phân tích dấu vân các mẫu dầu và thiết lập tỷ số chiều cao các cặp pic cho thấy các mẫu dầu cùng

một mỏ thì có dấu vân trùng nhau, các mẫu dầu thuộc các mỏ khác nhau thì có dấu vân khác nhau.

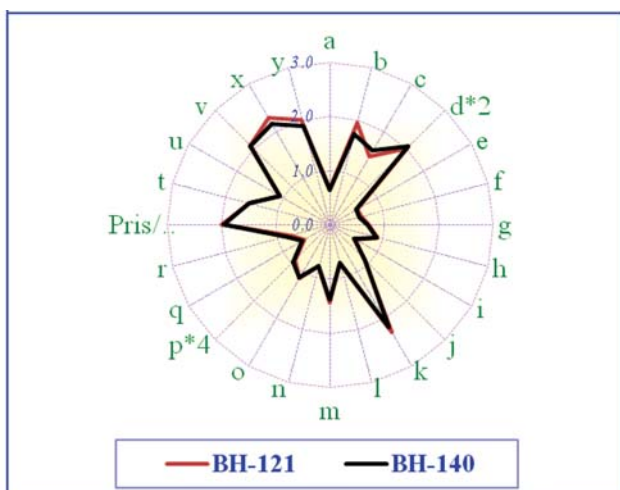
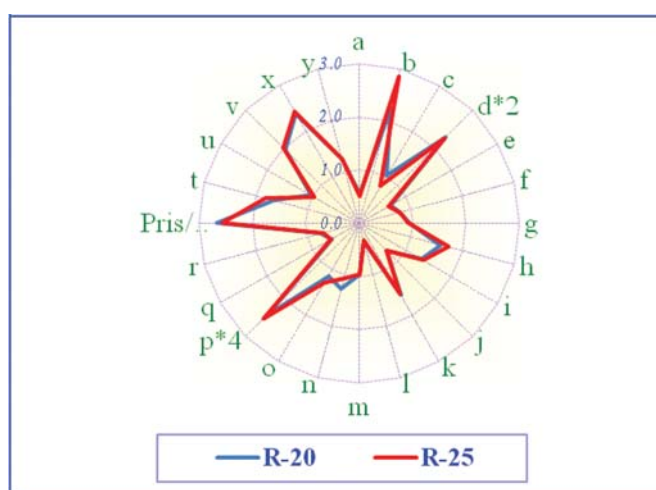
Sử dụng phần mềm xử lý thống kê SPSS (version 18.0) để phân tích tổ hợp cluster tỷ số chiều cao của các “vân đơn” và xếp nhóm các mẫu dầu, cũng cho kết quả tương tự, các mẫu dầu thuộc cùng một mỏ thì được xếp cùng nhóm.

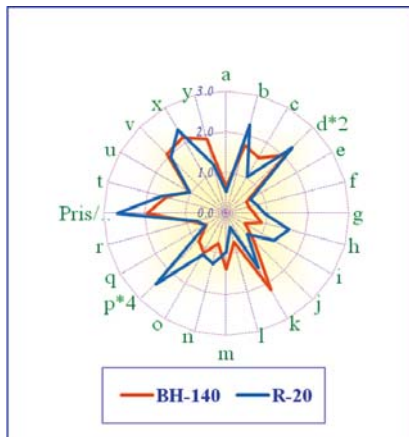
4. Kết luận

Kết quả thảo luận căn cứ vào việc so sánh dấu vân các mẫu dầu trên cơ sở đồ thị hình sao và kết quả phân tích cluster xếp nhóm các mẫu dầu. Đồ thị phân tích cluster xếp nhóm mẫu dầu được xây dựng trên cơ sở số liệu tỷ lệ các cặp pic và chạy phần mềm phân tích thống kê SPSS. Theo đó, các mẫu dầu có tỷ lệ nhiều cặp pic giống nhau thì có khả năng xếp chung một nhóm. Ngoài ra, các mẫu dầu không xếp chung một nhóm nhưng có

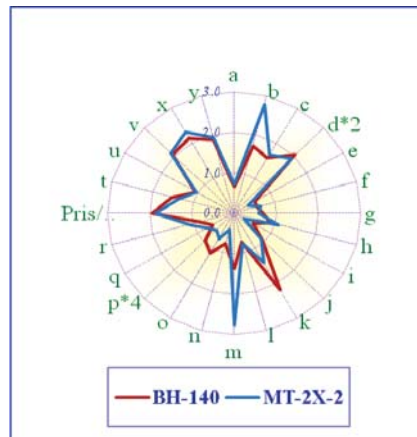
Bảng 2. Kết quả phân tích dấu vân các mẫu dầu tại bể Cửu Long (theo tỷ lệ chiều cao của 24 cặp pic)

TT	1	2	3	4	5	6	7	8
Tên mẫu	BH-121	BH-140	R-20	R-25	MT-2X-2	GT-2X-1	BAT-1X-4	ThT-1X-1
Tỷ lệ chiều cao của 24 cặp pic								
a	0,665	0,655	0,546	0,506	0,712	0,298	0,439	1,465
b	1,943	1,731	2,238	2,852	2,783	1,681	2,256	2,626
c	1,452	1,581	1,032	0,807	1,667	1,258	1,007	1,161
d*2	2,004	2,044	2,281	2,248	1,920	2,172	2,035	2,520
e	0,583	0,571	0,687	0,626	0,390	0,465	0,575	1,003
f	0,598	0,569	0,781	0,796	0,649	0,499	0,768	0,805
g	0,707	0,692	0,936	0,914	0,590	0,609	0,757	1,142
h	0,914	0,885	1,575	1,724	1,096	0,852	0,960	1,431
i	0,528	0,515	1,350	1,389	0,276	0,420	0,538	1,143
j	0,897	0,937	0,726	0,732	0,909	0,787	0,854	0,856
k	2,287	2,178	1,560	1,530	1,406	1,359	1,372	1,402
l	0,730	0,738	0,353	0,331	0,779	0,413	0,740	0,663
m	1,431	1,373	0,952	0,952	2,771	0,857	0,760	0,754
n	0,789	0,781	1,282	1,064	0,415	1,320	1,435	0,893
o	1,136	1,127	1,163	1,293	0,726	1,347	1,288	1,236
p*4	0,911	0,961	2,457	2,532	0,599	2,600	2,910	2,340
q	0,540	0,585	0,603	0,609	0,727	0,742	0,691	0,694
r	0,737	0,845	0,748	0,698	1,081	0,445	0,805	0,823
Pris/phy(s)	1,986	1,945	2,664	2,557	1,873	2,148	2,252	2,197
t	1,542	1,529	1,653	1,812	1,373	1,338	1,499	1,631
u	1,065	1,063	1,048	0,965	1,032	0,860	0,954	1,222
v	2,082	2,066	1,946	2,005	2,116	1,897	1,764	1,862
x	2,274	2,148	2,375	2,419	2,322	2,207	2,408	2,249
y	2,014	1,885	1,242	1,251	1,936	2,029	1,986	1,841

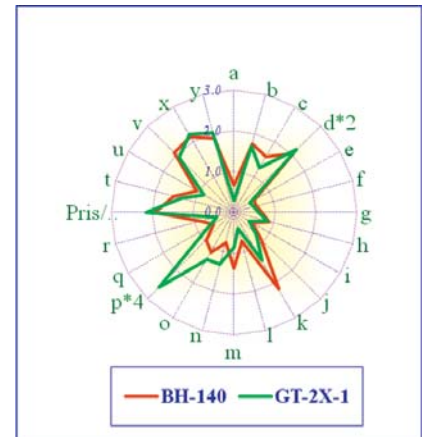
**Hình 3.** Dấu vân của 2 mẫu dầu Bạch Hổ**Hình 4.** Dấu vân của 2 mẫu dầu Rồng



Hình 5. So sánh dấu vân mẫu dầu Bạch Hổ và Rồng



Hình 6. So sánh dấu vân mẫu dầu Bạch Hổ và Mèo Trắng



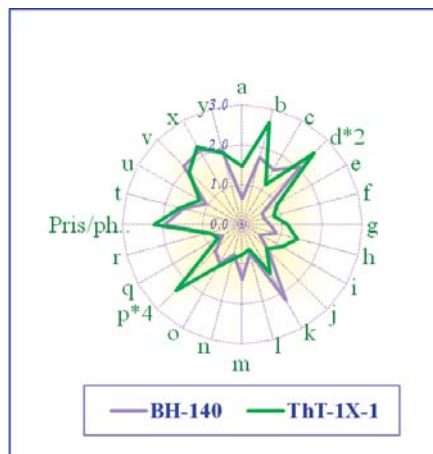
Hình 7. So sánh dấu vân mẫu dầu Bạch Hổ và Gấu Trắng

kiểu đồ thị hình sao gần giống nhau hay đồng dạng thì có thể có mối liên hệ với nhau.

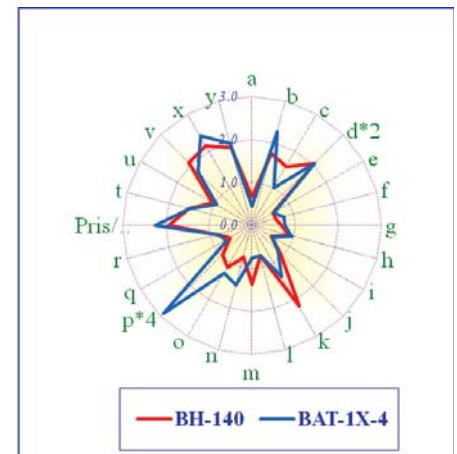
Thông qua phương pháp phân tích dấu vân sắc ký đã khẳng định những cấu tạo mới phát hiện năm 2011, 2012 của Vietsovpetro (Gấu Trắng, Báo Trắng, Mèo Trắng, Thỏ Trắng) là hoàn toàn độc lập với mỏ Bạch Hổ và Rồng đã khai thác trước đó.

Mẫu dầu ở các vỉa của một giếng khoan được xếp chung một nhóm (có dấu vân giống nhau) cho phép suy luận rằng có thể tồn tại tính liên tục (continuity) giữa các vỉa dầu hay các tầng chứa dầu có sự liên thông. Ngược lại, mẫu dầu xếp khác nhóm hay có dấu vân khác nhau hay dấu vân không đồng dạng thì nhiều khả năng không có mối liên quan hoặc không có sự liên thông với nhau. Có thể có sự pha trộn nào đó giữa các vỉa, các tầng khi dấu vân mẫu dầu không thuộc một nhóm nào đó [6].

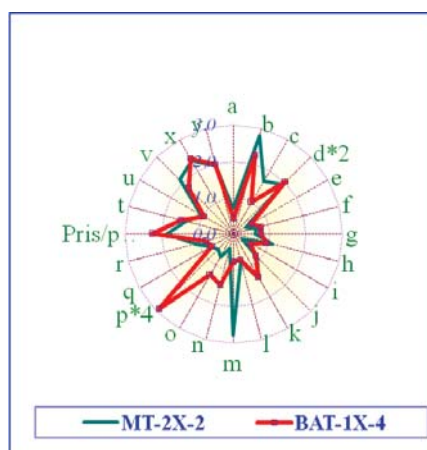
Ngoài ra, trong suốt thời gian hoạt động của giếng khoan, dấu vân sắc ký mẫu dầu của vỉa hay dầu giếng khoan đó



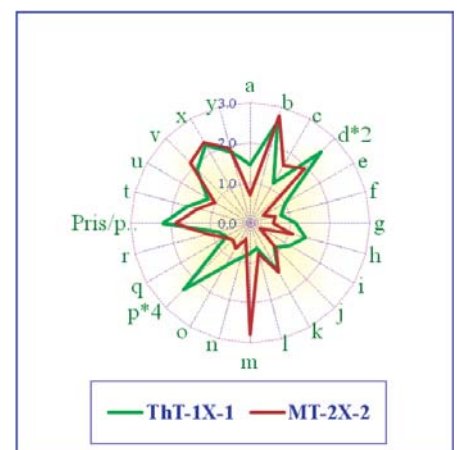
Hình 9. So sánh dấu vân mẫu dầu Bạch Hổ và Thỏ Trắng



Hình 8. So sánh dấu vân mẫu dầu Bạch Hổ và Báo Trắng



Hình 10. So sánh dấu vân mẫu dầu Mèo Trắng và Báo Trắng



Hình 11. So sánh dấu vân mẫu dầu Thỏ Trắng và Mèo Trắng

không có thay đổi đáng kể trừ khi có sự xâm nhập dầu từ một đối tượng nào đó (gọi là dầu không còn liên tục - uncontinuity). Vì vậy, phân tích dấu

vân sắc ký ngoài việc nhận dạng, phân biệt các loại dầu, vỉa dầu còn để theo dõi giếng trong suốt quá trình khai thác [6, 7].

Tài liệu tham khảo

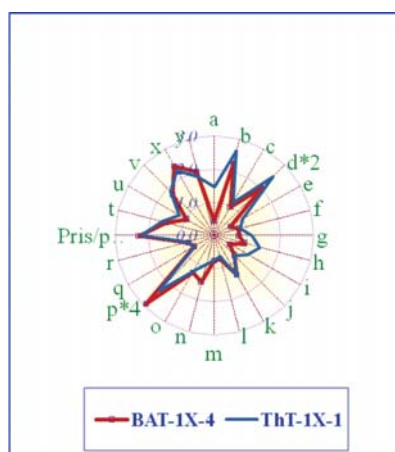
1. L.W.Slantz. *Geochemistry of reservoir fluids as unique approach to optimum reservoir management*. SPE #9582. Presented at Middle East oil technical conference, Manama, Bahrain. 1981.

2. P.C.Smalley, W.A.England. *Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data*. SPE Res. Eng. August 1994: p. 175 - 180.

3. R.J.Hwang and D.K.Baskin. *Reservoir connectivity and oil homogeneity in a large-scale reservoir*. Middle East Petroleum Geoscience Geo94. 1994; 2: p. 529 - 541.

4. H.I.Halpern. *Development and applications of light-hydrocarbon - based star diagram*. AAPG Bulletin. 1995; 79.

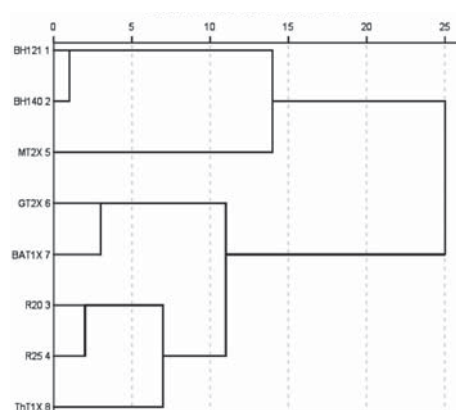
5. R.L.Kaufman, A.S.Ahmed and Robert J Elsinger. *Gas*



Hình 12. So sánh dấu vân mẫu dầu Báo Trảng và Thỏ Trảng

Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Application in the Gulf of Mexico. In GCSSEPM Foundation ninth annual research conference proceedings. 1990: p.263 - 282.

6. R.J.Hwang, A.S.Ahmed and J.M.Modowan. *Oil composition variation and reservoir continuity:*



Hình 13. Sử dụng phần mềm xử lý thống kê SPSS (version 18.0) để phân tích tổ hợp cluster tỷ số chiều cao của các "vân đơn" và xếp nhóm các mẫu dầu

Unity field, Sudan. Org. Geochem. 1994; 21(2): p. 171 - 188.

7. *Reservoir oil fingerprinting (ROF)*. Humble Instruments & Services. Inc. offers ROF work stations for in-house completion of ROF analysis.

8. Stephen Davis. *Fingerprinting oil*. Legaloil.com information paper No.2. December 2003.

A study on method to identify types of crude oils based on chromatographic fingerprint analysis of 24 pairs of peaks of hydrocarbons from nC_8 - nC_{22} and its application to distinguishing new oil structures of Vietsovpetro

Bui Mai Thanh Tu, Mai Trong Tuan
"Vietsovpetro" Joint Venture

Le Van Hieu
Hanoi University of Science and Technology

Summary

Chromatographic fingerprint analysis of crude oil or condensate for correct and quick distinguishing of oil reservoirs, oil types and oil groups is greatly significant in oil and gas exploration and production. At the same time, it allows identification and calculation of the mixture ratios of different oils and oil reservoirs during exploitation, determination of oil compositions and properties, and monitoring of the infiltration of other oil into original oil during production. Via the method of chromatographic fingerprint analysis, the authors have confirmed that those new oil structures discovered in 2011 and 2012 by Vietsovpetro (Gau Trang, Bao Trang, Meo Trang and Tho Trang) are completely independent of the Bach Ho and Rong oilfields, which have been exploited so far.

CHIẾT XUẤT VÀ NGHIÊN CỨU HOẠT TÍNH ỨC CHẾ QUÁ TRÌNH POLYMER HÓA CỦA CÁC HỢP CHẤT DẠNG PHENOL TỪ LÁ CHÈ XANH

TS. Đỗ Chiếm Tài

Đại học Dầu khí Việt Nam

KS. Nguyễn Thị Thu Trang

Trường Đại học Bách khoa Đà Nẵng

TSKH. A.F. Gogatov

Viện Hóa hữu cơ thuộc Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga, chi nhánh Siberia

Tóm tắt

Theo kết quả nghiên cứu hoạt tính ức chế, các hợp chất polyphenol chiết xuất từ lá chè xanh có khả năng kìm hãm phản ứng mạch gốc xảy ra trong quá trình chế biến nhiệt các sản phẩm từ dầu mỏ. Ở điều kiện phòng thí nghiệm, các hợp chất polyphenol có hoạt tính tương đối cao trong việc kìm hãm quá trình polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate (sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon) dưới tác dụng của nhiệt độ cao (~130°C). Kết quả nghiên cứu cho thấy các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh có thể được sử dụng thay cho chất ức chế công nghiệp - 2,6-di-tert-butyl-4-methylphenol (ionol), đặc biệt trong điều kiện Việt Nam nguồn nguyên liệu (lá chè già) rất phong phú và giá thành rẻ.

1. Giới thiệu

Trong lĩnh vực lọc hóa dầu, các hợp chất dạng phenol được sử dụng rộng rãi làm chất ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa xảy ra dưới tác dụng của nhiệt độ cao. Quá trình tạo cặn polymer từ các hợp chất chưa bão hòa dẫn đến sự làm bẩn nghiêm trọng bề mặt hoạt động của đường ống, các đĩa trong tháp chưng cất, bề mặt làm việc của các thiết bị trao đổi nhiệt... Vì vậy, các nhà máy phải ngừng hoạt động định kỳ để bảo trì và làm sạch thiết bị. Quá trình này sẽ làm giảm hiệu quả sản xuất kinh doanh của các nhà máy.

Kết quả nghiên cứu và ứng dụng thực tế các chất ức chế tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk (thành phố Angarsk, tỉnh Irkutsk, Liên bang Nga) cho thấy các hợp chất dạng phenol không những có hiệu quả ức chế cao quá trình polymer hóa mà còn có các đặc tính kỹ thuật vượt trội so với các chất ức chế thuộc các nhóm khác như các hợp chất amin, các hợp chất của lưu huỳnh, các gốc nitroxyl (hay nitroxyl radicals) [1]. Hiện nay, các chất ức chế dạng phenol được sản xuất chủ yếu bằng phương pháp tổng hợp từ các nguồn nguyên liệu khác nhau, giá thành sản phẩm tương đối cao và phụ thuộc nhiều vào giá thành nguyên liệu ban đầu. Do đó, việc tìm kiếm, mở

rộng và sử dụng nguồn nguyên liệu giá rẻ, dễ tìm để sản xuất các chất ức chế dạng phenol rất quan trọng để giảm chi phí sản xuất và nâng cao hiệu quả kinh tế.

Các hợp chất dạng phenol có nguồn gốc thiên nhiên (từ gỗ cây diệp tùng liễu Siberia, từ lá chè và nhiều loại thảo mộc) đã và đang được sử dụng làm chất chống oxy hóa trong quá trình bảo quản thực phẩm (đặc biệt là các sản phẩm giàu lipid), được sử dụng để sản xuất các thực phẩm chức năng hỗ trợ hiệu quả cho việc chữa trị bệnh ung thư [2 - 3]. Tuy nhiên, việc nghiên cứu và ứng dụng các hợp chất dạng phenol có nguồn gốc thiên nhiên vào vai trò chất ức chế trong chế biến và bảo quản các sản phẩm dầu, các monome vẫn chưa được nghiên cứu đầy đủ. Đặc biệt, ở Việt Nam việc nghiên cứu và ứng dụng các hợp chất dạng phenol chiết xuất từ nguồn nguyên liệu thiên nhiên vào các quá trình chế biến sản xuất và bảo quản các sản phẩm dầu mỏ vẫn chưa được thực hiện.

Trong chương trình nghiên cứu các hợp chất dạng phenol có nguồn gốc từ thiên nhiên, nhóm tác giả đã nghiên cứu chiết xuất chọn lọc các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh của Việt Nam và đánh giá thực nghiệm hoạt tính ức chế của chúng trong quá trình chế biến các sản phẩm lỏng các hợp chất polyphenol từ quá trình nhiệt phân hydrocarbon.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

Lá chè xanh được thu mua từ vườn chè thôn Hòa Trung, xã Hòa Ninh, huyện Hòa Vang, Tp. Đà Nẵng. Tiến hành loại bỏ búp và cành, sau đó rửa sạch, để ráo nước và cắt nhỏ đến kích thước 2 - 3mm. Độ ẩm của lá chè được xác định bằng phương pháp sấy khô đến khối lượng không đổi trong tủ sấy và độ ẩm lá chè đạt 55,94%.



Bảng 1. Các hợp chất chưa bão hòa chủ yếu trong pyrocondensate K-27

TT	Thành phần	Hàm lượng cấu tử (% khối lượng)
1	Isoprene	0,21
2	Cyclopentene	0,85
3	3-ethyl-pentene-1	13,50
4	Hexene	0,82
5	Hexadiene	0,81
6	Cyclohexene	0,20
7	Styrene	5,31
8	Dicyclohexadiene	4,30

Bảng 2. Các tính chất cơ bản của pyrocondensate của tháp K-27

TT	Tính chất	Pyrocondensate
1	Nhiệt độ sôi đầu (°C)	48
2	Nhiệt độ (°C) sau chưng cất được	
	10 % vol	80
	50 % vol	90
	97,5 % vol	180
3	Chỉ số iodine, g I ₂ /100g pyrocondensate	74
4	Khối lượng phân tử trung bình	95
5	Hàm lượng các hợp chất không no, % khối lượng	26
6	Thành phần nhóm	Chủ yếu là phân đoạn C ₆ -C ₁₀

2.2. Hóa chất

Dung môi: ethanol có nguồn gốc sản xuất từ Trung Quốc và *n*-butanol có xuất xứ từ Liên bang Nga.

Pyrocondensate: sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk, Liên bang Nga. Pyrocondensate được lấy tại tháp chưng cất 27 (K-27) trên dây chuyền công nghệ của nhà máy.

Thành phần của pyrocondensate được Trung tâm Nghiên cứu Khoa học, Nhà máy Angarsk cung cấp và được trình bày trong Bảng 1 và 2. Thành phần của pyrocondensate được xác định bằng phương sắc ký khối phổ trên máy Hewlett Packard - 5MS với việc sử dụng cơ sở dữ liệu của Nhà máy Lọc hóa dầu Angarsk. Thành phần phân đoạn được nghiên cứu bằng phương pháp xác định thành phần phân đoạn của các sản phẩm dầu trên máy APH-ЛАБ-03.

Kết quả nghiên cứu thành phần pyrocondensate K-27 của Trung tâm Nghiên cứu Khoa học cho thấy hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa dao động trong khoảng 26 - 28% khối lượng tùy thuộc vào nguồn nguyên liệu hydrocarbon ban đầu được sử dụng trong quá trình nhiệt phân. Trong quá trình tinh luyện styrene hoặc sản xuất benzene từ pyrocondensate K-27 các hợp chất chưa bão hòa sẽ bị polymer hóa với các mức độ khác nhau dưới tác dụng của nhiệt độ cao và tạo cặn bẩn trên bề mặt các thiết bị của dây chuyền công nghệ.

2.3. Phương pháp chiết xuất hợp chất polyphenol từ lá chè xanh

Hấp 22,7g lá chè xanh với độ ẩm 55,94% (tương đương 10g chất khô) đã được cắt nhỏ đến kích thước 2 - 3mm trong nồi hấp với thời gian 30 giây. Sau đó lấy lá chè ra khỏi nồi hấp và cho vào bình cầu có dung tích 500ml. Đổ 200ml ethanol vào bình và thiết lập thiết bị khuấy trộn để tăng hiệu suất chiết xuất. Đun nóng hỗn hợp trên bề nước và giữ nhiệt độ của hỗn hợp ở nhiệt độ sôi của dung môi ethanol (78°C) trong 30 phút. Lọc lấy phần dung dịch chiết khỏi lá chè và để nguội dung dịch thu được đến nhiệt độ phòng. Làm bay hơi dung môi ethanol và nhận được sản phẩm khô thô.

Để loại bỏ các thành phần không mong muốn

như cafein, chlorophyl, protein, đường, chất béo (wax), sản phẩm thô được đem đi rửa bằng hexane ở nhiệt độ phòng (10 phút x 2 lần) và chloroform (10 phút x 2 lần). Sau đó, hòa tan chất rắn nhận được bằng ethyl acetate, lọc khỏi cặn và lấy dung dịch ethyl acetate, đem cô cạn và thu được sản phẩm bột màu vàng kem.

2.4. Phương pháp nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất polyphenol

2.4.1. Phương pháp xác định khối lượng polymer thực tế tạo thành trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate



Hình 1. Máy "POC-77M"

Quá trình đánh giá thực nghiệm hoạt tính ức chế của các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh được thực hiện trên máy POC-77M theo "Phương pháp xác định hàm lượng nhựa theo Bu-đa-rov" [4]. Phương pháp này đã được chuẩn hóa và áp dụng để đánh giá chất lượng các sản phẩm trung gian trong tổ hợp nhà máy lọc dầu và sản xuất polymer. Các thí nghiệm được tiến hành ở điều kiện tương tự điều kiện sản xuất tại Nhà máy Angarsk.

Các bước thực hiện và phương pháp xác định hiệu quả ức chế đã được nhóm tác giả trình bày trong [5].

2.4.2. Phương pháp xác định chỉ số iodine của pyrocondensate

Chỉ số iodine của pyrocondensate được xác định theo tiêu chuẩn ГОСТ 2070-82 "Phương pháp xác định chỉ số iodine và hàm lượng của hydrocarbon không bão hòa" [6] của Liên bang Nga. Phương pháp này được sử dụng để xác định chỉ số iodine và hàm lượng của hydrocarbon không bão hòa trong xăng, nhiên liệu diesel và các sản phẩm dầu nhẹ khác.

Phương pháp này được thực hiện bằng cách hòa dung dịch rượu của iodine vào sản phẩm dầu (xăng, pyrocondensate, nhiên liệu diesel và các sản phẩm dầu nhẹ khác). Sau đó tiến hành quá trình chuẩn độ bằng dung dịch natri thiosulfate để xác định hàm lượng iodine tự do (chưa phản ứng với liên kết bội) và khối lượng iodine (tính bằng g) đã tham gia phản ứng với các liên kết bội có trong 100g sản phẩm dầu.

Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate được tính theo công thức:

$$Z = \frac{100 \cdot (V_1 - V_2) \cdot 0,012692 \cdot F}{m}$$

Trong đó:

V_1 : Lượng dung dịch natri thiosulfate dùng để chuẩn độ iodine trong thí nghiệm không có pyrocondensate, ml;

V_2 : Lượng dung dịch natri thiosulfate dùng để chuẩn độ iodine trong thí nghiệm với mẫu pyrocondensate, ml;

Hệ số F: Đối với natri thiosulfate nồng độ 0,1N hệ số F có giá trị là 1;

m: Khối lượng pyrocondensate có trong mẫu nghiên cứu;

0,012692: Lượng iodine có trong 1ml dung dịch natri thiosulfate 0,1N.

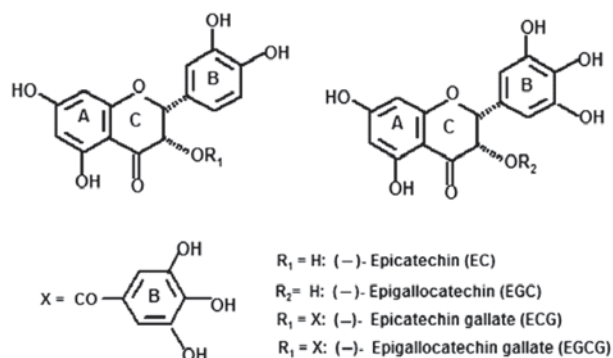
Chỉ số iodine của pyrocondensate là giá trị trung bình của chỉ số tính được từ 4 thí nghiệm song song và được làm tròn đến 1 chữ số sau dấu phẩy.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Chiết xuất các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh

Lá chè chứa rất nhiều hợp chất dạng polyphenol, trong đó nhóm các hợp chất catechin là thành phần chủ yếu và phong phú hơn cả. Catechin thuộc nhóm hợp chất flavonoid, nhóm flavan-3-ol, có cấu trúc $C_6-C_3-C_6$ và chứa trong cấu trúc phân tử nhiều nhóm hydroxyl tự do. Cấu trúc phân tử của catechin thể hiện trên Hình 2.

Kết quả của nhiều nghiên cứu cho thấy chè xanh là loại thực vật có chứa nguồn chất kháng oxy hóa phong phú [7, 8]. Hàm lượng các hợp chất polyphenol trong lá chè tươi chiếm khoảng 30% tổng chất khô. Những nghiên cứu chi tiết về thành phần hóa học của lá chè cho thấy các hợp chất polyphenol trong lá chè chủ yếu là catechin và một số polyphenol khác. Trong đó, các hợp chất catechin với thành phần chủ yếu là (-)-epigallocatechin gallate (EGCG) có vai trò quyết định đến khả năng chống oxy hóa cũng



Hình 2. Công thức cấu tạo cơ bản của các hợp chất catechin

như khả năng quét gốc tự do. Hàm lượng EGCG trong lá chè xanh có thể chiếm tới 50% tổng lượng catechin [7, 8]. Các hợp chất catechin được tìm thấy nhiều nhất trong các đợt chè (có thể chiếm tới 30% tổng lượng polyphenol) ở các lá non thứ 2, thứ 3 và giảm dần ở những lá già hơn.

EGCG và các polyphenol trong lá chè nói chung là những hợp chất hữu cơ thiên nhiên phân cực, vì thế dễ dàng tan trong các dung môi phân cực. Một số dung môi thường được sử dụng để trích ly EGCG và các hoạt chất kháng oxy hóa từ chè là acetone, acetonitril, ethanol, nước và methanol. Tuy nhiên acetone, acetonitril, methanol là những dung môi hữu cơ có độc tính rất cao nên ít phổ biến hơn.

Nghiên cứu [9] cho thấy hàm lượng EGCG trong dịch chiết lá chè bằng ethanol cao hơn gấp ~2 lần so với trong dịch chiết bằng nước. Điều này được giải thích là do EGCG và các hoạt chất kháng oxy hóa trong dịch chiết chè xanh mặc dù có chứa nhiều nhóm hydroxyl linh động nhưng vì có cấu trúc phân tử lớn nên độ phân cực của chúng gần xấp xỉ độ phân cực của ethanol và vì thế chúng tan tốt trong ethanol hơn. Mặt khác, ethanol có tác dụng biến tính protein, nhanh chóng phá hủy màng tế bào lá, tạo điều kiện thuận lợi cho việc xâm nhập, tiếp xúc với EGCG và các hoạt chất kháng oxy hóa khác nên cho hiệu quả chiết cao hơn. Ngoài ra, khi chiết với ethanol nhiệt độ của quá trình chiết xuất thấp hơn (nhiệt độ sôi của ethanol bằng 78°C) so với nhiệt độ của quá trình chiết xuất với nước (nhiệt độ sôi của nước bằng 100°C) nên chi phí về năng lượng cũng ít hơn. Đồng thời, ethanol có nhiệt độ bay hơi thấp nên cũng tiết kiệm năng lượng hơn trong công đoạn cô đặc thu sản phẩm. Vì vậy, với mục đích thu nhận tối đa EGCG và các hoạt chất kháng oxy hóa và tiết kiệm năng lượng nhóm tác giả đã sử dụng ethanol làm dung môi trích ly.

Trong lá chè chứa một lượng rất lớn các enzym polyphenoloxylase. Bình thường các enzym này nằm trong các giảm bào của lá chè. Tuy nhiên trong quá trình chiết dưới tác dụng của nhiệt độ và dung môi, cấu trúc tế bào sẽ bị phá hủy và khi đó các enzym này được giải phóng từ các giảm bào ra ngoài và sẽ xúc tác phản ứng oxy hóa polyphenol trong lá chè thành các sản phẩm oxy hóa, và làm giảm hoạt tính kháng quá trình oxy hóa của sản phẩm nhận được. Vì vậy trước khi tiến hành chiết xuất, lá chè cần phải được mang đi hấp để vô hoạt hoàn toàn các enzym polyphenoloxylase. Quá trình hấp và chiết xuất các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh được thực hiện theo phương pháp đã được trình bày ở mục 2.3.

Sau quá trình tinh chế bằng việc loại bỏ các thành phần không mong muốn như cafein, chlorophyll, protein, đường, chất béo (wax) từ sản phẩm thô bằng hexane, chloroform và ethyl acetate thu được 2,25g sản phẩm bột màu vàng kem (hiệu suất chiết xuất đạt 22,5% so với khối lượng khô).

Hàm lượng EGCG trong sản phẩm chiết xuất được xác định bằng phương pháp sắc ký lỏng trên máy sắc ký HPLC (Máy HPLC, đầu dò detector UV WATERS-2478 với bước sóng 256nm, cột sắc ký không phân cực C₁₈ (250 x 4mm; 10µm), bơm cao áp WATERS-1515, nạp mẫu tự động 717, hệ dung môi acetonitrile: nước: acid phosphoric theo tỷ lệ 11,5: 88,5: 0,1).

Tín hiệu đầu ra từ máy sắc ký HPLC được thể hiện trên sắc ký đồ dưới dạng peak và chiều cao peak được thể hiện bằng độ hấp thụ (Au). Để quy đổi nồng độ các chất ra đơn vị nồng độ mmol/l (mM), nhóm tác giả đã tiến hành xây dựng phương trình đường chuẩn biểu thị mối tương quan giữa chiều cao peak theo đơn vị độ hấp thụ (Au) trên sắc ký đồ và nồng độ (đơn vị mM) cho chất chuẩn EGCG bằng cách xác định mối tương quan giữa nồng độ EGCG chuẩn và chiều cao peak (Bảng 3).

Bảng 3. Mối tương quan giữa nồng độ EGCG chuẩn và chiều cao peak

Nồng độ (mM)	0,25	0,5	1,0	2,0
Chiều cao peak (Au)	0,4158	0,8325	1,6658	3,3325

Từ kết quả thu được trong Bảng 3 phương trình đường chuẩn cho EGCG có dạng:

$$y = 0,0006x + 5.10^{-7}$$

Trong đó:

x: Biểu thị chiều cao peak (Au);

y: Biểu thị nồng độ EGCG trong dịch chiết (mmol/l).

Phương trình đường chuẩn cho thấy chiều cao peak trên sắc ký đồ tỷ lệ thuận với nồng độ của EGCG. Vì vậy, dựa vào chiều cao peak trên sắc ký đồ của sản phẩm chiết xuất từ chè xanh nhóm tác giả đã xác định được hiệu quả chiết xuất EGCG từ 22,7g lá chè xanh tươi đạt 3,42 % (342,06 mg) khối lượng chất khô.

3.2. Nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh

Trong vai trò chất bảo quản trong công nghệ thực phẩm hoạt tính kháng oxy hóa của các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh (tức khả năng ức chế phản ứng của gốc tự do RCOO[•] với các hợp chất hữu cơ trong môi

trường có nhiều oxy) đã được nghiên cứu. Tuy nhiên, việc đánh giá khả năng ức chế quá trình polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa dưới tác dụng của nhiệt độ cao (ở điều kiện không có/ hoặc có rất ít oxy trong môi trường phản ứng) của các hợp chất polyphenol trên vẫn chưa được thực hiện. Vì vậy, việc nghiên cứu khả năng các hợp chất polyphenol từ lá chè xanh ức chế phản ứng của gốc tự do $R^{\cdot}$ với các hợp chất không no là hết sức cần thiết. Đây sẽ là cơ sở quan trọng cho việc nghiên cứu mở rộng và tìm kiếm nguồn nguyên liệu rẻ phục vụ sản xuất các chất ức chế quá trình polymer hóa hiệu quả cao dạng phenol cho các nhà máy lọc hóa dầu và sản xuất monome.

Trong nghiên cứu này, ở điều kiện phòng thí nghiệm nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá thực nghiệm hoạt tính của sản phẩm chiết xuất từ lá chè xanh ức chế quá trình tạo cặn polymer khi tiến hành gia nhiệt sản phẩm lỏng (pyrocondensate K-27) của quá trình nhiệt phân hydrocarbon của Nhà máy sản xuất polymer Angarsk. Các thí nghiệm được tiến hành ở điều kiện tương tự quy trình sản xuất thực tế tại nhà máy.

Hiện nay, phương pháp thường được sử dụng để nghiên cứu hoạt tính của các hợp chất dạng phenol ức chế quá trình polymer hóa (phản ứng gốc tự do alkyl $R^{\cdot}$) là phương pháp DPPH. Các hợp chất dạng phenol có khả năng quét gốc tự do rất mạnh, do đó có khả năng phản ứng với gốc tự do tổng hợp DPPH (1,1-diphenyl-2-picrylhydrazyl). DPPH tan trong methanol có màu tím đậm. Khi tiếp xúc với các hợp chất phenol, DPPH sẽ hoạt hóa các chất này và biến chúng thành các gốc tự do. Sau đó, DPPH sẽ kết hợp với gốc $H^{\cdot}$ được sinh ra từ các hợp chất phenol. Phản ứng này xảy ra làm cho số lượng gốc tự do DPPH giảm, đồng thời cũng làm mất màu tím của dung dịch DPPH trong methanol (Hình 3).

Bằng cách đo cường độ mất màu của DPPH bằng máy so màu tại bước sóng hấp thụ cực đại thích hợp sẽ xác định được khả năng dập tắt gốc tự do của hợp chất phenol cần nghiên cứu. Tuy nhiên, gốc tự do tổng hợp DPPH có giá thành rất cao, có cấu trúc phân tử (kích thước lớn) và tính

chất không tương ứng với đặc tính của các gốc tự do $R^{\cdot}$ có thể sinh ra từ các cấu tử của pyrocondensate K-27 dưới tác dụng của nhiệt độ cao. Vì vậy, kết quả thí nghiệm trên DPPH sẽ không tương ứng với kết quả có thể nhận được trên sản phẩm thực - pyrocondensate. Từ nhận định trên, nhóm tác giả đã không sử dụng phương pháp DPPH để nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất polyphenol được chiết xuất từ lá chè xanh.

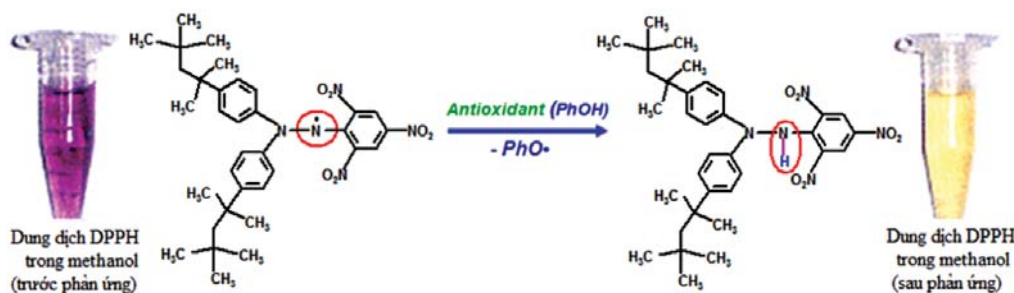
Trong chương trình nghiên cứu này, nhóm tác giả trình bày kết quả đánh giá thực nghiệm hoạt tính ức chế của chiết xuất polyphenol từ chè xanh bằng "Phương pháp xác định hàm lượng nhựa theo Bu-đa-rov" và "Phương pháp xác định chỉ số iodine và hàm lượng của hydrocarbon không bão hòa". Quá trình thực hiện các thí nghiệm theo hai phương pháp trên được trình bày trong mục 2.4.

So với việc sử dụng các chất ức chế phenol tổng hợp thì quá trình sử dụng polyphenol chiết xuất từ lá chè xanh (PPCX) làm chất ức chế có ưu điểm sau: polyphenol từ lá chè không độc hại, tan rất tốt trong methanol, ethanol, butanol. Tuy nhiên, chiết xuất từ lá chè tan không tốt trong pyrocondensate. Vì vậy, để tiến hành thí nghiệm cần phải hòa tan chất ức chế (PPCX) trong dung môi *n*-butanol. Kết quả nghiên cứu và ứng dụng chất ức chế tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk trong hơn 30 năm qua cho thấy việc sử dụng dung môi phụ trợ sẽ làm tăng hiệu quả ức chế như *n*-butanol sẽ làm tăng độ tan của chất ức chế trong pyrocondensate.

Kết quả so sánh hoạt tính ức chế của PPCX với hoạt tính của chất ức chế so sánh - ionol (2,6-di-tert-butyl-4-methylphenol) được trình bày ở Hình 4 và 5. Chất ức chế "ionol" hiện đang được sử dụng rộng rãi tại các nhà máy lọc hóa dầu của Liên bang Nga và đồng thời được sử dụng để ổn định xăng máy bay trong quá trình bảo quản và vận chuyển.

Kết quả thực nghiệm được trình bày trong Hình 4 và 5 cho thấy sau quá trình gia nhiệt pyrocondensate ở nhiệt độ $\sim 130^{\circ}\text{C}$, hàm lượng polymer tạo thành trong mẫu thử khi sử dụng PPCX trong vai trò chất ức chế cao hơn trong

mẫu thử sử dụng chất ức chế công nghiệp ionol từ 20 - 50mg/100ml và hiệu quả ức chế quá trình polymer của PPCX thấp hơn đại lượng tương ứng của ionol từ 9 - 20%. Đồ thị biểu diễn sự thay đổi hàm lượng



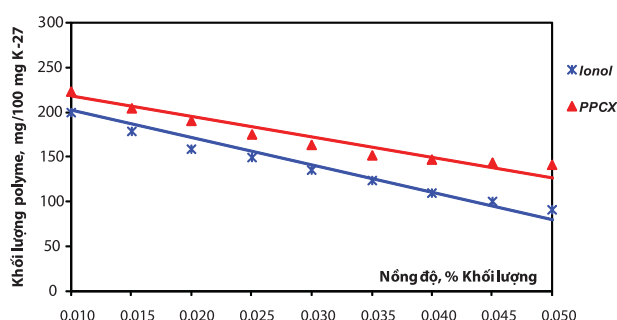
Hình 3. Cơ chế mất màu của DPPH

cặn polymer, cũng như hiệu quả ức chế theo nồng độ của PPCX và ionol có dạng tương tự nhau.

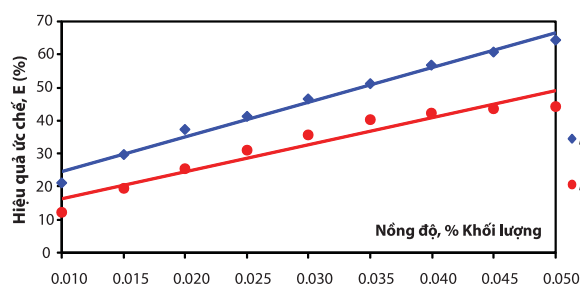
Từ Hình 5 thấy rằng, hiệu quả ức chế của PPCX ở nồng độ 0,04 - 0,05% khối lượng đạt 42,2 - 45,5% và gần bằng hiệu quả ức chế 46,2 - 51,1% của ionol đạt được ở nồng độ 0,03 - 0,035% khối lượng. Trong thực tế, do có giá thành tương đối cao nên trong quy mô sản xuất công nghiệp ionol thường chỉ được sử dụng ở nồng độ 0,03% khối lượng. Cần nhấn mạnh rằng, lá chè già hiện nay không được sử dụng và là chất thải của quá trình sản xuất chè. Vì vậy, có thể sử dụng PPCX ở nồng độ $\geq 0,05\%$ khối lượng và đáp ứng hiệu quả cần thiết cho quá trình ức chế phản ứng tạo cặn polymer trong pyrocondensate.

Nghiên cứu [10] đã chỉ ra rằng các cấu trúc dạng resorcinol trong phân tử polyphenol không tham gia ức chế quá trình polymer hóa. Hoạt tính ức chế của các polyphenol là do các cấu trúc dạng pyrogallol và pyrocatechol quy định. Do đó, cơ chế phản ứng của các cấu trúc dạng pyrogallol (Hình 6a) và pyrocatechol (Hình 6b) có trong PPCX với các gốc tự do ($R^{\bullet}$) sinh ra trong pyrocondensate dưới tác dụng của nhiệt độ cao có thể giả thiết như trên Hình 6. Theo cơ chế giả thiết trên, mỗi cấu trúc dạng pyrogallol có thể phản ứng tối đa với 6 gốc tự do $R^{\bullet}$ và mỗi cấu trúc dạng pyrocatechol - với 4 gốc $R^{\bullet}$.

Nghiên cứu [11, 12] đã chứng minh rằng mỗi phân tử ionol phản ứng với 4 gốc tự do $R^{\bullet}$ theo sơ đồ Hình 7.



Hình 4. Sự thay đổi khối lượng polymer tạo thành trong pyrocondensate khi sử dụng chiết xuất từ chè xanh "PPCX" và chất ức chế công nghiệp "ionol"

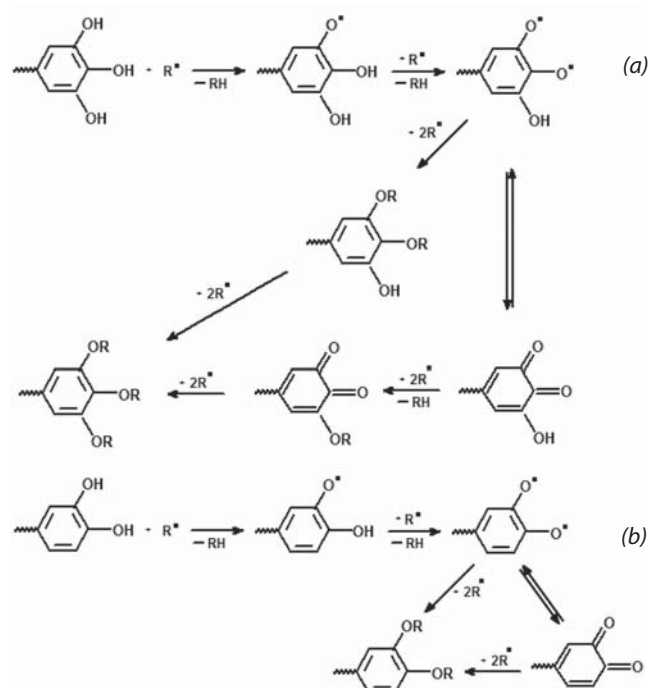


Hình 5. Hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của chiết xuất từ chè xanh "PPCX" và chất ức chế công nghiệp "ionol"

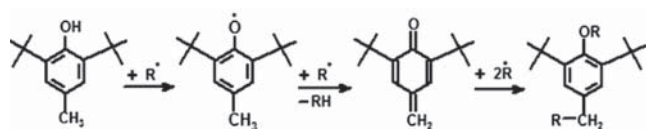
Vì vậy, hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của PPCX theo lý thuyết sẽ không kém hơn ionol vì cấu trúc phân tử của các hợp chất polyphenol trong PPCX chứa 1-2 cấu trúc pyrogallol và pyrocatechol như đã được trình bày trên Hình 2.

Tuy nhiên, kết quả nghiên cứu thực nghiệm cho thấy PPCX có hiệu quả ức chế thấp hơn ionol. Kết quả thực nghiệm trái ngược với giả thiết, song có thể được giải thích là do PPCX tan kém trong pyrocondensate và không tạo được môi trường đồng nhất "PPCX + pyrocondensate". Do đó đã làm cho một lượng polyphenol có trong PPCX không thể tham gia phản ứng với các gốc tự do alkyl $R^{\bullet}$ được tạo ra dưới tác dụng của nhiệt độ cao trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate.

Quá trình polymer hóa các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate xảy ra càng mạnh (tức cặn polymer tạo thành càng nhiều) thì hàm lượng các hợp chất không no còn lại trong pyrocondensate sau quá trình gia công nhiệt càng ít. Mặt khác, hàm lượng các hợp chất không no (trong pyrocondensate chủ yếu chứa các hợp chất olefin) càng cao thì chỉ số iodine càng cao. Trên cơ sở lập luận này, để có thêm số liệu thực nghiệm về hoạt tính ức chế của



Hình 6. Cơ chế phản ứng giả thiết giữa cấu tử dạng pyrogallol (a) và pyrocatechol (b) trong PPCX với gốc tự do ($R^{\bullet}$) được tạo ra trong quá trình gia công nhiệt pyrocondensate

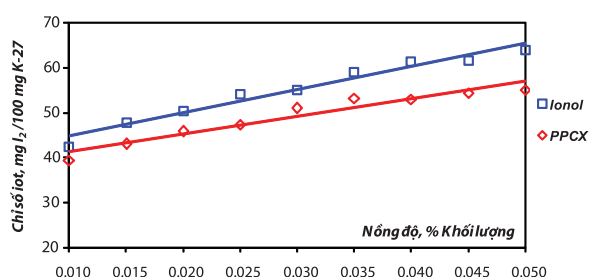
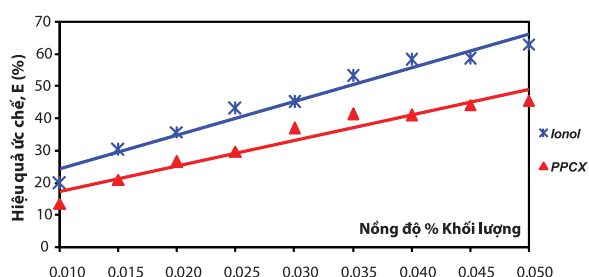


Hình 7. Cơ chế phản ứng của ionol với các gốc tự do alkyl $R^{\bullet}$

Bảng 4. Chỉ số iodine của pyrocondensate sau quá trình gia nhiệt

Chất ức chế		Nhiệt độ, °C	Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate khi sử dụng chất ức chế với các nồng độ (% khối lượng) khác nhau								
			0,01	0,015	0,02	0,025	0,03	0,035	0,04	0,045	0,05
Chất ức chế	KSD*	20**	82								
		130***	32,8								
	PPCX	130***	39,4	43,0	45,8	47,3	50,9	53,1	52,9	54,4	55,1
	Ionol	130***	42,4	47,7	50,4	54,0	54,9	58,9	61,4	61,6	63,8

KSD*: Chỉ số iodine của pyrocondensate xác định khi không sử dụng chất ức chế, **: Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt, ***: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở nhiệt độ 130°C

**Hình 8.** Chỉ số iodine của pyrocondensate khi sử dụng ionol và PPCX làm chất ức chế**Hình 9.** Hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của chiết xuất từ chè xanh "PPCX" và chất ức chế công nghiệp "ionol"

PPCX, nhóm tác giả đã đo và so sánh chỉ số iodine của các mẫu pyrocondensate sau quá trình gia nhiệt khi không sử dụng chất ức chế, và trong trường hợp sử dụng PPCX và ionol ở các nồng độ tương ứng. Kết quả xác định chỉ số iodine được trình bày trong Bảng 4 và Hình 8.

Kết quả thực nghiệm cho thấy chỉ số iodine của pyrocondensate sau quá trình gia nhiệt ở 130°C khi sử dụng PPCX thấp hơn chỉ số iodine khi sử dụng ionol khoảng từ 5 - 10mg I₂/100mg pyrocondensate (Hình 8). Điều này chứng minh rằng sau quá trình gia nhiệt hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa còn lại trong pyrocondensate khi sử dụng PPCX ít hơn khi sử dụng ionol. Mặt khác, hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa càng cao thì hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa còn lại sau quá trình gia nhiệt càng cao (hay chỉ số iodine càng cao). Vì vậy, hiệu quả của quá trình ức chế có thể tính theo công thức:

$$E(\%) = \frac{(Z_{130,(2)} - Z_{130,(1)})}{(Z_{20} - Z_{130,(1)})} \times 100$$

Trong đó:

$Z_{130,(1)}$ và $Z_{130,(2)}$:
Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở nhiệt độ 130°C tương ứng với trường hợp không sử dụng và sử dụng chất ức chế;

Z_{20} : Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt (ở nhiệt độ phòng 20°C) khi không sử dụng chất ức chế.

Kết quả xác định hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của PPCX và ionol từ các chỉ số iodine trình bày trong Hình 9, theo đó hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa pyrocondensate của ionol cao hơn hiệu quả ức chế của PPCX từ 7 - 18%.

Kết quả thực nghiệm cho thấy hiệu quả ức chế của PPCX được xác định bằng phương pháp chỉ số iodine và phương pháp xác định khối lượng polymer thực tế tạo thành có giá trị tương tự nhau. Sự sai lệch giữa hai phương pháp nghiên cứu là ≤ 2%. Mặc dù phương pháp chỉ số iodine chưa được chuẩn hóa và chưa được sử dụng rộng rãi, tuy nhiên kết quả thực nghiệm cho thấy phương pháp này có thể được sử dụng để kiểm nghiệm, so sánh kết quả trong quá trình nghiên cứu, đánh giá hoạt tính ức chế của các hợp chất khác nhau.

3. Kết luận

Nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất polyphenol chiết xuất từ chè xanh đã mở ra một hướng đi mới trong nghiên cứu và ứng dụng các hợp chất dạng phenol có nguồn gốc thiên nhiên làm chất ức chế quá trình polymer hóa dưới tác dụng của nhiệt độ cao xảy ra trong quá trình chế biến các sản phẩm nhiệt phân hydrocarbon, cũng như trong quá trình chế biến, bảo quản, vận chuyển các monome và các sản phẩm xăng.

Các hợp chất polyphenol từ lá chè có khả năng phản ứng với các gốc tự do alkyl sinh ra trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate. Hiệu quả ức chế quá trình polymer hóa của sản phẩm chiết xuất từ lá chè thấp hơn tính chất tương tự của chất ức chế công nghiệp ionol không đáng kể. Để nâng cao hoạt tính ức chế của sản phẩm chiết xuất từ lá chè xanh cần nghiên cứu các phương pháp làm tăng tính tan của các hợp chất polyphenol trong môi trường ít phân cực.

Kết quả nghiên cứu cho thấy phương pháp chiết xuất các hợp chất polyphenol khá đơn giản từ lá chè già - nguyên liệu tương đối phổ biến ở Việt Nam và có giá thành thấp. Vì vậy, việc nghiên cứu và ứng dụng các chất polyphenol cho các cơ sở lọc hóa dầu, các nhà máy sản xuất monome, cho việc ổn định các sản phẩm xăng trong nước là hết sức cần thiết. Từ kết quả nghiên cứu trên cần mở rộng phạm vi nghiên cứu đối với nhiều loại nguyên liệu khác.

Để đánh giá chính xác hiệu quả kinh tế cần phải thực hiện các nghiên cứu tiếp theo để xác định chi phí của quá trình sản xuất các hợp chất polyphenol từ lá chè, cũng như việc nghiên cứu hoạt tính của chúng trên các sản phẩm cụ thể được sản xuất trong nước.

Tài liệu tham khảo

1. B.A.Курбатов, А.Г.Лиакумович, П.А.Кирпичников. *Практика использования фенольных ингибиторов в процессах получения мономеров*//Нефтехимия. 1983; Т. XXIII (1): С. 118 - 120.
2. <http://www.lef.org/Vitamins-Supplements/Item00927/Vitamin-C-with-Dihydroquercetin.html>
3. <http://en.wikipedia.org/wiki/Taxifolin>.
4. ГОСТ 8489-85. *Топливо моторное. Метод определения фактических смол (по Бударову)*. М: Изд-во стандартов. 1985: С.3.
5. Đỗ Chiêm Tài, A.F.Gogotov, Đàm Thị Thanh Hải, Hoàng Thịnh Nhân. *Nghiên cứu sử dụng chất ức chế mới dạng phenol trong quá trình polymer hóa các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 9: p. 33 - 37.
6. ГОСТ 2070-82. *Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов*. М.: Изд-во стандартов. 1983; С. 6.
7. Li-fei Wang, Dong-man Kim, Jong-dae Park, Chang Y.Lee. *Various antibrowning agents and green tea extract during processing and storage*. Journal of food Processing and Preservation. 2003; 27: p. 213 - 225.
8. Kyung Ho Row, Yinzhe Jin. *Recovery of catechin compounds from Korean tea by solvent extractio*. Bioresource Technology. 2006; 97: p. 790 - 793.
9. Nguyễn Thị Thu Trang. *Tối ưu hóa các điều kiện chiết tách EGCG và các hoạt chất kháng oxy hóa từ lá chè xanh*. Kỷ yếu hội nghị "Sinh viên nghiên cứu khoa học". Đà Nẵng. 2009: p. 54 - 62.
10. А.А.Левчук. *Ингибирование полимеризационных процессов фенолами различного происхождения в жидких продуктах пиролиза*/Дисс...канд. техн. Наук, Томск. 2010: С. 156.
11. Рогинский В.А. *Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность*. М.: Наука. 1988: С. 247.
12. В.В.Ершов, Г.А.Никифоров, А.А.Володькин. *Пространственно затрудненные фенолы*. М.: Химия. 1972: С. 351.

Extracting polyphenol compounds from green tea leaves and studying their inhibitory activity on the polymerisation process

Do Chiêm Tài

Petrovietnam University

Nguyen Thi Thu Trang

Da Nang University of Technology

A.F. Gogotov

*A.E. Favorsky Irkutsk Institute of Chemistry,
Russian Academy of Sciences*

Summary

The study shows that the polyphenol compounds extracted from green tea leaves are capable of inhibiting radical reactions occurring during thermal processing of petroleum products. In laboratory conditions, polyphenol compounds have relatively high activity in inhibiting the polymerisation of unsaturated compounds in pyrocondensate (liquid products of pyrolysis of hydrocarbons) under high temperature (~ 130°C). The results of the study indicate that the polyphenol compounds from green tea leaves can be used instead of industrial inhibitor 2,6-di-tertbutyl-4-methylphenol (ionol), especially in Vietnam where the supply of material (old tea leaves) is plentiful and inexpensive.

Nguyên lý công nghệ của giàn khai thác và xử lý gas-condensate

TS. Lê Hữu Toàn¹, TS. Hoàng Thịnh Nhân²
ThS. Trần Duy Hải¹, ThS. Nguyễn Minh Tâm²

¹ Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển, Vietsovpetro

² Đại học Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate đã được nghiên cứu, phát triển và ứng dụng tại nhiều quốc gia trên thế giới từ những năm 90 của thế kỷ trước. Tuy nhiên ở Việt Nam, lĩnh vực kỹ thuật này chưa được quan tâm nhiều do nhu cầu thực tế sản xuất. Trong thời gian gần đây, việc phát hiện và đưa vào phát triển khai thác một số mỏ khí và gas-condensate trong nước như cụm mỏ Lan Tây - Lan Đỏ, Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây và Hải Thạch - Mộc Tinh, Thiên Ưng... đòi hỏi sự đầu tư nghiên cứu công nghệ và đào tạo nhân lực một cách nghiêm túc đối với các đơn vị trực tiếp tham gia điều hành các dự án nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung.

Các hệ thống thiết bị công nghệ chính trên giàn khai thác gas-condensate gồm: cụm thiết bị đầu giếng (wellhead facilities), cụm phân dòng đầu vào (inlet manifold), cụm tách khí - condensate - nước (3-phase separator), hệ thống xử lý làm khô khí (gas dehydration system), hệ thống xử lý condensate (condensate dehydration system), hệ thống đo khí (gas metering system), hệ thống đo condensate (condensate metering system), hệ thống phóng thoi làm sạch đường ống vận chuyển (pig launcher), hệ thống xử lý nước đồng hành (water treatment system). Ngoài ra, có thể thiết kế thêm các hệ thống phụ trợ như: hệ thống thiết bị xử lý H₂S hoặc/và CO₂, Hg, chất rắn... nếu trong thành phần hợp chất khai thác chứa những tạp chất trên vượt quá quy định cho phép.

Công nghệ xử lý khí trên các giàn khai thác ngoài khơi phụ thuộc rất nhiều vào thành phần hỗn hợp lưu chất hydrocarbon của mỏ. Do đó, các thông số công nghệ hỗn hợp chất lưu là cơ sở cho phép tính toán, lựa chọn và thiết kế các hệ thống thiết bị công nghệ của giàn khai thác một cách hợp lý và tối ưu nhất.

1. Giới thiệu chung về mỏ gas - condensate

Mỏ gas-condensate là một hỗn hợp hydrocarbon (HC) đặc biệt, mà trong đó thành phần gồm có khí methane (C₁) và các khí hydrocarbon có mạch carbon ngắn khác chiếm tỷ lệ lớn, cùng với các hydrocarbon có giá trị khối lượng phân tử nặng hơn (mạch carbon dài hơn). Khi điều kiện áp suất của vỉa thay đổi đến một giới hạn nhất định (dewpoint), các cấu tử nặng của hỗn hợp khí trong vỉa sẽ ngưng tụ, chuyển hóa thành pha lỏng hay còn gọi là retrograde condensate¹. Quá trình ngưng tụ này sẽ tiếp tục diễn ra cùng với sự giảm áp của lưu chất và lượng condensate tối đa thu được khi áp suất đạt đến giá trị P*. Nếu tiếp tục giảm áp suất sẽ xảy ra quá trình ngược lại, có nghĩa là những hydrocarbon lỏng sẽ chuyển sang pha khí (Hình 1) [1].

Ngoài ra, mỏ Retrograde gas-condensate còn có các đặc tính sau [2]:

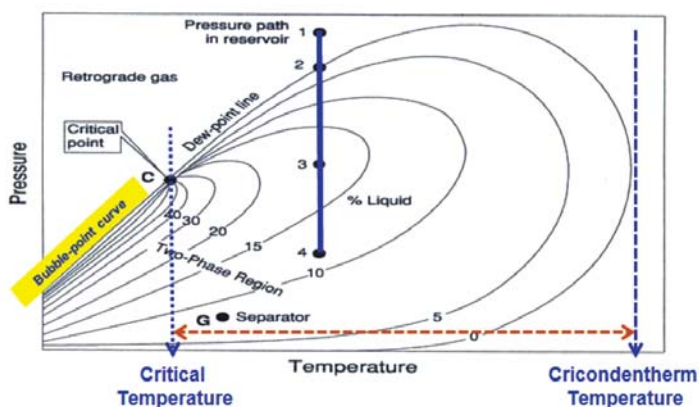
$$- T_c < T_r < T_{ct}$$

Trong đó: T_c: critical temperature; T_r: Reservoir temperature; T_{ct}: Cricondentherm temperature;

- GCR = 8.000 - 70.000scf/STB (~1.425 - 12.468Sm³/Sm³);

- Tỷ trọng 50 - 60° API.

Trong quá trình khai thác, nhiệt độ của vỉa ổn định và có thể xem chế độ khai thác là đẳng nhiệt, khi đó áp suất vỉa sẽ sụt giảm liên tục, đặc biệt ở khu vực xung quanh giếng khai thác. Đối với các mỏ khí, khi áp suất lưu chất giảm xuống đạt áp suất điểm sương (dewpoint pressure P_d), quá trình ngưng tụ sẽ bắt đầu xảy ra, khi đó tỷ lệ lỏng/



Hình 1. Giản đồ pha của mỏ gas-condensate

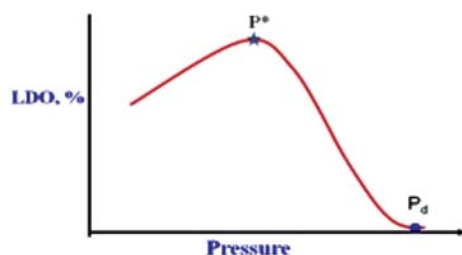
khí trong dòng lưu chất bắt đầu tăng. Đối với mỏ khí khô, tỷ lệ này tăng liên tục khi áp suất tiếp tục giảm, tuy nhiên đối với mỏ gas-condensate, tỷ lệ này sẽ đạt giá trị cực đại ở áp suất P^* , sau đó giảm cùng với quá trình giảm áp theo mô tả ở Hình 2. Tỷ lệ lỏng/khí không chỉ phụ thuộc vào điều kiện áp suất, nhiệt độ của vỉa, mà còn phụ thuộc vào thành phần của gas-condensate.

Vấn đề kỹ thuật phức tạp nhất trong quá trình khai thác mỏ gas-condensate là sự hình thành quá trình ngưng tụ condensate (liquid) ở vùng cận đáy giếng.

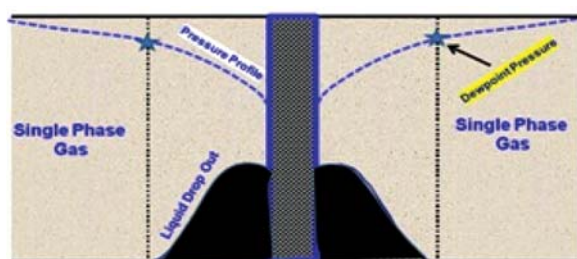
1.1. Hiện tượng ngưng tụ trong vỉa

Trong quá trình dịch chuyển lưu chất trong vỉa, áp suất của lưu chất giảm dần, khi đạt đến áp suất bão hòa thì các cấu tử nặng trong lưu chất bắt đầu ngưng tụ. Dưới tác động của lực mao dẫn, các hạt chất lỏng li ti này bị giữ lại trong các lỗ rỗng của đá chứa, ở khu vực xa đáy giếng hầu như không gây ảnh hưởng đến sự chuyển dịch của khí trong vỉa. Tuy nhiên khi lưu chất chuyển dịch càng gần khu vực cận đáy giếng khai thác, do độ tổn thất áp suất cao nên áp suất giảm mạnh, vì vậy lượng condensate hình thành tại khu vực này cũng tăng đáng kể, tạo thành một vòng lưu chất lỏng bao quanh khu vực cận đáy giếng. Chính khối condensate này sẽ gây cản trở sự lưu chuyển của khí vào giếng khai thác (Hình 3).

Hiện tượng ngưng tụ condensate không chỉ làm giảm khả năng lưu động của lưu chất trong vỉa mà còn là nguyên nhân làm giảm chất lượng và sản lượng khai thác condensate do các hydrocarbon phân đoạn nặng bị ngưng tụ và giữ lại trong vỉa.



Hình 2. Ảnh hưởng của áp suất đối với liquid dropout



Hình 3. Sự hình thành condensate và thay đổi áp suất trong mỏ gas-condensate

1.2. Condensate blockage

Quá trình khai thác mỏ gas-condensate, sự hình thành pha lỏng ở khu vực cận đáy giếng sẽ cản trở sự lưu thông của khí vào giếng. Nếu lượng condensate ngưng tụ quanh giếng quá lớn có thể tạo thành một vòng lưu chất lỏng xung quanh giếng và chặn dòng khí từ vỉa vào giếng khai thác. Hiện tượng này gọi là condensate blockage.

Mức độ ảnh hưởng của sự ngưng tụ condensate đối với quá trình khai thác mỏ gas-condensate phụ thuộc vào tỷ lệ giữa độ giảm áp cục bộ diễn ra trong vỉa so với tổng độ giảm áp trong quá trình khai thác.

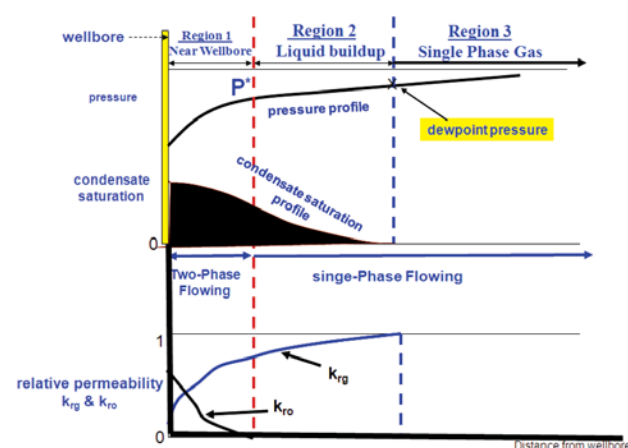
Độ giảm áp cục bộ trong vỉa phụ thuộc vào độ thấm k và độ dày h của vỉa, nếu độ giảm áp cục bộ trong vỉa là đáng kể (điều này thể hiện qua giá trị thấp của tích số kh) thì sự ngưng tụ sẽ cản trở lớn đến sự lưu thông của khí vào giếng khai thác. Nguyên tắc chế độ chảy trong vỉa gas-condensate có thể chia thành ba khu vực đặc trưng [3] theo Hình 4.

Vùng 1 là khu vực cận đáy giếng có áp suất thấp hơn nhiều so với áp suất điểm sương (dewpoint), vượt quá độ bão hòa condensate tới hạn và một phần condensate trở nên lưu động. Dòng lưu chất ở đây có sự tham gia của cả hai pha khí và lỏng.

Vùng 2 là khu vực có áp suất cận dưới áp suất điểm sương. Tại đây có sự hình thành condensate với lượng không đáng kể, condensate không tham gia vào dòng chảy của lưu chất.

Vùng 3 là khu vực cách xa giếng khai thác và có áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương, ở khu vực này chỉ có sự hiện diện của pha khí.

Việc xác định thuộc tính chất lưu đóng vai trò quan trọng trong công tác nghiên cứu mỏ đặc biệt là mỏ gas-



Hình 4. Chế độ chảy của lưu chất trong mỏ gas-condensate

condensate. Ví dụ như việc xác định tỷ lệ condensate/gas có vai trò quan trọng trong việc đánh giá tiềm năng sản lượng khai thác các sản phẩm ở pha khí và lỏng để thiết kế hệ thống thiết bị trên giàn khai thác phù hợp. Việc phân tích thuộc tính chất lưu trong vỉa sẽ giúp lựa chọn công nghệ khai thác hiệu quả lượng condensate trong mỏ, tối ưu hóa đầu tư, đồng thời giúp lựa chọn áp dụng các công nghệ khai thác thích hợp nhất.

1.3. Quản lý mỏ gas-condensate

Từ những phân tích đặc điểm của mỏ gas-condensate cho thấy việc khống chế hiện tượng condensate blockage là hết sức quan trọng. Một số biện pháp kỹ thuật thường được nghiên cứu áp dụng để nâng cao hiệu quả khai thác mỏ gas-condensate là [4]:

- Kích thích vỉa bằng phương pháp nút vỉa thủy lực hoặc bơm acid giúp hạn chế sự giảm áp trong quá trình lưu thông của lưu chất đến vùng cận đáy giếng. Phương pháp nút vỉa thủy lực được áp dụng phổ biến với các mỏ siliciclastic. Phương pháp bơm acid thường áp dụng đối với các mỏ carbonate. Tuy nhiên các phương pháp này chỉ áp dụng hiệu quả trước khi tiến hành hoạt động khai thác của giếng.

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương ($P_{res} > P_{dew}$) được tiến hành bằng cách bơm khí khô (dry gas) vào thành hệ để duy trì áp suất.

- Phương pháp Huff "n" Puff thực hiện tuần hoàn quá trình bơm ép và khai thác nhằm làm hóa hơi lượng condensate bị ngưng tụ xung quang giếng. Phương pháp này có thể sử dụng các khí bơm ép như methane, etane, propan, CO_2 và N_2 .

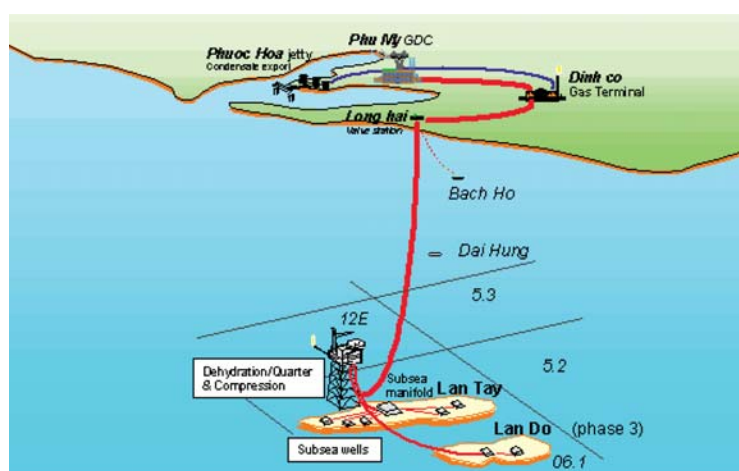
2. Một số giàn khai thác gas-condensate hiện có tại Việt Nam

2.1. Cụm mỏ Lan Tây, Lan Đỏ

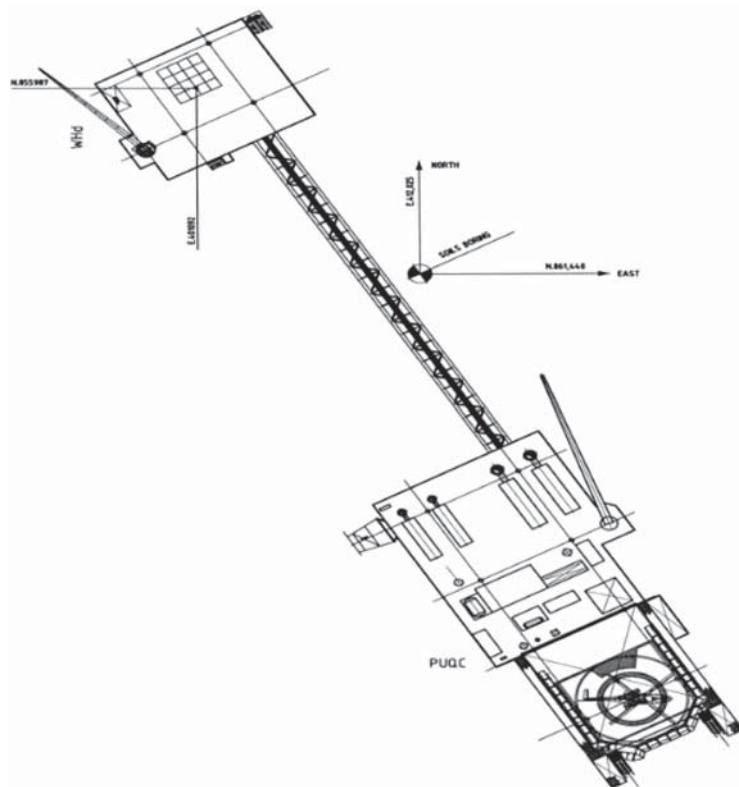
Lan Tây và Lan Đỏ là hai mỏ khí thiên nhiên được phát hiện tại Lô 06.1 trong một phần khu vực bể Nam Côn Sơn, cách Vũng Tàu 370km về phía Đông Nam. Hai mỏ cách nhau khoảng 25km với độ sâu từ 125 - 180m tương ứng. Mỏ khí Lan Đỏ được phát hiện vào cuối năm 1992 và mỏ Lan Tây được phát hiện vào năm sau. Hai mỏ khí Lan Tây và Lan Đỏ có khả năng cung cấp trong 15

năm với sản lượng trung bình hàng năm khoảng 3 tỷ m^3 . Mỏ Lan Tây được đưa vào khai thác từ tháng 11/2002 và mỏ Lan Đỏ từ tháng 10/2012.

Để thực hiện khai thác khí từ mỏ Lan Tây và Lan Đỏ, gần mỏ Lan Tây đã xây dựng một giàn công nghệ cố định Lan Tây (Lan Tây processing fixed platform). Dòng sản phẩm từ các giếng khai thác của mỏ Lan Tây, Lan Đỏ thông qua cụm thiết bị đầu giếng ngầm (subsea manifold) được đưa về giàn công nghệ cố định Lan Tây để xử lý, sau đó được đưa về bờ thông qua hệ thống ống ngầm Nam Côn Sơn (Nam Con Son subsea pipeline) (Hình 5) [5].



Hình 5. Sơ đồ kết nối các hệ thống thiết bị khai thác mỏ Lan Tây, Lan Đỏ



Hình 6. Sơ đồ tổng quát các giàn WHP, PUQC và cầu dẫn

2.2. Cụm mỏ Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây

Các mỏ khí Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây được KNOC phát hiện từ tháng 9/1997 thuộc hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí Lô 11.2 mà KNOC đứng đầu tổ hợp nhà thầu Hàn Quốc sở hữu 75% vốn đầu tư, giữ vai trò nhà điều hành. Mỏ khí Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây cho phép khai thác với sản lượng trung bình khoảng ~ 3,7 triệu m³/ngày trong thời gian 23 năm. Mỏ Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây đã được đưa vào khai thác từ tháng 12/2006.

Để thực hiện khai thác khí từ Lô 11.2 KNOC đã thực hiện thiết kế, lắp đặt một giàn đầu giếng WHD và một giàn công nghệ PUQC được liên kết với nhau bằng cầu dẫn (Hình 6) [6].

2.3. Hải Thạch - Mộc Tinh

Đây là hai mỏ gas-condensate nằm trong dự án Biển Đông 1 của Biển Đông POC thuộc các Lô 05.2 và 05.3 tại bể Nam Côn Sơn, có vị trí cách bờ khoảng 340km về phía Nam, khoảng cách giữa hai mỏ là 20km.

Dự án bao gồm các hạng mục thiết bị chính bố trí theo Hình 7 [7].

Công suất thiết kế của hệ thống như sau:

- Sản lượng khai thác khí trung bình: ~6,5 triệu m³/ngày.
- Sản lượng khai thác khí tối đa: ~ 10,2 triệu m³/ngày.
- Sản lượng khai thác condensate: 25 nghìn thùng/ngày.
- Đời mỏ: 25 năm.

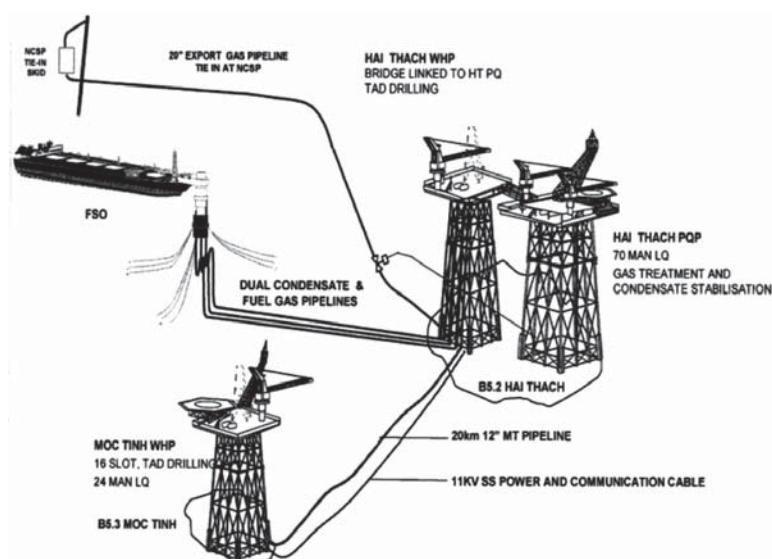
2.4. Thiên Ưng

Mỏ Thiên Ưng nằm ở giữa Lô 04.3, thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn, cách mỏ Đại Hùng khoảng 15km và cách Vũng Tàu 270km theo hướng Đông Nam. Hiện nay, mỏ Thiên Ưng đang trong giai đoạn nghiên cứu, chuẩn bị phát triển mỏ với sản lượng khai thác trung bình là 220 triệu m³/năm trong thời gian 25 năm.

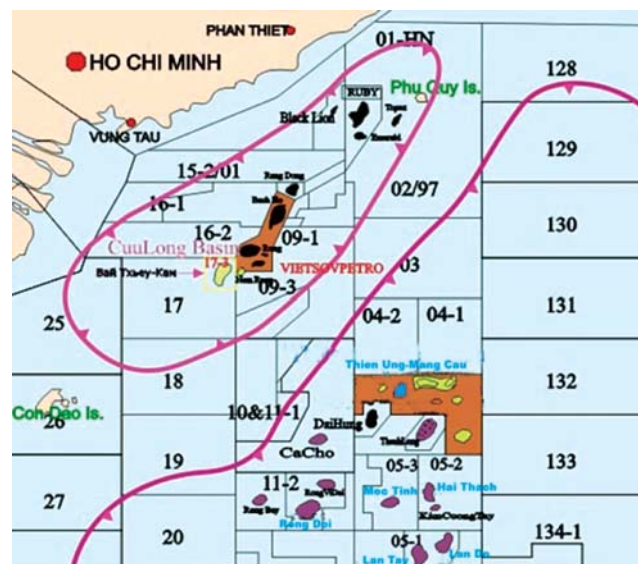
Vị trí các mỏ khí ở khu vực bể Nam Côn Sơn được thể hiện trong Hình 8 [8].

3. Nguyên lý công nghệ giàn khai thác và xử lý gas-condensate ngoài khơi

Công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate trên



Hình 7. Bố trí các hạng mục thiết bị trong dự án Biển Đông 1



Hình 8. Bản đồ vị trí các mỏ gas-condensate

các giàn khai thác ngoài khơi phụ thuộc rất nhiều vào điều kiện khai thác của mỏ, thành phần hydrocarbon và các tạp chất có trong sản phẩm khai thác, điều kiện vận chuyển khí và condensate thành phẩm, các yêu cầu của bên mua sản phẩm gas-condensate cũng như các định hướng về lưu lượng khai thác, công nghệ xử lý, phương pháp vận chuyển sản phẩm khai thác của công ty điều hành mỏ. Hình 9 mô tả cơ bản nguyên lý công nghệ giàn khai thác và xử lý gas-condensate ngoài khơi khi bỏ qua khâu xử lý các tạp chất có trong sản phẩm khai thác (coi như các tạp chất có trong dòng sản phẩm khai thác từ mỏ nằm trong giới hạn cho phép).

Dòng sản phẩm từ giếng khai thác sau khi qua hệ thống thu gom được đưa vào bình tách ba pha để tách khí, condensate và nước. Sản phẩm khí sau khi tách có lẫn hơi

nước và các hạt hydrocarbon lỏng (~150 - 375 μ m) được đưa đến cụm làm khô khí. Khí sau khi làm khô được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ bằng đường ống ngầm nếu áp suất tự có đủ lớn, hoặc đưa vào cụm máy nén để nén đến áp suất cần thiết đưa về bờ. Sản phẩm condensate sau khi tách ra từ bình tách ba pha, được đưa đến cụm xử lý condensate, sau đó qua máy bơm tăng áp (nếu áp suất tự có không đủ để vận chuyển) condensate được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ hoặc chuyển qua kho chứa nổi FSO bằng đường ống ngầm. Nước tách ra từ bình tách ba pha được đưa đến cụm xử lý nước để tách các thành phần hydrocarbon có lẫn trong nước đến độ tinh khiết cho phép, sau đó được xả xuống biển.

Để tìm hiểu chi tiết hơn, nhóm tác giả sẽ trình bày hệ thống công nghệ thiết kế cho giàn Thiên Ưng ở ngoài khơi Việt Nam.

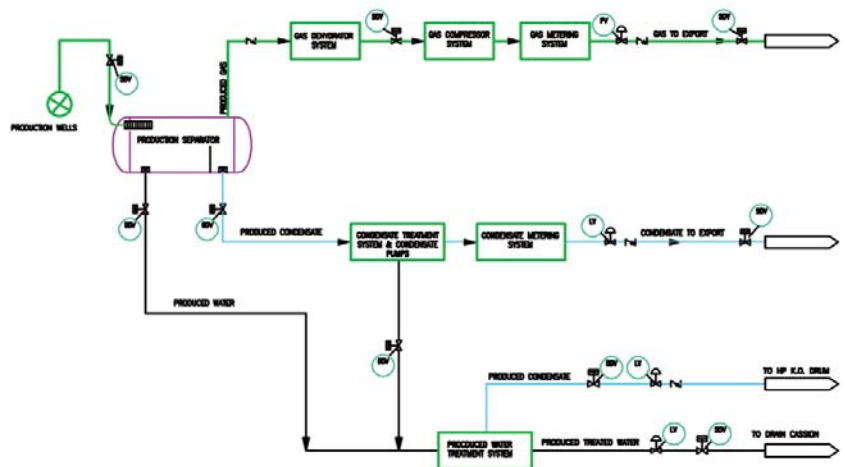
3.1. Mô tả quy trình tổng thể

Trong những năm đầu khai thác, dòng sản phẩm gas-condensate có nhiệt độ - áp suất cao nên dòng sản phẩm khai thác từ giếng sau khi qua van tiết lưu (choke valve) được đưa đến thiết bị làm lạnh bằng không khí (hoặc hệ thống trao đổi nhiệt bằng nước biển) để hạ nhiệt độ xuống khoảng 60 - 50°C, sau đó đưa vào bình tách ba pha (3-phase separator) để tách khí, condensate, nước. Khí sau khi tách được đưa đến tháp TEG (TEG contactor) để làm khô. Khí khô đi ra từ tháp TEG sẽ được đưa đến thiết bị trao đổi nhiệt (heat exchanger) để gia nhiệt bằng dòng TEG (triethylene glycol) nóng sạch (hot lean TEG) đi ra từ tháp tái sinh TEG (TEG generator), sau đó được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ qua hệ thống ống ngầm (subsea pipeline) bằng chính áp suất sẵn có của dòng khí (quá trình khai thác không cần dùng máy nén). Hình 9 thể hiện sơ đồ công nghệ tổng quát của giàn khai thác khí - condensate [9]. Tùy thuộc vào đặc tính thành phần hydrocarbon của khí/condensate, áp suất nhiệt độ của khí/condensate, thành phần phần trăm của H₂S, CO₂, Hg có trong sản phẩm khai thác... mà công nghệ có những thay đổi phù hợp, để xử lý khí/condensate đạt được các tiêu chí yêu cầu khí/condensate thương mại.

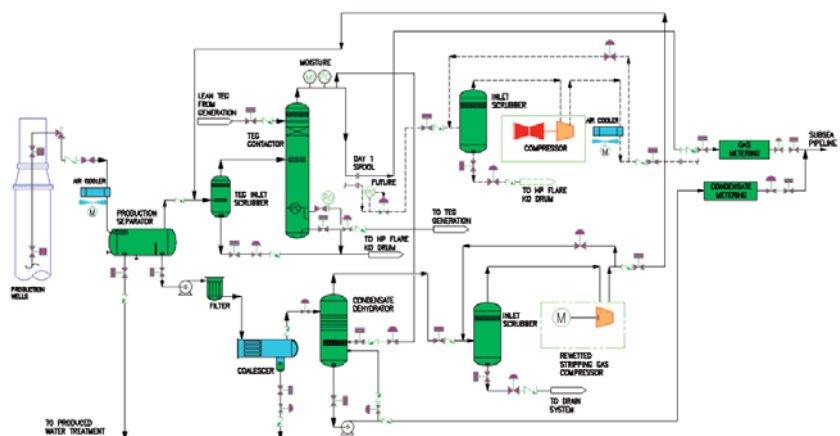
Condensate đi ra từ bình tách ba pha được đưa vào các máy bơm để tăng áp suất lên khoảng 4 - 5 bar nhằm mục đích bù lại áp suất tổn thất khi dòng condensate đi qua các thiết bị lọc (filters) và kết tụ (coalesers), tổn thất áp suất qua các van điều khiển (control valve), các đường ống công nghệ (piping lines)... Condensate sau đó sẽ được làm khô trong tháp condensate dehydrator bằng khí khô đi ra từ tháp TEG để hấp thụ hơi nước trong condensate. Condensate sau khi ra khỏi tháp condensate dehydrator sẽ được tăng áp 3 - 4 bar bằng bơm ly tâm để tránh bay hơi (condensate flashing) do tổn thất áp khi đi qua cụm đo (condensate metering SKID). Condensate sau khi đo được vận chuyển về bờ cùng với khí khô hoặc đưa về kho chứa nổi FSO qua hệ thống ống ngầm (subsea pipeline).

Nước tách ra từ bình tách ba pha được đưa đến cụm xử lý nước để tách dầu và các tạp chất ra khỏi nước, đạt tiêu chuẩn về an toàn vệ sinh môi trường và sau đó được xả xuống biển (overboard/to sea).

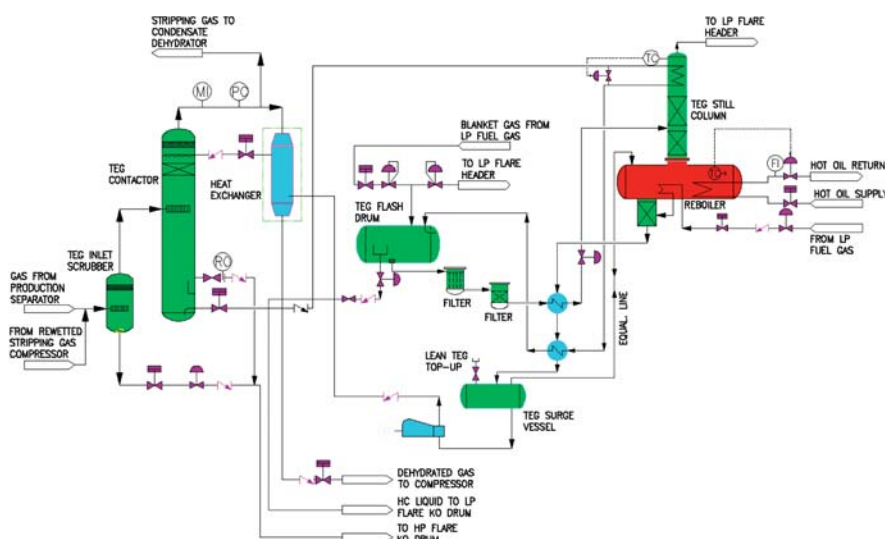
Trong quá trình khai thác, áp suất của giếng sẽ giảm theo thời gian, để vận chuyển khí về bờ cần phải đặt thêm



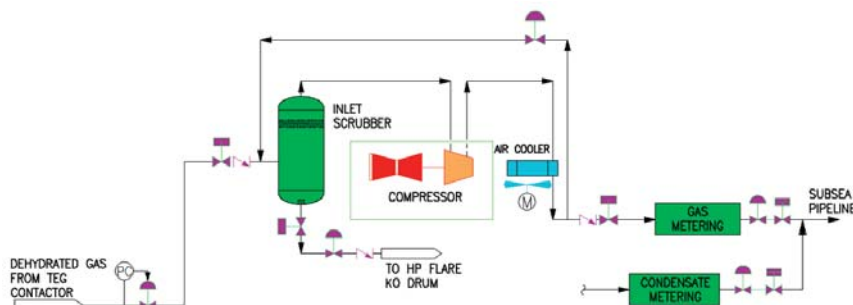
Hình 9. Sơ đồ khối tổng thể công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate



Hình 10. Sơ đồ công nghệ tổng quát khai thác gas - condensate



Hình 11. Sơ đồ công nghệ hệ thống làm khô khí bằng tháp hấp thụ TEG Contactor



Hình 12. Sơ đồ công nghệ hệ thống nén khí Gas Compression System

cụm máy nén khí sau tháp TEG để nén khí khô đến áp suất cần thiết cho quá trình vận chuyển. Condensate đi ra từ tháp condensate dehydrator được hệ thống máy bơm vận chuyển (transfer pumps) tăng áp đến áp suất cần thiết trước khi đưa vào tuyến ống ngầm vận chuyển về bờ hoặc về kho chứa nổi (FSO).

3.2. Hệ thống xử lý khí

Hiện nay có bốn công nghệ làm khô khí phổ biến: làm lạnh sâu, màng lọc, hấp phụ và hấp thụ. Tuy nhiên công nghệ làm lạnh sâu không đem lại hiệu suất cao, thường kết hợp cùng với các công nghệ khác. Làm khô khí bằng công nghệ màng lọc chỉ mang lại hiệu quả kinh tế khi dùng cho lưu lượng khí thấp. Công nghệ hấp phụ có hiệu suất rất cao, tuy nhiên hiệu suất phụ thuộc chất hấp phụ được sử dụng và giá thành cao, không có hiệu quả nhiều về kinh tế. Làm khô khí bằng phương pháp hấp thụ có thể đạt yêu cầu về chất lượng khô của khí thương mại và cho hiệu quả kinh tế khá cao. Vì vậy, tháp hấp thụ làm khô khí bằng TEG (TEG dehydrator) đang được sử dụng trên tất cả các giàn xử lý khí ngoài khơi Việt Nam. Hình 11 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống làm khô khí bằng tháp hấp thụ TEG contactor [9].

Khí tách ra từ bình tách ba pha có lẫn hơi nước bão hòa cùng với các hạt nước - condensate có kích thước nhỏ ($\sim 150 - 375\mu\text{m}$) được đưa vào hệ thống làm khô bằng TEG. Trước khi vào tháp hấp thụ TEG contactor, khí được dẫn vào bình inlet scrubber để loại bỏ các hạt hydrocarbon lỏng, các hạt nước ngưng tụ và cả các hạt nhũ tương (water in condensate emulsion) còn lại trong khí sau khi ra khỏi bình 3 pha. Nếu các hạt nước tự do đi vào tháp TEG, nhiệt hóa hơi sẽ tăng lên, có thể gây hư hại các thiết bị gia nhiệt trong tháp tái sinh. Sự hiện diện của các hạt hydrocarbon lỏng trong tháp TEG sẽ gây tạo bọt, làm tăng sự mất mát glycol và giảm hiệu suất tách nước. Nếu các hạt lỏng hydrocarbon nặng đi vào tháp tái sinh có thể làm bắn ống dẫn, làm tăng nhiệt độ thành ống ảnh hưởng đến chất lượng tái sinh và lưu lượng tuần hoàn glycol.

Sau khi đi qua bình inlet scrubber, phần lỏng tách ra được đưa vào bình thu gom, xử lý và tuần hoàn về bình tách ba pha. Khí đi ra từ bình inlet scrubber được dẫn vào tháp TEG từ dưới lên, glycol được đưa vào từ đỉnh tháp. Khí đi ra từ tháp TEG contactor được dẫn vào thiết bị trao đổi nhiệt để gia nhiệt bằng dòng glycol nóng sạch đi ra từ tháp tái sinh. Khí sau khi làm khô được đưa vào cụm đo, sau đó vận chuyển về bờ qua đường ống ngầm (subsea pipeline). Trong giai đoạn khai thác không cần dùng máy nén, hoặc đưa vào hệ thống nén khí (gas compression system) để nén đến áp suất cần thiết vận chuyển về bờ. Khí sau nén được đưa vào thiết bị làm lạnh bằng không khí (air cooler) để làm lạnh xuống khoảng $60 - 50^\circ\text{C}$, sau đó đưa vào cụm đo và vận chuyển về bờ. Hình 12 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống nén khí (gas compression system) [9].

Nhiệt độ và nồng độ của glycol đưa vào tháp TEG phụ thuộc vào áp suất - nhiệt độ điểm sương yêu cầu của khí làm khô. Thông thường nhiệt độ của dòng glycol vào tháp cao hơn từ $3 - 11^\circ\text{C}$ so với nhiệt độ của dòng khí để ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ hydrocarbon vào glycol, gây tạo bọt. Nhiệt độ trong tháp TEG cao quá 38°C thường gây mất glycol do bay hơi, còn dưới 10°C sẽ làm tăng độ nhớt của glycol, làm giảm hiệu suất tách nước của tháp. Lưu

lượng glycol đưa vào tháp phụ thuộc lượng nước trong dòng khí và số đĩa của tháp.

3.3. Hệ thống xử lý condensate

Condensate tách ra từ bình tách có lẫn nước và tạp chất rắn. Những tạp chất này có thể gây tắc nghẽn, ăn mòn thiết bị và tạo hydrate trong đường ống. Nước trong condensate tồn tại dưới hai dạng: nước tự do và nước hòa tan. Lượng nước trong condensate phụ thuộc vào điều kiện áp suất - nhiệt độ và các thông số công nghệ của bình tách ba pha được sử dụng cho quá trình tách khí, condensate, nước. Hình 13 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý condensate [9].

Condensate từ bình tách ba pha được hệ thống máy bơm đưa đến bộ lọc (filters) để lọc các hạt rắn có lẫn trong condensate, sau đó đưa đến thiết bị kết tụ (coalescers) để tách các hạt nước (water droplet) đến 10µm. Các hạt nước tự do sẽ kết tụ với nhau thành hạt lớn hơn lắng xuống dưới, được tách ra và đưa vào cụm xử lý hydrocyclone để làm sạch nước. Sau khi qua thiết bị kết tụ, lượng nước tự do trong condensate giảm xuống còn 50 - 100ppmv. Condensate sau đó được đưa vào đĩa trên cùng của tháp dehydrator để tách nước. Khí sau khi làm khô từ tháp TEG được dẫn vào tháp condensate dehydrator từ dưới lên, pha lỏng và pha khí đi ngược chiều nhau, va chạm với nhau trên các đĩa của tháp condensate dehydrator, do có sự chênh lệch nồng độ nước trong pha lỏng và pha khí, nước sẽ được hấp thụ bởi khí khô và khí ướt sẽ đi ra từ đỉnh tháp, tiếp đó khí được đưa trở lại bình scrubber dầu vào cụm TEG contactor để tách hơi nước ngưng tụ. Condensate sau khi qua tháp dehydrator, có tổng thành phần nước vào khoảng 450ppmv, hoặc đạt đến điểm

sương -10°C tại 70 bar, được hệ thống máy bơm đưa đến cụm đo và vận chuyển bằng tuyến ống ngầm đến tàu chứa hoặc đưa về bờ.

Sự chênh lệch nồng độ nước giữa hai pha lỏng và khí sẽ quyết định đến hiệu suất và thời gian đạt đến độ tách nước cần thiết. Theo lý thuyết, nếu thời gian va chạm giữa pha lỏng và pha khí đủ lớn, quá trình trao đổi chất sẽ đạt đến cân bằng pha gần pha hòa tan. Tại trạng thái cân bằng này, pha khí sẽ hấp thụ một lượng nước lớn nhất hòa tan trong condensate và đây là điều kiện lý tưởng của tháp dehydrator. Tuy nhiên, để đạt được thời gian va chạm giữa pha lỏng và pha khí đủ lớn như thế, đòi hỏi tháp dehydrator phải có nhiều đĩa, điều này không thực tế và kinh tế.

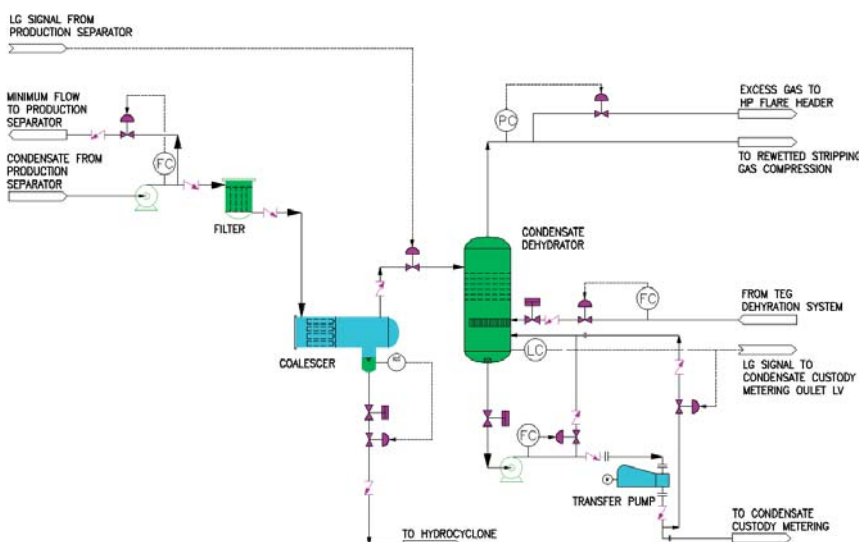
Nhiệt độ và áp suất ảnh hưởng trực tiếp đến sự hấp thụ nước của khí (stripping gas). Tại cùng nhiệt độ, độ tan của nước tăng lên khi giảm áp suất của khí. Hay nói cách khác, tại cùng giá trị áp suất, sự hòa tan nước vào khí tăng lên khi nhiệt độ tăng. Vì vậy, điều kiện tối ưu của khí đi vào tháp dehydrator là có áp suất thấp và nhiệt độ cao.

3.4. Hệ thống xử lý nước thải đồng hành

Nước tách ra từ bình tách 3 pha và thiết bị kết tụ có lẫn dầu và các chất cặn dầu, cần được xử lý trước khi xả xuống biển. Hình 14 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý nước thải đồng hành [9].

Nước thải đồng hành được đưa vào thiết bị hydrocyclone, vận tốc dòng chảy của nước chuyển thành lực ly tâm, hình dạng của cyclone tạo thành dòng chảy xoáy của nước, gây ra vùng áp suất thấp ngược, nước nặng hơn sẽ chảy xoáy dọc theo thành cyclone ra ngoài, còn dầu nhẹ hơn sẽ chuyển động vào tâm cyclone và chảy ra ở phía ngược lại. Nước sau khi đi qua hydrocyclone, thành phần dầu có lẫn trong nước giảm xuống còn khoảng 40ppmv.

Sau khi qua hydrocyclone, nước được đưa vào bể sục khí (induced gas flotation - IGF) để tách dầu và cặn dầu còn sót lại. Khí khô từ tháp TEG được lọc và gia nhiệt đến 50 - 60°C, dẫn vào bể sục khí IGF, các bóng khí sẽ bám dính vào các hạt dầu và cặn dầu, đưa chúng nổi lên bề mặt, sau đó cần gạt sẽ hớt các váng dầu này ra ngoài, đưa vào bình thu gom. Nước sau khi xử lý, thành phần dầu



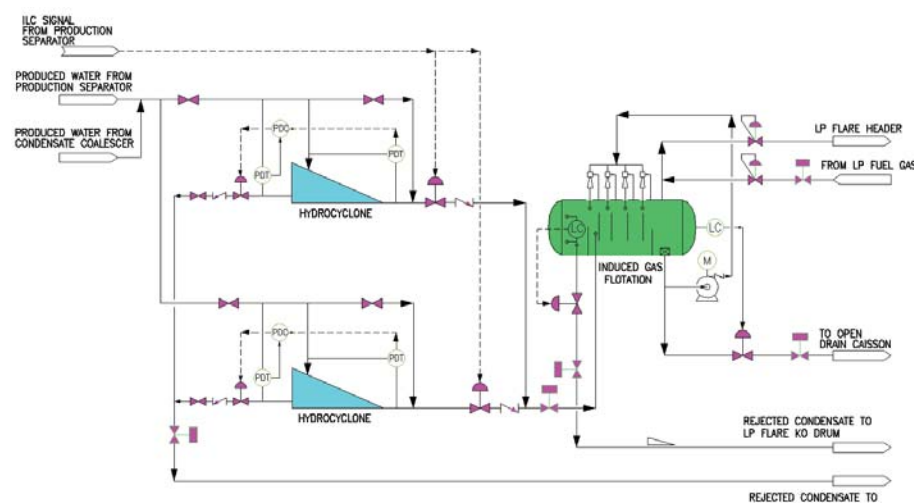
Hình 13. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý condensate

trong nước giảm xuống 40ppm hoặc thấp hơn (có thể tới 15ppm), đạt tiêu chuẩn về an toàn vệ sinh và môi trường, sau đó được xả xuống biển.

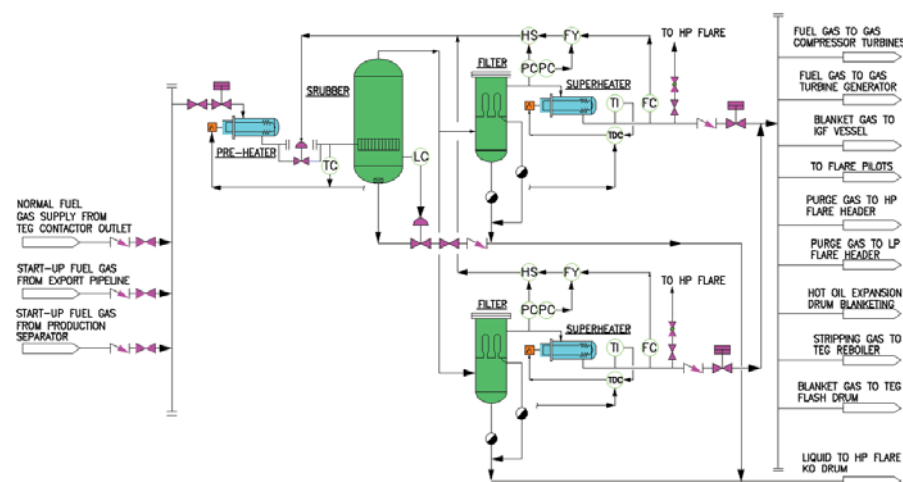
3.5. Hệ thống khí nhiên liệu (fuel gas system)

Hệ thống khí nhiên liệu cung cấp khí cho các hệ thống sau:

- Cung cấp khí nhiên liệu cao áp cho đầu kéo turbine (turbine drive) và máy phát turbine (turbine generator).
- Khí môi thấp áp cho đầu đốt cao áp/thấp áp.
- Khí đẩy (purge gas) cho ống gom của đuốc cao áp/thấp áp.
- Cung cấp khí hấp thụ (stripping gas) cho hệ thống tái sinh TEG.
- Khí bảo vệ (blanket gas) cho bình bay hơi nhanh TEG (TEG flash drum).



Hình 14. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý nước thải đồng hành



Hình 15. Sơ đồ công nghệ hệ thống khí nhiên liệu

- Cung cấp khí cho bể sấy khí IGF để xử lý nước.

Hình 15 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống khí nhiên liệu.

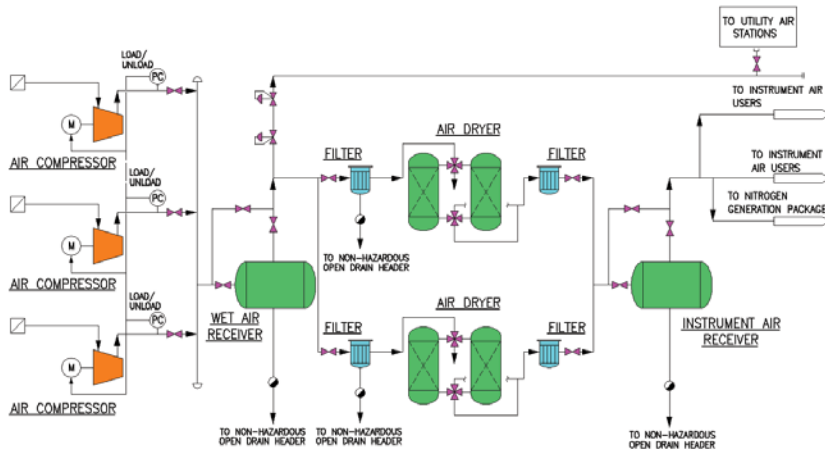
Khí khô đi ra từ tháp TEG, sau khi được gia nhiệt trong thiết bị gia nhiệt (heaters), một phần được đưa đến hệ thống khí nhiên liệu để cung cấp khí cho các cụm công nghệ. Khí được dẫn vào thiết bị gia nhiệt sơ bộ, gia nhiệt đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ hình thành hydrate và thấp hơn 5°C so với nhiệt độ môi trường xung quanh, sau đó đưa vào bình scrubber khí nhiên liệu để tách các hạt lỏng tạo thành do sự giảm áp. Tiếp đó, khí được đưa đến phin lọc để tách các hạt rắn có kích thước lớn hơn 5µm trước khi đưa đến thiết bị gia nhiệt. Khí được gia nhiệt đến nhiệt độ 30 - 40°C để đảm bảo khí nhiên liệu cho turbine khí.

3.6. Hệ thống khí nén (compressed air system)

Hệ thống khí nén cung cấp khí nén cho các thiết bị điều khiển bằng khí nén, các thiết bị truyền động valve, cần trục, tời, động cơ chạy khí nén, thổi cát, cung cấp không khí cho hệ thống tạo nitơ... Hệ thống khí nén gồm: cụm máy nén không khí, bình tích áp không khí ẩm, cụm sấy không khí, bình khí nén.

Không khí được hệ thống máy nén khí nén vào bình tích áp không khí ẩm để loại bỏ bớt các tạp chất lẫn trong khí, loại bỏ hơi ẩm ngưng tụ, ổn định áp suất, giảm xung cho hệ thống máy nén. Tiếp đó không khí được đưa qua các phin lọc để loại bỏ các hạt rắn, hơi nước, dầu mỡ, sau đó đưa vào tháp hút ẩm để làm khô không khí. Tháp hút ẩm có thể sử dụng silicagen, oxide nhôm hoạt tính, hoặc màng lọc phân tử. Tháp hút ẩm làm việc dưới áp suất 8 - 10 bar, nhiệt độ 50°C, giúp làm khô không khí, loại bỏ hơi ẩm, nước, hydrocarbon bay hơi. Nước và hơi ẩm trong khí nén có thể gây xói mòn đường ống và các valve điều khiển, kết hợp với các chất có tính acid gây ăn mòn, tạo điều kiện phát triển của các vi sinh vật và nấm mốc, nước và hơi ẩm trong khí nén có thể đóng băng, gây

ra ngừng hoạt động của hệ thống. Hình 16 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống khí nén.



Hình 16. Sơ đồ công nghệ hệ thống khí nén

Khí nén đi ra từ tháp hút ẩm được lọc khỏi các tạp chất khi đi qua phin lọc và đưa vào bình khí nén để phân phối đến các cụm thiết bị điều khiển. Khí nén sau khi làm khô có nhiệt độ điểm sương ở 0°C áp suất 7 bar.

4. Kết luận

Nguyên lý công nghệ của giàn khai thác Thiên Ưng được mô tả trên đây có các đặc trưng sau: do thành phần CO₂ và H₂S trong dòng sản phẩm khai thác thấp nên không cần phải xử lý tại giàn khai thác (trong thực tế một số vỉa của mỏ Thiên Ưng - Măng Cầu có thành phần CO₂ khá cao, ví dụ Miocen trong giếng TỨ-4X 64 - 70% CO₂ ở chiều sâu 3.029 - 3.143m, giếng TỨ-

Chú thích thuật ngữ tiếng Anh chuyên ngành

- Air compressor: Máy nén không khí
- Air cooler: Thiết bị làm lạnh bằng không khí
- Air dryer: Thiết bị làm khô không khí
- Coalescer: Thiết bị kết tụ
- Compressor: Máy nén
- Condensate dehydrator: Tháp tách nước và condensate
- Condensate metering system: Hệ thống đo condensate
- Condensate saturation: Độ bão hòa condensate
- Condensate treatment system & condensate pumps: Hệ thống xử lý và bơm vận chuyển condensate
- Critical point: Điểm tới hạn
- Critical temperature: Nhiệt độ tới hạn
- Dehydrated gas: Khí khô
- Export pipeline: Đường ống ngầm vận chuyển sản phẩm về bờ
- Filter: Thiết bị lọc
- Fuel gas: Khí nhiên liệu
- Gas compressor system: Hệ thống nén khí
- Gas dehydrator system: Hệ thống làm khô khí
- Gas metering system: Hệ thống đo khí
- Gas turbine generator: Turbine khí
- Heat exchanger: Thiết bị trao đổi nhiệt.
- Hot oil: Dầu nóng gia nhiệt
- HP flare: Đuốc cao áp
- HP flare header: ống gom khí xả cao áp
- Hydrocyclone: Bình xử lý nước thải ly tâm
- Induced gas flotation: Bể sục khí
- Inlet scrubber: Bình tách đầu vào (máy nén)
- Instrument air receiver: Bình thu không khí nén (dùng cho thiết bị tự động hóa)
- LDO: Liquid dropout
- LP flare: Đuốc thấp áp
- LP flare header: Ống gom khí xả thấp áp
- Nitrogen generation package: Cụm tạo Nitơ
- Non-hazardous open drain header: Đầu thu gom xả mở vùng an toàn
- Open drain caisson: Ống xả hở ngầm (dưới mực nước biển)
- P_d: Áp suất điểm sương
- Pre-heater: Thiết bị gia nhiệt sơ bộ
- Pressure path in reservoir: Đường thể hiện sự thay đổi áp suất lưu chất trong suốt quá trình khai thác
- Pressure profile: Sự thay đổi áp suất của lưu chất
- Production well(s): Giếng khai thác
- Production separator: Bình tách (hỗn hợp khai thác từ giếng)
- Produced water treatment system: Hệ thống xử lý nước đồng hành.
- Production well(s): Giếng khai thác
- Reboiler: Thiết bị hơi gia nhiệt
- Relative permeability: Độ thấm tương đối
- Single-phase flowing: Dòng chảy 1 pha
- Scrubber: Bình tách các hạt lỏng đồng hành ra khỏi dòng khí
- Stripping gas: Khí giải hấp
- Subsea pipeline: Đường ống ngầm ở biển
- Superheater: Thiết bị siêu gia nhiệt
- TEG inlet scrubber: Bình tách đầu vào tháp TEG (Triethyleneglycol)
- TEG contractor: Tháp TEG
- TEG flash drum: Bình TEG bay hơi nhanh
- TEG surge vessel: Bình TEG hoãn xung
- TEG still column: Tháp chưng cất TEG
- Transfer pump: Bơm vận chuyển
- Two-phase region: Khu vực 2 pha
- Two-phase flowing: Dòng chảy 2 pha
- Wet air receiver: Bình thu không khí ướt

5X 3,2 - 43% CO₂ ở chiều sâu 2981 - 3264m, 52 - 87% CO₂ ở chiều sâu 2.875 - 2.967m, nhưng hiện tại chưa có kế hoạch khai thác các vỉa này) cũng như nhiệt độ đông đặc (pour point) của pha lỏng không cao, không cần phải gia nhiệt hoặc bơm hóa phẩm chống đông trước khi vận chuyển pha lỏng bằng đường ống ngầm. Đối với các mỏ gas-condensate có nồng độ CO₂ và H₂S cao (%mol CO₂ > 10% và áp suất riêng phần (partial pressure) của H₂S > 0,05psia [10]) cần phải đầu tư công nghệ xử lý và lưu trữ CO₂, công nghệ xử lý H₂S đến dưới hàm lượng gây ra H₂S cracking trên các bề mặt của thiết bị, đường ống công nghệ. Ngoài ra nếu trong lưu chất khai thác lên từ giếng có lẫn tạp chất rắn (cát), thủy ngân (Hg)... thì cần phải lắp đặt thêm các thiết bị để xử lý chất rắn, xử lý thủy ngân... cũng như các giải pháp để hạn chế quá trình bào mòn (abrasive wear) bên trong bề mặt các thiết bị, đường ống công nghệ...

Việc nghiên cứu và phân tích thành phần, tính chất hóa học và đặc tính PVT của hệ lưu chất của mỏ gas-condensate là những cơ sở quan trọng để lựa chọn nguyên lý thiết kế các hệ thống thiết bị công nghệ phù hợp để khai thác và xử lý mỏ gas-condensate đạt các yêu cầu sản phẩm theo hợp đồng mua bán giữa các bên liên quan.

Tài liệu tham khảo

1. Li Fan and others. *Understanding gas-condensate reservoirs*. Oilfield Review. 2005.
2. Tarek Ahmed. *Reservoir engineering handbook, third edition*. Elsevier.
3. Tarek Ahmed and others. *Wellbore liquid blockage in gas-condensate reservoirs*. SPE 51050, 1998.
4. F.B. Thomas. *Towards optimizing gas condensate reservoirs*. Petroleum Society of CIM and CANMET.
5. Lan Tay - Lan Do process basis of design.
6. Rong Doi gas field development project basis of design.
7. Bien Dong 1 project process and utilities design basis.
8. Thien Ung process and utilities design basis.
9. Thien Ung PFDs.
10. NACE Standard MR0175 - 2002: *Sulfide stress cracking resistant metallic material for oilfield equipment*.

The technological principles of gas-condensate production and processing platforms

Le Huu Toan¹, Hoang Thinh Nhan²

Tran Duy Hai¹, Nguyen Minh Tam²

¹ Research & Engineering Institute, Vietsovpetro

² Petrovietnam University

Summary

Gas-condensate production and processing technologies have been studied, developed and applied in many countries since the 1990s. These, however, have not been given much attention in Vietnam due to the limited production demand. Recently, the discovery and development of a number of domestic gas and gas-condensate fields such as Lan Tay - Lan Do, Rong Doi, Rong Doi Tay, Hai Thach - Moc Tinh and Thien Ung have required considerable efforts to be made in terms of qualified manpower training and investment in technological research. The main facility system on offshore production platforms related to gas-condensate reservoirs consist of wellhead facilities, inlet manifold, 3-phase separator, gas dehydration system, condensate dehydration system, gas metering system, condensate metering system, pig launcher and water treatment system. Moreover, other auxiliary systems can be employed, for instance the contaminant processing system for H₂S, CO₂, Hg, and solids if the content of such contaminants exceed the permissible figures. Since gas processing technologies on offshore platforms heavily depend on the composition of reservoir fluids, the characteristics of the fluids obtained from gas-condensate fields will be the most crucial factor for calculating, selecting and designing suitable systems of technological facilities on these platforms.

PHƯƠNG PHÁP LỰA CHỌN CÔNG NGHỆ XỬ LÝ NƯỚC KHAI THÁC TRONG CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ

ThS. Lê Thị Phương

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TS. Nguyễn Đức Huỳnh

Hội Dầu khí Việt Nam

GS. Đào Văn Tường

Viện Kỹ thuật Hóa học - Đại học Bách khoa Hà Nội

Tóm tắt

Nước khai thác là chất thải lớn nhất được tạo ra trong khâu đầu ngành công nghiệp dầu khí, có khả năng ảnh hưởng lớn đến môi trường biển và các hệ sinh thái trên đất liền. Trên thế giới, công nghệ xử lý nước khai thác đã được cải tiến liên tục nhằm tiếp tục nâng cao hiệu quả xử lý nguồn chất thải độc hại này. Bài viết này phân tích các hệ thống xử lý nước khai thác đang được nghiên cứu, phát triển, trong đó mô tả ưu nhược điểm cũng như phạm vi, lĩnh vực áp dụng. Hiệu quả và chất lượng của các công nghệ xử lý nước khai thác khác nhau được phân tích theo phương pháp phân cấp theo 5 bậc được mô tả trong bài viết. Sơ đồ phân cấp này là sự lựa chọn cẩn thận giữa các công nghệ xử lý với việc xác định các tiêu chí xử lý cần đạt được.

1. Mở đầu

Nước khai thác được tách ra từ dầu hoặc khí trong quá trình khai thác và không phải là sản phẩm đơn chất. Các đặc trưng vật lý và hóa học của nước khai thác phụ thuộc vào vị trí địa lý của mỏ, vào sự thành tạo địa chất, nơi nước khai thác tiếp xúc nhiều năm và phụ thuộc vào dạng hydrocarbon được khai thác [1]. Các đặc trưng cũng có thể thay đổi theo thời gian khai thác mỏ, nhất là khi khai thác dầu/khí có sử dụng công nghệ bơm ép sẽ làm thay đổi đặc tính và khối lượng nước khai thác. Vì vậy, nước khai thác sẽ có sự khác biệt rất lớn về tính chất giữa các mỏ dầu/khí khác nhau mà khó tìm thấy một sự đồng nhất tuyệt đối [1].

Trong công nghiệp dầu khí, xử lý nước thải nhiễm dầu (chủ yếu là nước khai thác) là công việc rất quan trọng vì:

- Nước khai thác chiếm tỷ lệ lớn nhất trong lượng chất thải của ngành công nghiệp dầu khí. Để khai thác một thùng dầu, trung bình phải xử lý từ 3 - 7 thùng nước khai thác. Hàng năm, ngành công nghiệp dầu khí thế giới đã sản sinh ra khoảng 50 tỷ thùng nước khai thác [2] và khối lượng này sẽ ngày càng tăng theo tuổi thọ của các mỏ dầu/khí.

- Nước khai thác chứa nhiều thành phần độc hại (như dầu tự do, dầu ở dạng nhũ tương, muối, phenol, lưu huỳnh...) được sử dụng trong quá trình khai thác dầu khí cũng như trong quá trình xử lý nước khai thác ở

các mỏ dầu/khí. Nước khai thác có hàm lượng dầu cao (1.000mg/l), chất khoáng vô cơ cao (20.000 - 50.000mg/l), pH (7,5 - 8,5), nước thải nhiễm dầu có chứa vi khuẩn (vi khuẩn khử sulfate SRB510µm)... [2].

- Khối lượng nước thải lớn sẽ là nguồn chất thải độc hại tiềm tàng có khả năng gây ô nhiễm môi trường, sinh thái và sức khỏe cộng đồng với mức độ nghiêm trọng và ở diện rộng [2].

- Nếu việc xử lý nước khai thác rất tốn kém thì việc quản lý nước khai thác cũng rất phức tạp. Chi phí cho việc xử lý nước khai thác thay đổi theo từng khu vực, ví dụ ở Mỹ 0,05 - 0,3USD/thùng, Biển Bắc 0,19 - 3,4USD/thùng, thậm chí ở Ba Lan thì con số này lên đến 80USD/thùng [3].

Từ những lý do trên, việc nghiên cứu, lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác phù hợp cho hiện tại và tương lai là yêu cầu cấp thiết trong xử lý chất thải nói riêng và công tác bảo vệ môi trường nói chung của ngành công nghiệp dầu khí.

Quản lý và kiểm soát chi phí xử lý nước khai thác có thể thực hiện bằng cách lựa chọn phương thức thích hợp để thải bỏ nước khai thác hoặc tìm cách tái sử dụng nước khai thác để mang lại lợi ích cho dự án. Việc lựa chọn phương thức thải bỏ hoặc tái sử dụng phải được xử lý để đảm bảo chất lượng theo quy định trước khi xả thải ra môi trường. Mục đích của quá trình xử lý nước khai thác gồm: loại bỏ dầu/mỡ - được tồn tại dưới dạng tự

do hay phân tán dưới dạng nhũ tương trong nước khai thác; loại bỏ chất hữu cơ hòa tan; khử trùng - loại bỏ các

vi khuẩn, vi sinh vật, tảo...; loại bỏ chất rắn lơ lửng - loại bỏ các huyền phù, cát, độ đục...; loại bỏ khí hòa tan -

Bảng 1. So sánh ưu điểm, nhược điểm các phương pháp loại dầu trong nước khai thác và khả năng ứng dụng của nước khai thác sau xử lý [4]

Công nghệ xử lý	Mô tả	Ưu điểm	Nhược điểm	Đặc trưng dòng thải	Sử dụng nước khai thác
Thiết bị tách đĩa chặn lượn sóng (corrugated plate separator)	Tách dầu tự do từ nước thải bởi tác động trọng lực, được tăng cường bởi sự kết tụ trên bề mặt của các đĩa lượn sóng	Không cần năng lượng, rẻ tiền. Hiệu quả với việc thu hồi các giọt dầu lớn và chất rắn lơ lửng. Không có bộ phận chuyển động, thiết bị này rất bền và không sợ xảy ra bất kỳ sự cố nào trong vận hành	Không có hiệu quả với các hạt dầu nhỏ, đòi hỏi thời gian lưu giữ, lắng đọng lâu	Những hạt bùn lơ lửng ở dưới đáy của thiết bị tách	Dầu thu hồi từ nhũ tương hay từ nước có hàm lượng dầu cao trước khi được thải bỏ. Nước khai thác từ các vỉa (dầu/khí) thường được coi là nguyên liệu và chứa dầu/mỡ cao hơn 1.000mg/l
Ly tâm (centrifuge)	Tách dầu tự do từ nước thải do lực ly tâm được tạo ra bằng sự quay của trục xi lanh của máy ly tâm	Loại bỏ có hiệu quả các hạt dầu nhỏ và chất rắn lơ lửng, cần ít thời gian lưu giữ nước thải, công suất xử lý cao	Cần năng lượng để ly tâm, chi phí cho bảo dưỡng cao	Cần xử lý trước các hạt bùn lơ lửng trong nước thải	
Thiết bị hydroclone (hydroclone)	Dầu tự do được tách ra khỏi nước thải bởi lực ly tâm được sản sinh do sự gia tăng áp lực tiếp tuyến ở đầu vào của dòng nước thải	Module (xử lý) nhỏ gọn, có hiệu quả cao và công suất tối ưu cho các hạt dầu nhỏ	Yêu cầu năng lượng để tạo áp lực đầu vào, không tách được chất rắn, gây tắc, chi phí bảo dưỡng cao		
Tuyển nổi (gas floatation)	Các hạt dầu được dính kèm với các bọt khí cảm ứng và nổi lên bề mặt	Không có bộ phận chuyển động, hiệu quả hơn do có sự kết tụ, hoạt động dễ dàng, mạnh mẽ và bền	Cần tiêu thụ lượng lớn không khí, đòi hỏi có thời gian cho lưu giữ nước thải trước khi tách dầu, cần khoảng trống để vớt dầu	Cần khoảng không để vớt dầu	Dầu thu hồi từ nước thải có nồng độ dầu/mỡ thấp (1.000mg/l) hoặc cần thu hồi một lượng vết dầu mỡ của nước thải trước khi thực hiện việc xử lý màng. Tầng chứa dầu và tầng chứa khí sinh nhiệt thường chứa một lượng vết của chất lỏng hydrocarbon. Khí thiên nhiên nguồn gốc sinh học như khí thiên nhiên từ tầng (vía) than đá có thể không chứa chất lỏng trong tầng chứa, nhưng khi được bơm lên bề mặt, nước sẽ hấp thụ chất lỏng bởi trộn từ các máy bơm
Chiết (tách) (extraction)	Loại bỏ dầu tự do hoặc dầu hòa tan bằng cách hòa tan trong dung môi hydrocarbon nhẹ hơn	Không cần năng lượng, dễ vận hành, có thể thu hồi dầu hòa tan.	Cần bảo quản dung môi đã sử dụng để tái chế và dùng lại	Sản sinh chất thải thứ cấp từ quá trình tái chế dung môi	
Ozone/nước oxy già/oxy (ozone/hydrogen peroxide/oxygen)	Các chất oxy hóa mạnh oxy hóa chất gây ô nhiễm hòa tan và loại bỏ chúng bằng kết tủa	Dễ vận hành, có hiệu quả cho các xử lý ban đầu với các cấu tử hòa tan trong nước thải	Cần cung cấp chất oxy hóa tại chỗ, phải tách chất sa lắng, sản sinh các sản phẩm phụ như CO ₂	Chất rắn kết tủa ở dạng bùn	
Hấp phụ (adsorption)	Độ xốp của các chất sẽ hấp phụ các chất bẩn trong nước thải	Thiết bị nhỏ gọn có dạng tấm đệm, giá rẻ và dễ vận hành	Cần thời gian lưu giữ lâu, ít có hiệu quả khi chất bẩn trong nước thải có nồng độ cao	Dùng các vật liệu xốp để hấp phụ, cần tái sinh chất thải	

Bảng 2. So sánh ưu điểm, nhược điểm của các phương pháp khử trùng và khử muối nước khai thác và khả năng ứng dụng của nước khai thác sau xử lý

Công nghệ xử lý	Mô tả	Ưu điểm	Nhược điểm	Đặc trưng dòng thải	Sử dụng nước khai thác
Khử trùng (Disinfection)					
Ánh sáng tử ngoại/ozone (UV light/ozone)	Chiếu ánh sáng tử ngoại hoặc ozone qua nước thải sẽ sản sinh ion hydroxyl diệt vi sinh vật	Vận hành đơn giản và sạch sẽ, hiệu quả cao và có tác dụng tẩy trùng	Cung cấp ozone tại chỗ, các chất bẩn (tạp chất) khác sẽ làm giảm hiệu suất của phương pháp	Có một thể tích nhỏ các hạt lơ lửng tồn tại ở giai đoạn cuối của quá trình xử lý	Vi khuẩn có thể tồn tại dưới đáy bể chứa hoặc có thể được du nhập vào bất kỳ công đoạn nào trong quá trình sản xuất và xử lý. Cần khử trùng để có thể dùng nước sau xử lý vào mục đích để uống hoặc để ngăn chặn sự nhiễm bẩn bể chứa, tubulars và bề mặt thiết bị.
Khử trùng bằng clo (chlorination)	Clo phản ứng với nước để sản xuất acid hypochlorous giết chết các vi sinh vật	Phương pháp đơn giản và rẻ tiền	Không thể giết chết tất cả các chủng loại vi sinh vật		
Khử muối (Desalinization)					
Làm mềm nước thải bằng vôi tôi (lime softening)	Thêm bột vôi để thu hồi carbonate, bicarbonate và các chất làm cứng (nước thải) khác	Rẻ, dễ tiếp cận và có thể thay đổi được	Cần phải thêm hóa chất vào nước thải sau khi xử lý	Phải dùng hóa chất và phát sinh thêm cặn lắng đọng	Công nghệ này ít tiêu tốn điện và không đòi hỏi quá nhiều những xử lý ban đầu như công nghệ màng. Nước khai thác phù hợp cho công nghệ này sẽ có giá trị tổng chất rắn hòa tan (TDS) từ 10.000 - 1.000mg/l. Một số phương pháp xử lý có thể loại bỏ dầu và mỡ nhiễm bẩn, trong khi một số phương pháp xử lý khác lại yêu cầu phải loại bỏ dầu/mỡ nhiễm bẩn trước khi xử lý nước thải nhiễm dầu
Trao đổi ion (ion exchange)	Muối và khoáng chất hòa tan được ion hóa và loại bỏ bằng cách trao đổi ion với các ion trao đổi	Yêu cầu ít năng lượng, nhựa (ion) có thể được tái sinh liên tục, việc xử lý có thể thay đổi và có hiệu quả	Yêu cầu xử lý phụ cho trước và sau khi xử lý chính để cho hiệu suất xử lý cao, sản sinh dòng chảy ra đậm đặc	Cần phải tái sinh các hóa chất	
Sự thẩm tách bằng điện (electrodialysis)	Các muối ion hóa hút và tiếp cận với các điện cực tích điện trái dấu đi qua các màng trao đổi ion	Công nghệ sạch, không dùng hóa chất, hơn nữa có thể xử lý di động và giá thành xử lý rẻ	Ít hiệu quả khi dòng nước thải đậm đặc, yêu cầu phải tái sinh các màng	Yêu cầu phải tái sinh chất thải	
Điện cực khử ion (electro-deionization)	Sự thẩm tách bằng điện được tăng cường do sự hiện diện của các nhựa trao đổi ion ở giữa các màng trao đổi ion	Loại bỏ hàng tuần các dạng chất thải bị ion hóa, hiệu suất cao và có khả năng xử lý di động	Cần phải tái sinh các nhựa trao đổi ion trước và sau khi xử lý	Cần tái sinh chất thải, chất thải được lọc sau khi thực hiện xử lý	
Điện dung khử ion (capacitive deionization)	Các muối ion hóa được hấp thụ bởi điện cực tích điện dương.	Yêu cầu năng lượng thấp, công suất xử lý cao.	Điện cực khá đắt, sản sinh mùi hôi khó chịu	Cần tái sinh chất thải	
Hoạt hóa điện hóa (electrochemical activation)	Nước bị ion hóa phản ứng với ion clorua được ion hóa để sản sinh chlorite giết chết vi sinh vật	Đồng thời vừa loại bỏ muối và vi khuẩn, giảm ô nhiễm	Điện cực khá đắt	Cần tái sinh chất thải	
Hóa hơi bằng phun nhanh (rapid spray evaporation)	Bơm nước thải với tốc độ cao vào bộ hóa hơi bằng không khí đun nóng. Nước thải sẽ được cô đặc để trở thành nước đã được xử lý	Nước thải được xử lý với chất lượng cao, đạt hệ số chuyển đổi cao	Đòi hỏi nhiều năng lượng để làm nóng không khí, cần bảo quản chất rắn	Chất thải ở dạng bùn xuất hiện ở giai đoạn cuối của quá trình bay hơi, rắn	
Hóa hơi bằng làm tan băng (freeze thaw evaporation)	Sử dụng sự tuần hoàn của nhiệt độ tự nhiên làm tan chảy nước thải bị đóng băng (gồm phần nước và phần nhiễm bẩn) để tách ra phần nước sạch	Không cần năng lượng, quá trình xử lý diễn ra tự nhiên và giá thành rất thấp	Hệ số trao đổi thấp, chu kỳ vận hành kéo dài		

Bảng 3. So sánh ưu điểm, nhược điểm của các phương pháp xử lý màng nước khai thác và khả năng ứng dụng của nước khai thác sau xử lý

Công nghệ xử lý	Mô tả	Ưu điểm	Nhược điểm	Đặc trưng dòng thải	Sử dụng nước khai thác
Lọc tinh (microfiltration)	Các màng có thể thu giữ các vi hạt trong nước thải dưới tác dụng của áp suất	Thu hồi hiệu quả cao đối với nước thải có nguồn gốc nước ngọt, thiết bị nhỏ gọn	Đòi hỏi dùng nhiều năng lượng, kém hiệu quả đối với các muối hóa trị 1 và hóa trị 2, các virus...	Chất thải đậm đặc từ màng sẽ được đẩy ngược ra ngoài trong khi rửa màng, dòng thải đậm đặc được sinh ra khi thực hiện việc lọc	Có thể thu hồi dầu và mỡ ở dạng vết, các vi khuẩn, các chất hữu cơ hòa tan, các muối hóa trị 2, các acid, các chất rắn ở dạng vi lượng, tiêu chí thu giữ chất nhiễm bẩn trong nước thải có thể đạt được bằng cách lựa chọn màng lọc thích hợp
Vi lọc (ultrafiltration)	Màng sẽ loại bỏ các siêu hạt từ nước thải dưới áp lực sử dụng	Thu hồi chất bẩn có hiệu quả khi nước thải có nguồn gốc nước ngọt, module nhỏ gọn, có khả năng loại bỏ virus và các chất hữu cơ	Tiêu thụ nhiều năng lượng, màng dễ bị tắc, hiệu quả với các muối và chất hữu cơ có trọng lượng phân tử thấp		
Lọc nano (nanofiltration)	Công nghệ tách màng loại bỏ các loại chất bẩn khác nhau ở giữa siêu lọc và RO	Loại bỏ chất hữu cơ có trọng lượng phân tử thấp, loại bỏ các ion gây cứng cho nước và các muối có hóa trị 2, thiết bị nhỏ gọn	Tiêu thụ nhiều năng lượng, hiệu quả cao đối với các muối có hóa trị 1 và các chất hữu cơ có trọng lượng phân tử thấp. Màng dễ bị tắc nghẽn		
Thẩm thấu ngược (reverse osmosis (R))	Nước sạch được ép ra từ nước thải bản dưới áp lực thay đổi	Có thể thu hồi các muối có hóa trị 1 và các chất bản hòa tan... thiết bị nhỏ gọn	Yêu cầu áp lực cao, ngay cả khi tồn tại một lượng rất nhỏ dầu/mỡ trong nước thải cũng gây ra sự tắc màng (lọc)		Loại bỏ natri clorua, các muối đơn hóa trị và các chất hữu cơ khác. Một số loại chất hữu cơ cần yêu cầu tiền xử lý trước khi xử lý chính thức. Trong khi chi phí năng lượng tăng cao khi xử lý với hàm lượng cao của tổng chất rắn hòa tan (TDS) thì phương pháp thẩm thấu ngược (RO) lại có thể xử lý có hiệu quả để loại bỏ muối khi nồng độ vượt quá 10.000mg/L.

loại bỏ các loại khí hydrocarbon nhẹ, carbon dioxide (CO_2), hydrogen sulfide (H_2S); mềm hóa - loại bỏ độ cứng của nước dư thừa; điều chỉnh tỷ lệ hấp thụ natri (SAR), bổ sung các ion calci hoặc các ion magnesium vào nước khai thác để điều chỉnh mức độ nhiễm mặn trước khi dùng cho thủy lợi (chỉ áp dụng khi nước khai thác dùng cho thủy lợi); loại bỏ độ phóng xạ tự nhiên (NORM) trong các vật liệu.

2. So sánh các phương pháp xử lý nước khai thác và khả năng ứng dụng của nước khai thác sau xử lý

Về công nghệ xử lý nước khai thác (Bảng 1 - 4), tác giả đã phân tích ưu nhược điểm của từng công nghệ xử lý, so sánh thuận lợi, khó khăn, chất lượng dòng thải (sau khi xử lý) và ứng dụng của nước khai thác sau xử lý trong

công nghiệp dầu khí. Độ bền và chi phí của thiết bị phụ thuộc vào điều kiện cụ thể của môi trường nơi thiết bị xử lý được sử dụng, ý nghĩa thương mại của công nghệ xử lý sẽ được quyết định bởi người vận hành. So sánh độ bền vốn có của thiết bị có thể được thực hiện trong từng mục tiêu, nhưng ở đây chỉ mô tả khái quát. Chi phí xử lý sẽ khác nhau từ địa điểm này đến địa điểm khác và có thể còn phụ thuộc vào loại hình thương mại và sự đổi mới phương pháp...

Sản phẩm sau xử lý của nước khai thác là đặc trưng riêng cho từng công nghệ xử lý.

Nước khai thác được phép bơm thẳng xuống các vỉa địa tầng nằm sâu dưới lòng đất, giúp tiết kiệm chi phí. Ứng dụng này vừa đạt được mục tiêu xử lý nước khai thác, vừa đảm bảo lợi ích của việc tái sử dụng nước khai thác

Bảng 4. So sánh ưu điểm, nhược điểm của các phương pháp xử lý đặc biệt nước khai thác và khả năng ứng dụng của nước khai thác sau xử lý

Công nghệ xử lý	Mô tả	Ưu điểm	Nhược điểm	Đặc trưng dòng thải	Sử dụng nước khai thác
Bộ lọc nhỏ giọt (trickling filter)	Phát triển lớp mỏng vi khuẩn trên bề mặt vật liệu nạp vào để làm giảm các chất nhiễm bẩn trong nước.	Giá thành xử lý thấp, là công nghệ sạch	Cần oxy, bộ lọc có kích thước lớn	Xuất hiện bùn thải ở công đoạn cuối của quá trình xử lý	Có thể thu giữ các chất huyền phù và chất rắn ở dạng vết. Sau xử lý yêu cầu tách sinh khối, chất rắn kết tủa và khí hòa tan
Xử lý theo cách tạo vùng ngập nước (constructed wetland treatment)	Quá trình oxy hóa tự nhiên và phân hủy các chất gây ô nhiễm bởi hệ thực vật và động vật	Rẻ, loại bỏ có hiệu quả các chất gây ô nhiễm ở dạng hòa tan và huyền phù.	Cần thời gian lưu giữ, nhiệt độ và pH của nước thải bị ảnh hưởng		
Điều chỉnh tỷ lệ hấp thụ natri (SAR adjustmen)	Thêm ion calci hoặc magnesium	Giải pháp có chi phí thấp	Cần thêm hóa chất		Điều chỉnh tỷ lệ hấp thụ natri (SAR) cao và tổng hàm lượng chất rắn hòa tan (TDS) rất thấp (làm cho nồng độ muối natri cao hơn sau khi xử lý màng)
Xử lý vật liệu nhiễm xạ tự nhiên (NORM treatment)					
Xử lý các vật liệu nhiễm phóng xạ tự nhiên (NORM treatment)	Chiết các vật liệu nhiễm phóng xạ với dung môi thích hợp	Có hiệu quả để làm giảm chất thải phóng xạ có khối lượng lớn	Chiết xuất vật liệu phóng xạ cần thêm các xử lý phụ hay chôn lấp khác		Nước khai thác nhiễm phóng xạ uranium hay thorium cao, nếu không được xử lý cẩn thận thì sẽ dẫn đến nhiễm xạ cho các thiết bị trên bề mặt và đòi hỏi một sự xử lý khác bổ sung tốn kém
Loại bỏ khí thiên nhiên (Natural gas recovery)					
Tách bằng không khí (air stripping)	Tách các khí hòa tan ra khỏi nước thải	Vận hành đồng thời hay đổi lưu, giá thành thấp	Có hiệu suất thấp và cần thêm xử lý phụ sau xử lý chính		

hoặc bơm nước khai thác trở lại các vỉa địa tầng. Đây là một phần của nội dung lựa chọn lĩnh vực ứng dụng nước khai thác sau khi xử lý [4].

Sau các công nghệ loại dầu trong nước khai thác thì các công nghệ khử trùng và khử muối cho nước khai thác được so sánh và trình bày ở Bảng 2 [4].

Trong những năm gần đây, công nghệ xử lý màng được cải tiến rất nhiều về kỹ thuật để nâng cao hiệu quả xử lý nước thải nhiễm dầu nói chung và nước khai thác nói riêng. Trong Bảng 3, nhóm tác giả tập hợp và so sánh một số công nghệ xử lý màng thường được ứng dụng để xử lý nước khai thác. Điều lưu ý là nước khai thác sau khi xử lý bằng công nghệ màng có tính khả dụng cao hơn so với khi xử lý bằng các công nghệ khác [4]. Bảng 4 trình bày tóm tắt và so sánh các công nghệ đặc biệt ứng dụng xử lý nước khai thác.

3. Phân cấp và lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác [4]

Hiệu quả và chất lượng của các công nghệ xử lý nước khai thác khác nhau được phân tích theo phương pháp phân cấp theo 5 bậc được mô tả dưới đây. Bảng phân cấp là sự lựa chọn cẩn thận các công nghệ xử lý với việc xác định các tiêu chí xử lý cần đạt được, là công cụ tốt để xử lý và quản lý nước khai thác. Tuy nhiên, cần phải cập nhật các công nghệ đã thương mại hóa, sẽ đổi mới và được thiết lập để tạo ra công nghệ được cải tiến. Bảng phân cấp của mỗi bước phụ thuộc vào bảng phân cấp của các bước khác. Kinh nghiệm cùng sự điều chỉnh công nghệ hợp lý sẽ giúp sử dụng phù hợp các tiêu chí trong bảng phân cấp dưới đây. Đây là bảng phân cấp động, có thể thay đổi trong thực tế ứng dụng.

- **Bước 1: Khả năng của công nghệ để loại bỏ các chất bẩn riêng biệt**

Phương pháp đơn giản nhất để thể hiện hiệu suất của một công nghệ xử lý là tỷ lệ % chất gây ô nhiễm được loại bỏ. Bảng phân cấp có thể được mô tả trong 5 hạng mục.

Tỷ lệ chất gây ô nhiễm được loại bỏ (%)	Phân cấp
> 95	5
90 - 95	4
75 - 90	3
50 - 75	2
< 50	1

- **Bước 2: Mức tiêu thụ nguồn lực để loại bỏ các chất bẩn theo ý muốn bằng các công nghệ hiện có**

Việc tiêu thụ các nguồn lực, chẳng hạn như nguyên liệu, công sức, tiền bạc và năng lượng... phải được xem xét trong bảng phân cấp. Như đã nêu ở phần trên về sự phụ thuộc lẫn nhau của các tiêu chí phân cấp, trong trường hợp vận hành thiết bị thẩm thấu ngược (RO). Sử dụng áp lực cao xuyên ngang qua màng (năng lượng) là cần thiết để đạt được việc loại bỏ hiệu quả các muối ở chế độ thu hồi cao. Việc xếp phân cấp được mô tả ở 5 mức độ.

Mức độ tiêu thụ nguồn lực	Phân cấp
Thấp	5
Tương đối thấp	4
Trung bình	3
Cao	2
Rất cao	1

Tiếp tục thảo luận về RO, 75 - 90% (mức 3) loại bỏ các muối hòa tan đòi hỏi năng lượng vừa phải (mức 3). Đối với màng và mức độ chất nhiễm bẩn như nhau > 95% (mức 5). Việc loại bỏ chất nhiễm bẩn đòi hỏi năng lượng cao (mức 2).

- **Bước 3: Sự đòi hỏi các công nghệ xử lý phụ trước hoặc sau khi được xử lý với công nghệ có sẵn**

Hầu hết các công nghệ xử lý nước thải hiện nay thường có yêu cầu xử lý thêm trước hoặc sau khi xử lý chính để cải thiện hiệu quả và để đạt được chất lượng tối ưu cũng như để xử lý các sản phẩm phụ... Mở rộng phạm vi xử lý như vậy sẽ làm cho việc xử lý đạt hiệu quả cao hơn nhưng đồng thời cũng kéo theo việc bổ sung chi phí cho thiết bị, năng lượng... Việc phân cấp ở đây cũng được chia thành 5 bậc.

Có yêu cầu xử lý phụ trước hoặc sau khi xử lý chính	Phân cấp
<i>Cơ bản:</i> làm lạnh, làm nóng, lắng đọng, lưu giữ...	5
<i>Mức 1:</i> điều chỉnh pH, làm mềm nước, thêm hóa chất, loại bỏ chất rắn lơ lửng, loại dầu, lọc cát... (sử dụng các công nghệ mô tả ở phần trước)	4
<i>Mức 2:</i> loại bỏ các hydrocarbon hòa tan, hạt carbon hoạt tính; loại bỏ khí hòa tan, các xử lý sinh học, khử trùng... (sử dụng các công nghệ mô tả ở phần trước)	3
<i>Mức trung bình:</i> tái sinh, phòng ngừa ô nhiễm, lọc nhỏ giọt, xây dựng vùng đất ngập nước, ion hóa và loại bỏ, vi lọc, lọc nano (NF), thẩm thấu ngược ở áp suất thấp (RO)... (sử dụng các công nghệ mô tả ở phần trước)	2
<i>Mức cao:</i> lọc áp suất cao, thẩm thấu ngược áp suất cao, vật liệu nhiễm phóng xạ tự nhiên... (sử dụng các công nghệ mô tả ở phần trước)	1

- **Bước 4: Độ bền của công nghệ xử lý**

Một số công nghệ xử lý dựa vào sự kích hoạt tự động của máy bơm và van để vận chuyển chất lỏng, trong khi các công nghệ xử lý khác dựa vào tính năng trọng lực để dẫn tự nhiên dòng chảy. Đây là công nghệ đơn giản hơn, dễ vận hành với giá thành thấp. Phân tích các yếu tố này để phân chia độ bền của công nghệ xử lý:

Thông số độ bền	Phân cấp
Nước vào hệ thống được điều khiển bằng trọng lực không có bộ phận chuyển động, không bị tắc nghẽn và dễ dàng thu hồi cặn, bảo trì theo lịch hoặc theo cảnh báo tự động	4
Chu kỳ tự động đơn giản và rất ít phải điều chỉnh	3
Các chu kỳ tự động hoàn toàn, thỉnh thoảng cần phải hiệu chỉnh và sửa chữa	2
Người vận hành phải có mặt tại hiện trường trong suốt thời gian vận hành thiết bị, việc hiệu chỉnh và sửa thực hiện ngay trong khi vận hành	1

- **Bước 5: Khả năng di chuyển các công nghệ xử lý**

Tính tương thích của các công nghệ xử lý được thực hiện như là các thiết bị di động sẽ mang lại thuận lợi cho xử lý nước khai thác và tính linh hoạt của thiết bị xử lý là điều cần thiết trong hoạt động dầu khí. Nếu các thiết bị xử lý có quy trình khép kín và dễ di chuyển thì các nhà sản xuất có thể sử dụng thiết bị xử lý đó ở bất kỳ địa điểm nào đáp ứng cho quá trình khai thác dầu khí. Có rất nhiều công nghệ xử lý riêng lẻ là những thiết bị dễ dàng di chuyển. Tuy nhiên nếu các công nghệ xử lý này lại cần một quy trình xử lý phụ, khi đó việc xử lý đòi hỏi sự kết hợp các

thiết bị với nhau. Trong trường hợp này công nghệ xử lý được phân loại là có khả năng di chuyển một phần như trong bảng phân cấp sau:

Khả năng di chuyển của các công nghệ xử lý	Phân cấp
Có khả năng di chuyển hoàn toàn	2,0
Có khả năng di chuyển một phần	1,5
Hoàn toàn cố định	1,0

- *Bước 6: Mức độ nhiễm bẩn trong nước thải*

Chất lượng của nước thải cũng góp phần vào hiệu suất tổng thể của công nghệ xử lý. Điều này có thể được xếp hạng như sau:

Mức độ nhiễm bẩn của nước thải	Phân cấp
<i>Thấp:</i> chất rắn lơ lửng, dầu tự do hay phân tán có nồng độ trung bình, nước thải có độ cứng thấp, các loại khí dễ loại bỏ... Tổng chất rắn hòa tan (TDS): < 5.000ppm Tổng chất hữu cơ (TOC), tổng hydrocarbon dầu khí (TPH): < 30ppm	5
<i>Trung bình:</i> amoniac, bo, các ion cứng, BTEX, các khí hòa tan, những hạt dầu nhỏ, các ion kim loại... TDS: 5.000 - 10.000ppm TOC, TPH: > 30 - 100ppm	4
<i>Cao:</i> H ₂ S, các kim loại nặng, các ion không ổn định, vật liệu nhiễm phóng xạ tự nhiên (NORM), các muối hóa trị 1, các chất hữu cơ nồng độ thấp hòa tan. TDS > 10.000 - 35.000ppm TOC, TPH > 100ppm	3

Bước cuối cùng: Tính toán phân cấp tổng thể dựa trên các tiêu chí đã phân cấp

Công thức được mô tả sau đây dùng để tính toán phân cấp tổng thể. Thứ hạng cao nhất là 7 và thứ hạng thấp nhất là 1. Trên thang điểm 7 là các công nghệ xử lý bậc cao được khẳng định là có hiệu suất tốt, có tính kinh tế và tính linh hoạt cao. Công thức phân cấp tổng thể là:

$$\frac{[(\text{bước 1} + \text{bước 2} + \text{bước 3} + \text{bước 4} + \text{bước 5})]}{\text{bước 6}}$$

Ví dụ, để xử lý nước thải đạt chất lượng tốt (bước 6, xếp cấp 5) dùng công nghệ thẩm thấu ngược (RO) áp suất thấp (bước 2, xếp cấp 4). Việc xử lý sơ bộ lần hai (bước 3, cấp bậc 3) sẽ là đủ trong trường hợp này để đạt được việc loại bỏ > 95% (bước 1, xếp cấp 5) của các chất ô nhiễm. Phương pháp xử lý này có thể được vận hành với một thiết bị xử lý có khả năng di chuyển hoàn toàn (bước 5, cấp bậc 2). Hệ thống thẩm thấu ngược (RO) cần sự quan tâm của

người vận hành trong suốt thời gian vận hành (bước 4, xếp cấp 1). Theo công thức phân cấp tổng thể về thang điểm 10 là: $(5 + 4 + 3 + 1 + 2)/5 = 3$ (khác biệt với số 7).

Công thức này chính xác lên đến 1/10.000. Ngay cả sự khác biệt là 0,05 cũng là đáng kể. Bảng dưới đây so sánh hiệu suất của HEROTM (Hệ thống thẩm thấu ngược (RO) hiệu suất cao) và HEEDTM (Hệ thống thẩm tách bằng điện (ED) hiệu suất cao). Kết quả cho thấy, hệ thống thẩm thấu ngược hiệu suất cao (HERO) có hiệu suất thu hồi tốt hơn hệ thống thẩm tách bằng điện hiệu suất cao (HEED).

Chỉ tiêu	HERO - Hệ thống thẩm thấu ngược (RO) hiệu suất cao	HEED - Hệ thống thẩm tách bằng điện (ED) hiệu suất cao
Bước 1: Hiệu suất thu hồi (chất nhiễm bẩn)	5	4
Bước 2: Mức tiêu hao nguồn lực	3	4
Bước 3: Yêu cầu tiền xử lý	3	2
Bước 4: Độ bền của hệ thống xử lý	1	1
Bước 5: Khả năng di chuyển của thiết bị xử lý	2	2
Bước 6: Mức độ nhiễm bẩn của dòng thải	3	3
Xếp hạng tổng thể	4.667	4.333

Sơ đồ phân cấp này đã được sử dụng có hiệu quả trong việc xử lý nước khai thác ở ngành công nghiệp dầu khí của nhiều quốc gia trên thế giới. Tuy nhiên, khi sử dụng sơ đồ phân cấp này cần lưu ý rằng yếu tố quan trọng khi quyết định lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác phù hợp là phải biết yêu cầu sử dụng cuối cùng của nước khai thác sau khi được xử lý.

4. Công nghệ xử lý nước khai thác ở vịnh Mexico và Biển Bắc

Trong bài viết này, nhóm tác giả xin giới thiệu kinh nghiệm được đúc kết từ thực tiễn vận hành các thiết bị xử lý nước khai thác ở 2 khu vực đang khai thác dầu khí biển lớn nhất thế giới hiện nay là ở Biển Bắc và vịnh Mexico. Việc xử lý nước khai thác chủ yếu phải chịu thách thức từ sự dị biệt dầu và nước, sự khác biệt giữa các lớp nước khác nhau ở các vỉa dầu, sự chưa có đột phá riêng trong việc xử lý nước khai thác của công nghệ xử lý, độ muối cao và sự hạn chế không gian để bố trí thiết bị xử lý ở ngoài giàn.



Thiết bị xử lý nước khai thác được thiết kế tùy thuộc vào: khu vực địa lý (nơi sẽ sử dụng thiết bị), sự cân bằng giữa các yêu cầu khác nhau về khả năng ứng dụng hiệu quả thiết bị xử lý, giá thành, mức độ nhỏ gọn và đáp ứng được yêu cầu tiến độ làm việc... Từ thực tế vận hành các thiết bị xử lý nước khai thác khác nhau, John Walsh - Công ty Thăm dò và Khai thác của Shell đã chỉ ra điểm khác biệt của các thiết bị xử lý nước khai thác ở vịnh Mexico và ở Biển Bắc [5].

Thông thường hệ thống xử lý nước khai thác được sử dụng ở Biển Bắc bao gồm hydrocyclone và cấu trúc nổi thẳng đứng, trong khi đó ở vịnh Mexico thường sử dụng hệ thống xử lý nước khai thác gồm hydrocyclone với cấu trúc nổi nhiều nấc nằm ngang. Các hệ thống xử lý nước khai thác ở Biển Bắc đã được phát triển vào giữa những năm 80 của thế kỷ XX. Các nhà khai thác dầu khí đã xác định một hình khối tối ưu của thiết bị xử lý nước khai thác cho phép các hydrocyclone có thể tách dầu/nước mà không phải phá vỡ các giọt dầu. Các hệ thống này được thiết kế có thể cắt giảm tới 70% lượng nước với khả năng xử lý nước khai thác nhanh và có thể hồi lưu.

- Công nghệ xử lý nước khai thác ở Biển Bắc có đặc điểm sau:

- + Thiết bị xử lý nước khai thác được thiết kế với khối lượng nặng hơn, to hơn vì được lắp đặt ở vùng nước nông hơn và sử dụng chủ yếu ở các giàn khai thác nổi, kho chứa nổi;

- + Có 3 giai đoạn tách chính;
- + Các hydrocyclone được dùng ở tất cả các bộ tách đầu tiên;
- + Quy trình gia nhiệt được thêm ở giai đoạn đầu của quy trình xử lý nước khai thác;
- + Sử dụng 2 nấc (bước) cấu trúc nổi thẳng đứng;
- + Sử dụng nhiều chất ức chế ăn mòn và sử dụng ít chất lỏng có độ ăn mòn cao;
- + Đa số các thiết bị xử lý nước khai thác ở Biển Bắc khá cũ kỹ.
- Các thiết bị xử lý nước khai thác ở vịnh Mexico có đặc trưng sau:
 - + Có tính khả dụng cao do thiết bị xử lý nước khai thác được thiết kế nhỏ, gọn nhẹ, chiếm ít diện tích và không gian khi lắp đặt thiết bị;
 - + Tách 2 pha;
 - + Các hydrocyclones lắp ở đoạn cuối của quy trình xử lý (áp suất thấp) và chúng không xử lý toàn bộ dòng thải;
 - + Bổ sung quá trình gia nhiệt ở giai đoạn cuối của quy trình xử lý;
 - + Sử dụng 4 giai đoạn (nấc) nổi nằm ngang.

5. Kết luận

Việc lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác phụ thuộc rất nhiều yếu tố: các đặc tính, chất lượng và nguồn gốc của nước khai thác và mục đích sử dụng nước khai thác sau khi được xử lý. Việc lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác còn phụ thuộc vào các quy định về tiêu chuẩn môi trường của nước sở tại. Trên thị trường hiện có nhiều công nghệ xử lý nước khai thác khác nhau về tính năng, hiệu suất và mức độ tiện dụng... Bài viết này tóm tắt các tính năng chủ yếu, thuận lợi và khó khăn của các công nghệ xử lý nước khai thác hiện có, cũng như khả năng, lĩnh vực áp dụng của nước khai thác sau khi được xử lý... Từ đó, nhóm tác giả giới thiệu quy trình phân cấp mức độ ưu tiên trong việc lựa chọn công nghệ xử lý nước khai thác phù hợp cho từng loại nước khai thác.

Với phương pháp phân cấp công nghệ xử lý nước khai thác, với sự khác biệt về công nghệ xử lý nước khai thác ở Biển Bắc và vịnh Mexico... sẽ là những kinh nghiệm thực tế giúp lựa chọn, áp dụng công nghệ xử lý nước khai thác phù hợp cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam hiện nay.

Tài liệu tham khảo

1. ThS. Lê Thị Phương và các cộng sự. *Xử lý nước thải bằng phương pháp vi sóng điện từ để thu hồi dầu ở thể nhũ tương trong nước thải nhiễm dầu*. 2010.
2. *An integrated framework for treatment and management of produced water*. Technical assessment of produced water treatment technologies 1st Edition - RPSEA Project 07122 - 12. 11/2009.
3. *A time to review the produced water treatment technologies - A time to look forward for new management* - Reza Mastouri* Islamic Azad University, Arak Branch Civil Engineering Faculty, Daneshgah Street Arak, Iran. 2010.
4. *Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies*. J. Daniel Arthur, P.E.; Bruce G. Langhus, Ph.D., C.P.G.; Chirag Patel - All consulting, LLC, 1718 South Cheyenne Ave., Tulsa, OK 74119 - March 2005.
5. PFC ROUNDUP. *Produced water treatment: Yesterday, today and tomorrow*. Oil and Gas Facilities. 2/2012.

Methods to select produced water treatment technologies in oil and gas industry

Le Thi Phuong

Vietnam Oil and Gas Group

Nguyen Duc Huynh

Vietnam Petroleum Association

Dao Van Tuong

School of Chemical Engineering- Hanoi University of Science and Technology

Summary

Associated produced water is the largest volume waste generated in the upstream oil and gas industry, and may greatly affect the marine environment and ecosystems on land. Produced water treatment technologies worldwide have continually been improved to further enhance the efficiency of this toxic waste treatment. This article analyses the different produced water treatment systems currently being studied and developed, through description of their advantages and disadvantages as well as the scope and field of their application. The efficiency and quality of water treatment technologies are examined using a five-level hierarchical analysis method. This hierarchical scheme is the careful selection of treatment technologies and the determination of treatment criteria to be achieved.

Những công nghệ năng lượng mới TRONG TƯƠNG LAI

Theo trang tin "Oil price", với mục tiêu giảm khí thải gây hiệu ứng nhà kính, thế giới đang nghiên cứu tìm những giải pháp năng lượng mới có tính khả thi và bền vững. Tám công nghệ năng lượng được xem là những "ứng viên" xuất sắc cho mục tiêu nói trên có thể trở thành hiện thực và mang tính "đại trà" vào năm 2050.



1. Công nghệ nhiệt mặt trời tập trung: Hiện nay, sản lượng điện mặt trời chỉ đạt 12,4GW, đến năm 2050 có thể đạt tới 2.000GW. Công nghệ nhiệt mặt trời tập trung sử dụng hàng loạt gương khổng lồ để tạo ra nhiệt và điện năng. Tại vùng Đông Bắc Los Angeles (Mỹ), Nhà máy Sierra đã áp dụng công nghệ này và sử dụng 24.000 chiếc gương sản xuất được 6.400MW. Trong tương lai, sẽ có ít nhất 5 nhà máy kiểu này được xây dựng tại Mỹ.

2. Công nghệ sản xuất điện bằng động năng của nước: Thủy điện được xem là nguồn năng lượng sạch nhưng việc khai thác còn tương đối hạn chế. Ví dụ, tại Mỹ thủy điện mới chỉ cung cấp khoảng 7% nhu cầu điện. Hiện con người mới sản xuất được 31GW và đến năm 2050 có thể tăng lên 67GW. Công nghệ được xem là mang tính khả thi nhất là công nghệ thủy động lực, sản xuất điện năng từ động lực của nguồn nước chảy tự do. Dự án đầu tiên sử dụng công nghệ này đang được xây dựng thử nghiệm tại

Houston (Mỹ) có tên là Hydro Green Energy (HGE). Giống như một turbine gió, nhà máy này sản xuất ra điện bằng cách sử dụng dòng nước tốc độ cao làm quay 3 cánh quạt dài gần 4m, giống như nhà máy điện dùng sóng biển ở châu Âu, nhưng khác ở chỗ sử dụng dòng nước một chiều. Chi phí sản xuất điện sử dụng công nghệ này rẻ hơn so với chi phí sản xuất điện từ gió, khoảng 4 - 7cent/kwh so với 10cent/kwh.

3. Công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học từ tảo: Hiện nay ethanol khá phổ biến nhưng trong tương lai người ta sẽ sử dụng các loại vật liệu hữu cơ có tiềm năng năng lượng lớn hơn như: mía, tảo, nước thải để sản xuất các loại nhiên liệu dùng cả cho giao thông lẫn ngành điện. Hiện thế giới mới sản xuất 643.000 thùng nhiên liệu sinh học/ngày và đến năm 2050 có thể lên 3,4 triệu thùng/ngày.

4. Công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học hoàn hảo: Một nhóm các nhà khoa học ở Đại học Pennsylvania (Mỹ) đang nghiên cứu sản xuất một loại nhiên liệu sinh học hoàn hảo, không gây ô nhiễm môi trường. Để cho ra đời loại nhiên liệu này, họ đã tiến hành nghiên cứu quá trình tạo methane, hợp chất chính có trong khí thiên nhiên. Qua nghiên cứu, các nhà khoa học phát hiện thấy cơ chế sản xuất ra methane rất đơn giản, gồm nước và dioxide carbon (CO_2) được giam trong dòng điện. Dựa vào nguyên lý này người ta chế tạo một loại pin nhiên liệu chứa vi khuẩn methanogens và khi có dòng điện nạp vào, sẽ tạo ra một loại nhiên liệu đốt cháy, có khả năng trung hòa carbon nên không phát tán khí thải ra môi trường.

5. Sản xuất điện từ turbine gió lắp đặt trên biển: Điện gió đã được con người khai thác từ lâu và thông thường các trang trại điện gió được xây dựng trên đất liền gần bờ biển. Theo tính toán của các nhà khoa học, các trang trại điện gió lắp đặt ở các vùng biển của Thái Bình Dương

rất có tiềm năng, mỗi năm có thể sản xuất trên 900GW và hiện tại ở Na Uy, người ta đang xây dựng một dự án thử nghiệm có tên là Hywind, sử dụng một turbine 2,3MW, nặng 152 tấn, lắp đặt trên một sàn cố định sâu 65m dưới mặt biển.

6. Năng lượng nguyên tử an toàn: Năng lượng nguyên tử an toàn được coi là một trong những nguồn nguyên liệu sạch cho tương lai vì hoàn toàn không chứa carbon. Hiện nay, con người mới sản xuất được 372GW từ nguồn nguyên liệu này, đến giữa thế kỷ 21 có thể tăng lên 700GW nhờ các công nghệ nguyên tử thế hệ mới, đó là công nghệ thế hệ III: dùng thiết kế nước tăng áp; thế hệ IV: sử dụng công nghệ tăng sôi (trong công nghệ này người ta sẽ sử dụng những quả cầu graphite kích thước như những viên sỏi) và thế hệ V: dùng lò phản ứng sóng di động.

7. Công nghệ năng lượng địa nhiệt: Một trong số những quốc gia có nguồn năng lượng địa nhiệt dồi dào nhất thế giới hiện nay là Ireland. Hiện tại, con người mới sản xuất được 10GW điện địa nhiệt, dự kiến đến năm 2050 có thể tăng lên 700GW.

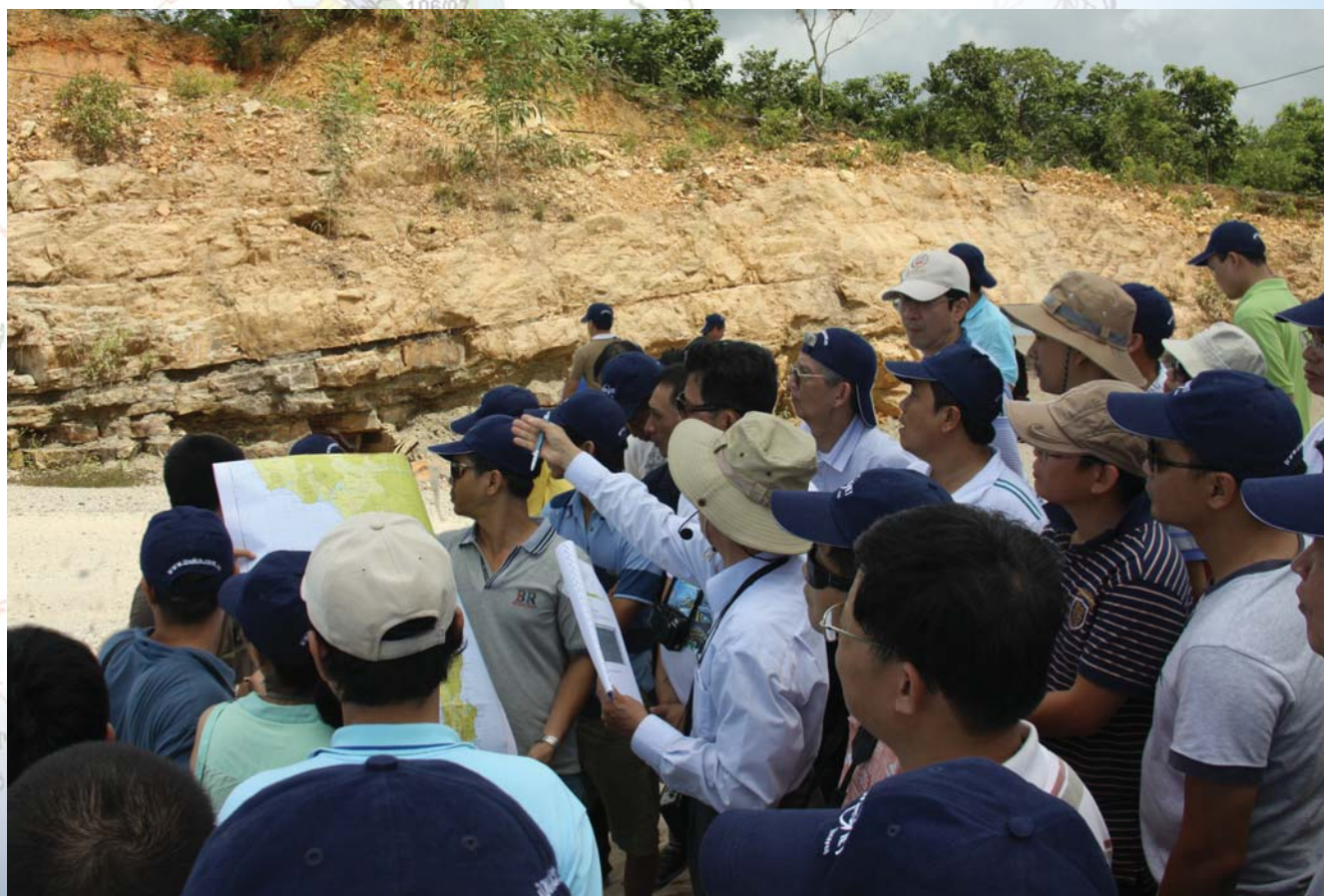
8. Công nghệ nhiên liệu hóa thạch sạch: Thế giới hiện sản xuất được 1.460GW điện từ các loại nhiên liệu hóa thạch như dầu mỏ, khí đốt hay than đá, đến năm 2050 có thể tăng lên 3.830GW nhờ sử dụng công nghệ mới biến carbon thành xi măng. Nguyên lý hoạt động của công nghệ này rất đơn giản, người ta sẽ đưa khí thải từ các nhà máy nhiệt điện sử dụng khí đốt hoặc than đi qua lớp nước biển. CO_2 và các chất ô nhiễm trong khí thải sẽ kết hợp với magnesium và calci trong nước biển để tạo ra một loại vật liệu mới giống như đá vôi, rất thích hợp cho ngành công nghiệp sản xuất xi măng, làm bê tông hoặc nhựa đường.

Thanh Hoa (theo TTXVN)





HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM



Nghiên cứu, khảo sát thực địa, đánh giá địa chất tại đảo Phú Quốc, vùng biển Tây Nam Việt Nam

Nhiệm vụ của Hội

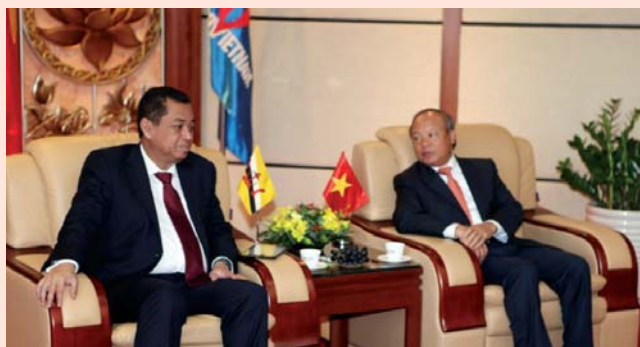
- Tập hợp, động viên, phát huy sáng tạo của hội viên trong các lĩnh vực nghiên cứu, thăm dò, khoan, khai thác, vận chuyển.
- Khuyến khích và giúp đỡ hội viên nâng cao trình độ khoa học kỹ thuật.
- Thông tin, phổ biến kiến thức khoa học và đào tạo.
- Tư vấn và phản biện về chiến lược phát triển Ngành Dầu khí.
- Đại diện bảo vệ quyền lợi hợp pháp của hội viên theo Điều lệ của Hội.

Quyền hạn của Hội

- Tổ chức hội nghị, hội thảo, trao đổi thông tin có liên quan đến Ngành Dầu khí trong phạm vi toàn quốc, khu vực và quốc tế theo quy định của pháp luật.
- Hỗ trợ các hoạt động nghiên cứu sản xuất dầu khí.
- Xây dựng và mở rộng quan hệ hợp tác với các hội ở trong và ngoài nước.
- Được gây quỹ của Hội trên cơ sở hội phí của các hội viên và các nguồn thu từ hoạt động nghiên cứu khoa học, dịch vụ, chuyển giao công nghệ kết quả nghiên cứu theo quy định của pháp luật để tự trang trải về kinh phí hoạt động.
- Được nhận các nguồn tài trợ theo quy định của pháp luật.

TIN TRONG NGÀNH

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng giữa Brunei - Việt Nam



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu tiếp ông Pehin Yasmin - Bộ trưởng Năng lượng Brunei. Ảnh: PVN

Nhận lời mời của Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Thiện Nhân và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, trong các ngày 25 - 28/2/2013, ông Pehin Yasmin - Bộ trưởng Bộ Năng lượng Brunei và ông Dato Paduka Matsatejo bin Sokiaw - Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei Darussalam (PetroleumBRUNEI) đã có chuyến thăm và làm việc tại Việt Nam để thúc đẩy quan hệ hợp tác giữa hai nước nói chung và giữa Petrovietnam - PetroleumBRUNEI nói riêng trong lĩnh vực dầu khí.

Đoàn công tác của Brunei đã yết kiến Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải và

có buổi làm việc với Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng. Trong buổi làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, lãnh đạo hai bên bày tỏ mong muốn và khẳng định, với tư cách là các công ty dầu khí quốc gia, Petrovietnam và PetroleumBRUNEI có nhiều điểm có thể hỗ trợ cho nhau thông qua việc thúc đẩy hợp tác trong các dự án tại Việt Nam, Brunei cũng như tại các nước thứ ba.

Bộ trưởng Năng lượng Brunei và Lãnh đạo PetroleumBRUNEI khẳng định mong muốn thúc đẩy hợp tác với Petrovietnam, bày tỏ quan tâm được xem xét, đánh giá khả năng tham gia vào một số dự án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, các dự án lọc hóa dầu cũng như các dự án về nhập khẩu khí LNG, đồng thời đề nghị Petrovietnam xem xét tham gia các dự án hợp tác đầu tư tại Brunei, đặc biệt trong lĩnh vực cung cấp các loại hình dịch vụ dầu khí. Bộ trưởng Năng lượng Brunei và Lãnh đạo PetroleumBRUNEI khẳng định cam kết sẽ tiếp tục và tăng khối lượng dầu thô bán cho Petrovietnam như thỏa thuận đã đạt được trước đây, cũng như xem xét mở lại kênh đào tạo các chuyên gia kỹ thuật dầu khí cho Petrovietnam.

Trong chương trình, đoàn công tác của Brunei đi thăm các công trình trọng điểm của Tập đoàn như: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Cảng dịch vụ PTSC, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố...

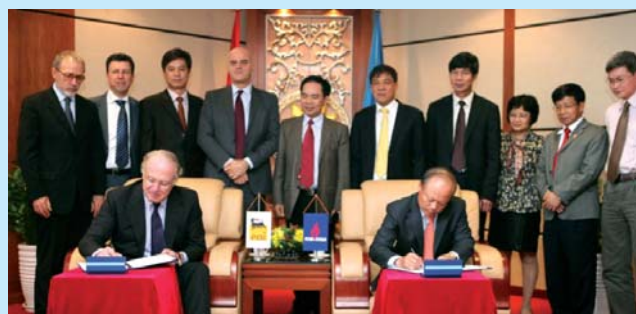
Xuân Sơn

Ký thỏa thuận nghiên cứu chung để đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống

Ngày 28/2/2013, ông Paolo Scaroni - Tổng giám đốc Tập đoàn Năng lượng Dầu khí ENI (Italia) và đoàn công tác đã có buổi làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và tham gia Lễ ký thỏa thuận nghiên cứu chung để đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống trên lãnh thổ Việt Nam.

Tại buổi tiếp, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chào mừng đoàn đến thăm và làm việc tại Tập đoàn, chúc mừng ENI đã tham gia và là người điều hành trong ba dự án Hợp đồng dầu khí tại các Lô ngoài khơi Việt Nam và đang tiếp tục tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới tại Việt Nam cũng như tại các nước thứ ba, kể cả việc tìm kiếm các cơ hội tham gia các dự án đang trong giai đoạn phát triển hay cho sản lượng khai thác.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Năng lượng Dầu khí ENI khẳng định tầm quan trọng của việc thúc đẩy quan hệ đối tác, thực hiện Biên bản ghi nhớ



Lễ ký thỏa thuận nghiên cứu chung giữa Petrovietnam và ENI. Ảnh: PVN

về hợp tác đã được ký kết ngày 21/1/2013 tại Italia với sự chứng kiến của Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Italia. Việc hai bên ký kết thỏa thuận nghiên cứu chung sẽ mở ra một hướng mới trong nỗ lực tìm kiếm các nguồn năng lượng dầu khí mới, phi truyền thống (như khí than, khí đá phiến...) tại Việt Nam.

Xuân Huy

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải làm việc tại Nhà máy Đạm Cà Mau



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã đi thăm và làm việc tại Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Thái Sơn

Ngày 26/2/2013, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã đi thăm và làm việc tại Nhà máy Đạm Cà Mau thuộc Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC). Cùng đi với đoàn công tác của Chính phủ có đại diện các Bộ, Ngành Trung ương, Bí thư Tỉnh ủy Cà Mau Dương Thanh Bình, Chủ tịch UBND tỉnh Cà Mau Phạm Thành Tươi...

Báo cáo với Phó Thủ tướng, ông Lê Mạnh Hùng - Trưởng Ban QLDA Khí Điện Đạm Cà Mau, Tổng giám đốc PVCFC cho biết: Từ khi đi vào hoạt động đến nay, Nhà máy Đạm Cà Mau đã sản xuất trên 695.000 tấn sản phẩm urea chất lượng cao. Việc Nhà máy đi vào hoạt động đúng tiến độ, cung ứng kịp thời sản phẩm ra thị trường đã góp phần

bảo đảm sự ổn định và chủ động về phân bón cho nông nghiệp vùng Đồng bằng sông Cửu Long nói riêng, cả nước nói chung. Bên cạnh đó, giá trị quyết toán cuối cùng của dự án chỉ hơn 700 triệu USD, tiết kiệm gần 200 triệu USD so với tổng mức đầu tư.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải biểu dương, đánh giá cao Ban QLDA đã nỗ lực, quyết tâm thực hiện dự án trọng điểm đảm bảo tiến độ, chất lượng cao nhất; tiếp nhận và vận hành Nhà máy an toàn, đáp ứng yêu cầu kỹ thuật công nghệ phức tạp. Để cập việc sản xuất kinh doanh của PVCFC có hiệu quả ngay trong năm đầu tiên, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cho rằng, Công ty đã đi đúng lộ trình, bài bản trong quản trị, cung cấp sản phẩm chất lượng cao cho thị trường vào thời điểm đang cần, dự án phát huy hiệu quả khẳng định việc đầu tư công trình này là đúng hướng.

Phó Thủ tướng yêu cầu PVCFC phải coi trọng và kiểm soát công tác an toàn cho sản xuất trên cơ sở phân tích rủi ro chi tiết, phối hợp với tỉnh Cà Mau thường xuyên tổ chức diễn tập ứng phó sự cố, bảo đảm duy trì vận hành ổn định, xây dựng đội ngũ vận hành trình độ cao và có kỷ cương, tiết kiệm chi phí giá thành sản xuất kinh doanh, tổ chức phân phối có hiệu quả...

Lan Anh

Petrovietnam ký thỏa thuận hợp tác chiến lược với EVN, TKV



Tổng giám đốc Petrovietnam - EVN - TKV ký Thỏa thuận hợp tác chiến lược. Ảnh: Ngọc Linh

Ngày 26/2, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) đã đánh giá kết quả thực hiện hợp tác trong những năm qua, đề ra phương hướng hợp tác trong những năm tiếp theo và cùng nhau ký thỏa thuận hợp tác chiến lược.

Theo thỏa thuận được ký kết, 3 Tập đoàn sẽ đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực: quy hoạch phát triển ngành;

thực hiện các dự án đầu tư xây dựng các dự án nguồn điện; cung cấp và vận chuyển than trong nước và ở nước ngoài; vận hành các nhà máy điện; sử dụng các dịch vụ... 3 Tập đoàn xác định việc hợp tác đầu tư vào các lĩnh vực mà các bên cùng quan tâm là nhiệm vụ chiến lược nhằm mục tiêu đáp ứng nhu cầu, xu thế phát triển và hội nhập kinh tế quốc tế. Hợp tác trên nguyên tắc tự nguyện, bình đẳng, các bên cùng có lợi, phù hợp với quy định của pháp luật. Nội dung hợp tác phải phù hợp với mục tiêu, chức năng, nhiệm vụ, định hướng phát triển, khả năng của mỗi bên, trên cơ sở các chương trình, kế hoạch, dự án và có bước phát triển thích hợp theo từng giai đoạn cụ thể, bảo đảm hiệu quả kinh tế - xã hội và phát triển bền vững.

Thỏa thuận hợp tác chiến lược giữa Petrovietnam - EVN - TKV là cơ sở để 3 Tập đoàn phát huy thế mạnh, tiềm năng vì sự phát triển bền vững vì mục tiêu chung phát triển hệ thống năng lượng: điện, than, dầu khí một cách hiệu quả để đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia phục vụ sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của đất nước trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Việt Hà

Ký nghiệm thu Hợp đồng EPC dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: Đức Chính

Chiều 28/2/2013 tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và tổ hợp nhà thầu đã ký nghiệm thu cuối cùng Hợp đồng EPC 1+4 và 2+3 dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ngày 17/5/2005, Hợp đồng EPC 1+4 đã được ký kết giữa Petrovietnam và Tổ hợp nhà thầu Technip gồm Công

ty Technip (Pháp), Technip Geoproduction (Malaysia), JGC (Nhật Bản) và Tecnicas Reunidas (Tây Ban Nha). Phạm vi khối lượng công việc của Hợp đồng EPC 1+4 gồm thiết kế chi tiết, mua sắm vật tư thiết bị; xây dựng, lắp đặt; chạy thử, nghiệm thu và chuyển giao. Ngày 24/8/2005, Petrovietnam và Tổ hợp nhà thầu Technip ký Hợp đồng EPC 2+3 với phạm vi công việc bao gồm khu bể chứa dầu thô, khu bể chứa sản phẩm, đường ống dẫn và cảng xuất sản phẩm.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn cảm ơn các nhà thầu đã chung sức, chung lòng, cung cấp máy móc, thiết bị, cử chuyên gia sang để xây dựng nhà máy đầu tiên của lĩnh vực lọc hóa dầu Việt Nam. Thành công của dự án sẽ là tiền đề để những nhà thầu quốc tế tiếp tục hợp tác với Petrovietnam trong việc thực hiện dự án mở rộng, nâng công suất Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đặc biệt không chỉ dừng lại ở hợp tác trong lĩnh vực chế biến dầu khí mà còn mở rộng ra các lĩnh vực khác như chế biến khí, công nghiệp điện.

Trần Minh

PV Drilling hợp tác với FEG đầu tư giàn khoan tự nâng thế hệ mới



Lễ ký Hợp đồng liên doanh giữa PV Drilling và FEG. Ảnh: PVD

Ngày 6/2/2013, tại Singapore, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký Hợp đồng liên doanh với FEG (Falcon Energy Group Limited) thành lập Công ty Liên doanh PV Drilling Overseas để cùng đầu tư một giàn khoan tự nâng thế hệ mới. Hiện giàn khoan đang được đóng mới và dự kiến sẽ được đưa vào vận hành trong những tháng cuối năm 2013.

FEG là một công ty Singapore hoạt động trong lĩnh vực hàng hải, chuyên cung cấp dịch vụ vận chuyển trong ngành dầu khí. Liên doanh mới PV Drilling Overseas là bước khởi đầu trong chiến lược vươn ra thị trường nước ngoài của PV Drilling trong năm 2013 và hứa hẹn sẽ mang lại tăng trưởng cho PV Drilling trong năm 2014.

Kiểu Trang

PVFCCo đã cung ứng ra thị trường khoảng 60.000 tấn Đạm Phú Mỹ

Trong tháng 2/2013, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã cung ứng ra thị trường khoảng 60.000 tấn Đạm Phú Mỹ, trong đó, ưu tiên phục vụ thị trường miền Bắc và miền Trung theo nhu cầu mùa vụ. Tổng công ty đặt mục tiêu hàng đầu là vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ ổn định, an toàn, công suất cao và sản phẩm đạt chất lượng. Đồng thời, PVFCCo chủ động xây dựng, triển khai kế hoạch vận chuyển và lưu kho hợp lý, đảm bảo hoạt động sản xuất và tăng cường điều chuyển hàng đến các khu vực thị trường nhằm kịp thời đáp ứng nhu cầu của thị trường tiêu thụ.

Ngoài lượng Đạm Phú Mỹ do Nhà máy sản xuất, PVFCCo cũng triển khai nhập khẩu khoảng 25.000 tấn phân bón khác (như SA, NPK) trong Quý I/2013 để bổ sung và đa dạng hóa nguồn cung phân bón cho thị trường trong nước.

Thùy Nguyên

Khai trương Trung tâm đào tạo Tự động hóa và Điều khiển quá trình PVU - Honeywell



Lễ cắt băng khánh thành Trung tâm đào tạo Tự động hóa và Điều khiển quá trình PVU - Honeywell. Ảnh: Ngọc Linh

Ngày 22/2/2013, tại Hà Nội, Đại học Dầu khí Việt Nam và Công ty Honeywell đã khai trương Trung tâm đào tạo Tự động hóa và Điều khiển quá trình PVU - Honeywell. Trong quá trình học tập, học viên sẽ được tiếp nhận những kiến thức cập nhật nhất về các giải pháp tự động hóa quá trình của Honeywell.

PGS.TS. Lê Phước Hảo - Hiệu trưởng Đại học Dầu khí Việt Nam cho biết, Trung tâm sẽ thúc đẩy các kỹ năng chuyên ngành cho các kỹ sư trong nước thông qua những sáng kiến đào tạo đa dạng cũng như xây dựng một đội

ngũ nhân lực chất lượng cao cho ngành công nghiệp tự động hóa quá trình tại Việt Nam. "Với đội ngũ giảng viên giàu kinh nghiệm của Honeywell, PVU, chương trình đào tạo được thiết kế chuẩn, có đủ tài liệu cho hơn 10 khóa học có nội dung khác nhau; đảm bảo cho các kỹ sư không những có đủ các kiến thức để vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị trong hệ thống mà còn tư vấn các giải pháp trong việc mua sắm, lắp đặt thiết bị cho các dây chuyền sản xuất hiện đại của ngành Dầu khí. Trung tâm sẽ là một địa chỉ tin cậy đào tạo các khóa học ngắn hạn, nâng cao kiến thức, kỹ năng, nghiệp vụ cho các kỹ sư đang làm việc trong ngành Dầu khí cũng như các đơn vị bên ngoài" - PGS.TS. Lê Phước Hảo nhấn mạnh.

Theo ông Simon Jose - Giám đốc phụ trách dịch vụ vận hành trên toàn cầu của Nhóm giải pháp tự động hóa quá trình tại Honeywell: "Chúng tôi đã và đang cộng tác chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để cung cấp tư liệu nguồn cho chương trình giảng dạy, nhờ đó các học viên của Trung tâm sẽ được trang bị những kỹ năng cần thiết đáp ứng mọi yêu cầu trong việc xây dựng và duy trì một nhà máy an toàn, tin cậy và hiệu quả".

Việt Hà

PTSC Thanh Hóa đón tàu có trọng tải trên 47.000 tấn

Sáng ngày 21/2, tại Cảng Nghi Sơn, huyện Tĩnh Gia (Thanh Hóa), Công ty CP Cảng dịch vụ Dầu khí tổng hợp PTSC Thanh Hóa đã tổ chức lễ đón tàu Mega Grace (Quốc tịch Hàn Quốc) có chiều cao 26,5m; dài 199m; trọng tải 47.046 tấn cập Cảng Nghi Sơn an toàn. Cảng nước sâu Nghi Sơn (do PTSC Thanh Hóa trực tiếp khai thác và quản lý) là cảng tổng hợp quốc gia, có khả năng tiếp nhận tàu có trọng tải 30.000 - 50.000 tấn.

Ông Nguyễn Hùng Dũng - Tổng giám đốc Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) cho biết, PTSC sẽ tiếp tục đầu tư phát triển dịch vụ căn cứ cảng và coi đây là một trong những dịch vụ cốt lõi của PTSC. Trong thời gian tới, PTSC sẽ đồng hành với sự phát triển kinh tế của tỉnh Thanh Hóa, trước mắt là những cơ hội được mở ra từ việc triển khai dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Theo ông Lê Văn Ngà - Giám đốc PTSC Thanh Hóa (đơn vị trực tiếp khai thác và quản lý cảng nước sâu Nghi Sơn): Công ty đã đẩy mạnh công tác đào tạo và phát triển nguồn nhân lực, đầu tư, nâng cấp cơ sở hạ tầng,



Tàu MEGA GRACE đang được lai dắt vào cầu cảng PTSC Thanh Hóa. Ảnh: PTSC

phương tiện khai thác cảng, xây dựng hệ thống quản lý theo tiêu chuẩn quốc tế ISO và OHSAS. Sự kiện này sẽ là động lực để đơn vị tiếp tục nỗ lực và không ngừng nâng cao năng lực cung cấp dịch vụ của mình, đáp ứng yêu cầu của khách hàng, quyết tâm thực hiện thành công chiến lược mở rộng dịch vụ hậu cần căn cứ cảng tại khu vực Bắc miền Trung.

Khánh Linh

Thử áp thành công Lò hơi số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1

Ngày 20/2/2013, Lò hơi số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã tiến hành thử áp thành công, đảm bảo các thông số kỹ thuật đề ra. Đây là cột mốc quan trọng để chuẩn bị đốt lò lần đầu bằng nhiên liệu dầu theo kế hoạch vào cuối Quý III/2013. Tham gia thử áp có lãnh đạo Trung tâm kiểm định an toàn Khu vực 1 (đơn vị cấp giấy kiểm định), Tổng thầu EPC của dự án là Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama), Ban QLDA Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch.

Năm 2013, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đảm bảo an toàn các nhà máy điện, phấn đấu hoàn thành kế hoạch tổng sản lượng điện thương mại đạt

14,104 tỷ kWh. Trong đó, Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 đạt 7,018 tỷ kWh, Nhơn Trạch 1 đạt 2,541 tỷ kWh, Nhơn Trạch 2 đạt 4 tỷ kWh, Phong điện Phú Quý đạt 2 triệu kWh, Nậm Cắt đạt 9 triệu kWh, Hủa Na đạt 504 triệu kWh. Theo kế hoạch, PV Power sẽ phát điện thương mại và hoàn thành công tác xây dựng Nhà máy Thủy điện Hủa Na vào Quý I/2013; phát điện tổ máy số 1 Nhà máy Thủy điện Đăkđrinh vào Quý IV/2013; tiếp quản và vận hành thử nghiệm, thương mại Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1... Doanh thu toàn Tổng công ty đạt 20,836 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 887 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 43 tỷ đồng.

Phương Ngân

PVEP ký hợp đồng tín dụng khoản vay hợp vốn nước ngoài trị giá 300 triệu USD



Lễ ký Hợp đồng tín dụng khoản vay hợp vốn nước ngoài giữa PVEP và 7 ngân hàng đầu mối thu xếp vốn chính. Ảnh: PVEP

Vừa qua, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Hợp đồng tín dụng khoản vay hợp vốn nước ngoài trị giá 300 triệu USD với nhóm 17 ngân hàng, trong đó tổ hợp 7 ngân hàng đầu mối thu xếp vốn chính gồm: ANZ Bank, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, BNP Paribas, Mizuho Corporate Bank, OCBC Bank, Standard Chartered Bank và United Overseas Bank. Khoản tín dụng với thời hạn 5 năm sẽ góp phần quan trọng giúp PVEP triển khai các hoạt động đầu tư, mở rộng tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước.

Là đơn vị chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, PVEP đang

triển khai 65 dự án thăm dò, khai thác dầu khí trong đó có 46 dự án ở trong nước và 19 dự án ở nước ngoài, trải rộng ở các khu vực có tiềm năng dầu khí như Trung Đông, châu Phi, Mỹ La tinh, Đông Nam Á và Trung Á. Thực hiện chiến lược phát triển tới năm 2015, định hướng đến 2025, PVEP đã và đang tập trung đẩy mạnh việc tìm kiếm và tham gia các cơ hội đầu tư ở trong và ngoài nước nhằm không ngừng gia tăng trữ lượng, đảm bảo duy trì và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí.

Năm 2013, PVEP sẽ tập trung đẩy mạnh các hoạt động trong cả khâu tìm kiếm thăm dò và phát triển khai thác với một số nhiệm vụ quan trọng như: phấn đấu gia tăng trữ lượng 12,5 triệu tấn quy dầu; đưa 7 mỏ mới vào khai thác; tập trung nguồn lực cho phát triển mỏ Junin-2 tại Venezuela; đảm bảo sản lượng khai thác với 3,53 triệu tấn dầu và 1,197 tỷ m³ khí. Tổng kinh phí đầu tư cho các chương trình, dự án của PVEP trong năm vào khoảng 1,9 tỷ USD.

Đinh Nhân

Thành lập Trung tâm Kỹ thuật PVEP-ITC

Ngày 28/2/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh đã diễn ra Lễ công bố quyết định thành lập Chi nhánh Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí - Trung tâm Kỹ thuật (PVEP-ITC). Trên cơ sở tổ chức lại Trung tâm Hỗ trợ Kỹ thuật, PVEP-ITC có chức năng nhiệm vụ chính như: nghiên cứu, đánh giá tiềm năng dầu khí tại các khu vực mục tiêu, cung cấp các dịch vụ kỹ thuật chuyên môn phục vụ cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước. Chi nhánh có các phòng chuyên môn: Phòng Tìm kiếm Thăm dò, Phòng Mô hình Địa chất Mỏ, Phòng Công nghệ Phát triển Khai thác...

Vũ Đình

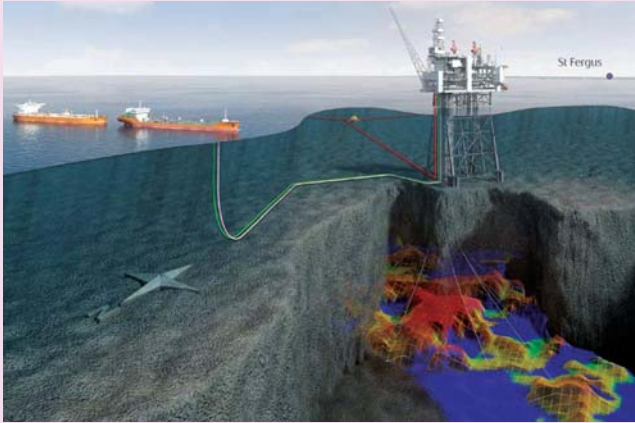
JGC Corporation thăm và làm việc tại PTSC

Ngày 22/2/2013, ông Terumitsu Hayashi - Chủ tịch JGC Vietnam và đoàn công tác của JGC Corporation đã có buổi làm việc với Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) - đơn vị thành viên của Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC). Sau khi thăm các xưởng chế tạo, công trường lắp ráp cấu kiện siêu trường, siêu trọng của PTSC, đoàn quản lý cấp cao JGC Corporation đã đánh giá cao năng lực của PTSC và mong muốn hai bên sẽ hợp tác chặt chẽ hơn trong tương lai khi thực hiện dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Đỗ Khánh

TIN THẾ GIỚI

Statoil sẽ bắt đầu khai thác dầu tại mỏ Mariner vào năm 2017



Mô hình khai thác mỏ Mariner. Ảnh: Statoil

Chính phủ Anh vừa chính thức thông qua dự án đầu tư khai thác dầu khí tại mỏ Mariner của Tập đoàn Dầu mỏ Statoil (Na Uy). Đây là dự án khai thác dầu khí ngoài khơi lớn nhất ở Vương quốc Anh trong hơn 10 năm qua, với tổng giá trị đầu tư khoảng 4,6 tỷ bảng (7,3 tỷ USD). Theo ông Ed Davey - Bộ trưởng Bộ Năng lượng và Biến đổi khí hậu Anh (DECC): Mariner là một trong những dự án lớn nhất từ trước đến nay ở Biển Bắc và cam kết đầu tư của Statoil cho thấy niềm tin của các

nhà đầu tư nước ngoài vào tương lai của ngành dầu khí nước này.

Theo kế hoạch, Statoil sẽ bắt đầu khai thác thùng dầu đầu tiên tại mỏ Mariner vào năm 2017 với công suất trung bình 55.000 thùng/ngày trong giai đoạn 2017 - 2020, tương đương 5% sản lượng dầu mỏ mỗi ngày của Anh. Theo ước tính, hoạt động sản xuất tại giếng dầu Mariner sẽ kéo dài trong vòng 30 năm. Dự án khai thác dầu tại mỏ Mariner gồm ba cổ đồng, trong đó Statoil là cổ đồng lớn nhất với 65% cổ phần, tiếp đến là Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí JX Nippon (Nhật Bản) với 29% cổ phần và Tập đoàn Cairn Energy chiếm 6% cổ phần.

Mariner chỉ là một trong những dự án mà DECC mới cấp phép nhằm ngăn chặn đà giảm sút sản lượng khai thác dầu khí dài hạn của "xứ sở sương mù". Trước đó, DECC đã cấp phép cho: dự án trị giá 1,4 tỷ bảng (2,3 tỷ USD) của GDF Suez để khai thác mỏ dầu Cygnus; dự án trị giá 1 tỷ bảng (1,6 tỷ USD) của Dana Petroleum (Hàn Quốc) để khai thác hai mỏ Harris và Barra; dự án trị giá 1 tỷ bảng (1,6 tỷ USD) của Talisman (Canada) để khai thác mỏ Montrose Arbroath.

Huy Hiệp (TTXVN)

Ấn Độ dự kiến mua khí đốt từ Turkmenistan

Bộ Dầu mỏ và Khí tự nhiên Ấn Độ cho biết nước này sẽ mua khí đốt từ Turkmenistan và vận chuyển thông qua đường ống dẫn Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - Ấn Độ (TAPI). Theo ông P.Lakshmi - Bộ trưởng Bộ Dầu mỏ và Khí tự nhiên Ấn Độ, dự án TAPI dự kiến sẽ hoàn thành vào năm 2017 - 2018, sẽ cung cấp 38 triệu m³ khí/ngày cho Ấn Độ. Đến nay, hiệp định liên chính phủ, hiệp định khung về đường ống dẫn khí đốt và hiệp định về mua bán khí đốt đã hoàn tất.

Mới đây, Chính phủ Ấn Độ đã quyết định thành lập cơ quan chuyên trách về dự án TAPI, cho phép Công ty Sản xuất và phân phối khí tự nhiên của Ấn Độ (GAIL) tham gia. Đường ống TAPI sẽ có các đoạn 144km đi qua Turkmenistan, 735km đi qua Afghanistan và 800km đi qua Pakistan.

Theo báo cáo của một nhóm làm việc trực thuộc Bộ Dầu mỏ và Khí tự nhiên Ấn Độ, khả năng sản xuất dầu mỏ trong nước sẽ đạt 41,16 triệu tấn/năm và nhu cầu về sản phẩm dầu mỏ của nước này sẽ lên tới 186,21 triệu tấn/năm vào cuối kế hoạch 5 năm lần thứ 12 (2012 - 2017). Như vậy, 79,2% nhu cầu dầu mỏ của Ấn Độ



Dự án TAPI khi được hoàn thành sẽ cung cấp 38 triệu m³ khí/ngày cho Ấn Độ

phải dựa vào nhập khẩu. Sản lượng dầu thô của Ấn Độ trong năm tài khóa 2011 - 2012 (1/4/2011 - 31/3/2012) đạt khoảng 38,09 triệu tấn, tăng 5,39 triệu tấn so với trong năm tài khóa 2009 - 2010. Trong khi đó, sản lượng khí trong năm tài khóa 2012 - 2013 chỉ đạt 114,1 triệu m³, giảm 16,1 triệu m³ so với sản lượng khí trong năm tài khóa 2009 - 2010.

Minh Lý (TTXVN)

Nhiều hoạt động khoan thăm dò dầu khí tại các vùng nước sâu Indonesia

Tổng giám đốc Total E&P Indonesia, bà Elisabeth Proust cho biết Công ty này sẽ triển khai công tác khoan thăm dò tại Bengkulu, West Papua và Sulawesi của Indonesia, trong đó khu vực Kepala Buring ngoài khơi Sorong ở West Papua sẽ được triển khai trong tháng 4/2013. Total E&P Indonesia đã giành được hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC) năm 2011 để phát triển khu vực Kepala Buring có diện tích 7.176km² và việc khoan thăm dò sẽ được tiến hành sau 2 năm khảo sát địa chấn. Ngoài ra, Công ty sẽ đầu tư tối thiểu khoảng 41,4 triệu USD để triển khai kế hoạch khoan thăm dò tại vùng biển nước sâu Mentawai có diện tích 8.034km² ở Bengkulu vào năm 2014.

Theo ông Muliawan - Phó chủ nhiệm Cơ quan đặc trách về dầu khí SKKMigas của Chính phủ Indonesia, ngoài Total E&P Indonesia còn có ENI (Italia) và Niko Resources (Canada) cũng lên kế hoạch khoan thăm dò tại một số vùng biển nước sâu ở Indonesia trong năm nay. Trong đó, ENI sẽ triển khai khoan thăm dò tại Bulungan ở eo biển Makassar vào tháng 9/2013, tiếp đó sẽ khoan

khai thác giếng dầu Bakau Muara cũng ở vùng biển này trong tháng 11. Còn Niko trong tháng 3/2013 sẽ tiến hành khoan thăm dò tại vịnh Untung, Cendrawasih và trong tháng 4/2013 sẽ triển khai tại vùng biển Penanda.

Theo số liệu của Wood Mackenzie, trong năm 2012, Indonesia chỉ phát hiện trữ lượng dầu mới tương đương 13 triệu thùng tại 20 mỏ mới, trong khi đó con số này ở Malaysia là 1,4 tỷ thùng (chiếm 72% trữ lượng dầu mới phát hiện ở khu vực Đông Nam Á). Ngay từ đầu năm 2013, ExxonMobil, Hess, ConocoPhillips (Mỹ), Statoil (Na Uy) và Tately NV (Hà Lan) đã quyết định đầu tư vào các lô ngoài khơi ở eo biển Makassar và Sulawesi. Indonesia hy vọng với việc các đối tác nước ngoài tăng cường đầu tư vào tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại các vùng biển nước sâu, nước này sẽ phục hồi được sản lượng dầu mỏ hiện đang đối mặt với nguy cơ giảm từ 900.000 thùng/ngày (năm 2012) xuống 830.000 thùng/ngày (năm 2013), thấp hơn mục tiêu 950.000 thùng/ngày của Chính phủ Indonesia.

Việt Tú (TTXVN)

Xây dựng tuyến đường ống dẫn khí đốt ngầm dưới biển sâu dài nhất thế giới



Đường ống dẫn khí đốt ngầm dưới biển sâu dài nhất thế giới 482km nối mỏ Aasta Hansteen với Nyhamna. Ảnh: Statoil

Ngày 19/2/2013, Tập đoàn Dầu mỏ Statoil (Na Uy) cho biết đã ký hợp đồng với các nhà thầu để xây dựng tuyến đường ống dẫn khí đốt ngầm dưới biển sâu dài nhất thế giới (482km), đường kính ống 910,5mm. Dự

án có tổng giá trị đầu tư hơn 720 triệu USD, nối mỏ khí đốt Aasta Hansteen với trạm tiếp nhận và xử lý của Tập đoàn Royal Dutch Shell trên bán đảo Nyhamna. Đường ống dẫn khí này là một phần quan trọng trong cơ sở hạ tầng chuyển tải của Na Uy - dự án "Polared" (có tổng giá 4 tỷ USD).

Theo thỏa thuận được ký, Marubeni Itochu Steel Inc. (Nhật Bản) sẽ chế tạo các ống dẫn khí với tổng khối lượng thép sử dụng là 325.000 tấn, Wasco Energy Ltd. (Malaysia) đảm nhiệm chế tạo lớp bọc ống thép. Công việc lắp đặt đường ống dưới đáy biển (có điểm sâu tới 1.300m) sẽ do Tập đoàn Allseas Group SA (Thụy Sĩ) thực hiện.

Công việc lắp đặt ống dưới đáy biển sẽ bắt đầu từ tháng 3/2015 và hoàn tất trong Quý III/2015. Theo Statoil, khí đốt có thể được chuyển từ mỏ Aasta Hansteen qua tuyến đường ống mới vào Quý III/2017 và sau đó đạt mức trung chuyển ổn định tương đương 130.000 thùng dầu/ngày. Ước tính, trữ lượng của mỏ khí Aasta Hansteen là 47 tỷ m³ khí đốt.

Quốc Việt (theo TTXVN)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Dự báo giá dầu khí năm 2013

Theo các nhà phân tích thị trường của Công ty Năng lượng KBC, mặc dù kinh tế toàn cầu suy giảm song khuynh hướng chung của giá dầu thô trong năm 2012 là tiếp tục tăng tuy tốc độ tăng không lớn và không có đột biến. Năm 2013, các nhà phân tích của Barclays Capital cho rằng thị trường dầu thô thế giới vẫn tiếp tục xu hướng này với điều kiện chính sách của OPEC không thay đổi và mối quan hệ giữa Iran với các nước phương Tây cũng như tình hình ở Đông Á không trở nên căng thẳng hơn.

Hiện cán cân cung - cầu dầu thô thế giới đang ở mức cân bằng, lượng cung của các nước ngoài OPEC xấp xỉ nguồn cung từ OPEC nhưng mức độ gia tăng nguồn cung ngoài OPEC đang vượt qua mức độ gia tăng nhu cầu. Điều này dẫn đến sức chi phối thị trường dầu thô của OPEC bị hạn chế, lượng dầu dự trữ nhất là dự trữ chiến lược của các nước lớn sẽ giảm. Xuất phát từ tình hình cân bằng cung - cầu dầu thô năm 2012 trong bối cảnh nền kinh tế thế giới vẫn còn nhiều khó khăn (Bảng 1), có thể dự báo giá dầu trung bình năm 2013 sẽ dao động xung quanh 100 - 110USD/thùng, giá dầu Brent khoảng 110 - 120USD/thùng (Bảng 2, 3). Giá dầu ngọt ở Mỹ thấp nhất có lợi cho các nước nhập khẩu loại dầu này, tuy nhiên cán cân nhắc cước phí vận tải từ Mỹ đến nơi sử dụng.

Thị trường khí đốt năm 2013 phụ thuộc vào diễn biến khí hậu trong từng thời điểm, khả năng giá khí tăng cao là rất hạn chế do nguồn

Bảng 1. Cân bằng cung - cầu dầu thô thế giới năm 2012

Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Cung/cầu	Quý III/2012	Quý II/2012	Quý I/2012
1	CẦU DẦU THÔ			
1.1	OECD	45,15	44,72	45,52
	Mỹ	18,87	18,84	18,68
	Canada	2,47	2,33	2,24
	Mexico	2,11	2,14	2,11
	Nhật Bản	4,48	4,30	5,28
	Hàn Quốc	2,23	2,19	2,31
	Pháp	1,73	1,71	1,80
	Italia	1,34	1,32	1,30
	Vương quốc Anh	1,50	1,55	1,54
	Đức	2,35	2,33	2,27
	Các nước OECD khác thuộc châu Âu	6,88	6,83	6,81
	Australia và New Zealand	1,19	1,18	1,18
1.2	Ngoài OECD	43,39	43,07	42,20
	Trung Quốc	10,23	10,09	10,12
	Liên Xô cũ	4,90	4,73	4,70
	Các nước ngoài OECD thuộc châu Âu	0,72	0,70	0,69
	Các nước ngoài OECD thuộc châu Á	10,22	10,67	10,41
	Các nước ngoài OECD khác	17,32	16,88	16,28
	Tổng cầu dầu thô của thế giới	88,54	87,79	87,72
2	CUNG DẦU THÔ			
2.1	OECD	22,05	22,37	22,53
	Mỹ	10,96	10,91	10,83
	Canada	3,80	3,80	3,89
	Mexico	2,94	2,95	2,94
	Biển Bắc	2,74	3,19	3,35
	Các nước OECD khác	1,61	1,52	1,52
2.2	Ngoài OECD	30,07	29,70	29,76
	Liên Xô cũ	13,34	13,35	13,42
	Trung Quốc	4,36	4,31	4,32
	Các nước ngoài OECD khác	12,37	12,04	12,02
2.3	OPEC	36,64	36,71	36,52
	Tổng cung dầu thô của thế giới	88,76	88,78	88,81

Nguồn: Oil and Gas Journal 28/1/2013

Bảng 2. Giá dầu thô Mỹ ngày 18/1/2013

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu thô	Giá
Alaska - North Slope 27°	98,28
South Louisiana Sweet	116,50
California Midway Sunset 13°	103,20
California Buena Vista Hills 26°	113,30
Wyoming Sweet	88,06
East Texas Sweet	94,25
West Texas sour 34°	87,00
West Texas intermediates	92,00
Oklahoma Sweet	92,00
Texas Upper Gulf Coast	85,00
Michigan sour	84,00
North Dakota Sweet	73,10

Nguồn: Oil and Gas Journal 28/1/2013

Bảng 3a. Giá dầu basket của các nước xuất khẩu dầu thô chính, công bố ngày 18/1/2013 (Giá dầu basket chuẩn của OPEC ngày 18/1/2013: 108,92USD/thùng)

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Tháng ký hợp đồng	Tháng 10/2012	Tháng 11/2012	Tháng 12/2012
OPEC basket chuẩn dùng để định giá các dầu khác		106,86	106,55	106,55
Arabia nhẹ - Saudi Arabia		108,47	108,35	108,35
Basrah nhẹ - Iraq		105,45	105,05	105,04
Bonny nhẹ 37° - Nigeria		110,91	111,19	111,19
Es Sider - Libya		109,01	109,29	109,29
Girassol - Angola		108,91	108,92	108,92
Iran nặng		106,80	106,56	106,56
Kuwait xuất khẩu		106,82	106,19	106,19
Marine - Qatar		107,12	106,25	106,25
Merey - Venezuela		93,28	91,68	91,68
Murban - UEA		109,69	108,90	108,90
Oriente - Ecuador		97,15	98,68	98,68
Saharian trộn 44° - Algeria		109,36	109,89	109,89
Minas 34° - Indonesia		108,25	108,96	108,96
Fateh 32° - Dubai		107,22	106,34	106,34
Isthmus 33° - Mexico		99,37	99,03	99,03
Brent 38° - UK		109,11	109,29	109,29
Chênh lệch				
WTI/Brent		-22,52	-21,16	-21,06
Brent/Dubai		1,89	2,95	2,95

Ghi chú: Giá dầu Bạch Hổ = giá dầu Minas + 1USD/thùng

Nguồn: Oil and Gas Journal 28/1/2013

Bảng 3b. Giá dầu Brent và WTI spot từ 16/1 - 15/2/2013

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Ngày	16/1	20/1	24/1	28/1	1/2	6/2	10/2	15/2
Dầu WTI		94,5	96,2	95,8	97,3	97,5	96,3	97,2	96,08
Dầu Brent		108,5	111,0	113,5	113,6	114,0	116,5	116,6	117,0

Nguồn: Oil Price net 16/2/2013

Bảng 4. Giá khí đốt NYMEX ở Mỹ

Đơn vị: USD/MMBtu

Thời gian giao hàng	Ngày ký hợp đồng	18/1/2013	14/1/2013
Tháng 2/2013		3,566	3,373
Tháng 3/2013		3,565	3,378
Tháng 4/2013		3,590	3,412
Tháng 5/2013		3,636	3,464
Tháng 6/2013		3,685	3,519
Tháng 7/2013		3,733	3,574
Tháng 8/2013		3,756	3,600
Tháng 9/2013		3,762	3,610
Tháng 10/2013		3,792	3,639
Tháng 11/2013		3,892	3,746
Tháng 12/2013		4,087	3,945
Tháng 1/2014		4,187	4,048

Nguồn: WGI 23/1/2013

cung dồi dào và Mỹ bắt đầu tham gia thị trường với tư cách là nhà xuất khẩu. Riêng thị trường LNG Đông Bắc Á, giá LNG nhập khẩu vẫn cao hơn các thị trường khác do nhu cầu điện tăng mạnh do nhiều nhà máy điện hạt nhân bị đóng cửa trước đây chưa phục hồi sản xuất, một số nhà máy tiếp tục dừng hoạt động do không bảo đảm an toàn (Bảng 4).

Giá khí hóa lỏng LNG Đông Bắc Á tăng 75 cents so với cuối năm 2012, thời điểm cao nhất đạt 18,7USD/MMBtu. Giá LNG tại thị trường Tây Nam châu Âu lúc cao nhất đạt 14,4USD/MMBtu. Giá netbacks của các nước Trung Đông bán cho thị trường Đông Bắc Á cao hơn thị trường Tây Nam châu Âu 4USD/MMBtu, trong đó chênh lệch cao nhất tại các nước Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan với các hợp đồng giao sau tháng 3/2013 có lúc lên đến 18 - 19USD/MMBtu nhằm thu hút nguồn hàng từ Đại Tây Dương. Hiện nay, số tàu chuyên dụng chở LNG rất khan hiếm do đang tập trung phục vụ cho thị trường Nam Mỹ (Brazil, Argentina), nơi giá mua thường xuyên đạt 17 - 19USD/MMBtu. Một số nhà nhập khẩu cho rằng giá LNG tại thị trường Đông Á có thể đạt 20USD/MMBtu trong các tháng cuối năm 2013 vì nhu cầu phát điện tăng cao. Ở châu Âu, nhu cầu LNG cao nhất là Hy Lạp và Thổ Nhĩ Kỳ (Bảng 5).

Kế hoạch xây dựng đường ống dẫn dầu, khí đốt, sản phẩm lọc dầu

Các đề án xây dựng đường ống dẫn dầu thô, khí đốt, sản phẩm lọc dầu hoàn thành trong năm 2013 tăng 73% so với năm 2012. Các nhà điều hành dự án dự báo trong năm 2013 sẽ hoàn thành xây dựng 15.358 dặm đường ống các loại trên toàn thế giới, trong đó đường ống dẫn dầu thô và sản phẩm lọc dầu chiếm 60,5%. Tuy nhiên, tổng chiều dài các đường ống sẽ được xây dựng sau năm 2013 chỉ bằng 1/5 của năm 2013 do các dự án xây dựng đường ống dẫn khí đốt trên thế giới đều giảm. Các kế hoạch dài hạn (hoàn thành sau năm 2013) cho thấy đường ống dẫn sản phẩm lọc dầu không tăng so với năm trước, các dự án đường ống dẫn LNG hầu như đã xây dựng xong.

Các kế hoạch xây dựng đường ống dẫn dầu thô lớn ở Canada, châu Âu, Trung Đông và châu



Phi sẽ tăng sau năm 2013, tổng chiều dài đường ống sẽ tăng 14% so với năm trước. Ở Mỹ, các đề án xây dựng

đường ống dẫn sản phẩm lọc dầu xây dựng sau năm 2013 giảm mạnh.

Bảng 5. Giá LNG tính lùi (netback) tại các thị trường chính

Đơn vị: USD/MMBtu

Thị trường Nước xuất khẩu	Đông Bắc Á	Tây Nam châu Âu	Vương quốc Anh	Bỉ
Qatar	16,47	12,51	7,20	7,06
Oman	16,69	12,70	7,52	7,21
Abu Dhabi	16,52	12,55	7,30	7,10
Indonesia	17,78	11,53	6,44	5,95
Malaysia	17,72	11,63	6,54	6,39
Australia	17,46	11,48	6,43	6,13
Liên bang Nga	18,41	10,93	6,00	5,85
Trinidad	14,00	13,39	8,11	7,91
Âi Cập	15,54	13,87	8,27	8,12
Algeria	14,98	14,34	8,64	8,45

Nguồn: WGI 23/1/2013

Trong năm 2013, toàn thế giới sẽ xây dựng hơn 15.300 dặm đường ống dẫn dầu khí với chi phí đầu tư hơn 50 tỷ USD (Bảng 6). Năm 2012, các công ty dầu đã xây dựng gần 8.900 dặm đường ống các loại với chi phí dự toán trong kế hoạch là 39,6 tỷ USD. Các đề án đường ống hoàn thành xây dựng sau 2013 có chiều dài hơn 44.800 dặm và chi phí dự báo khoảng 144 tỷ USD. Chi phí trung bình xây dựng đường ống lập năm 2012 là 4,4 triệu USD/dặm và thực chi là 3,1 triệu USD/dặm trên đất liền và 5,37 triệu USD/dặm trên biển.

Bảng 6. Kế hoạch xây dựng đường ống dẫn dầu, khí đốt, sản phẩm lọc dầu trên thế giới năm 2013

Đơn vị: dặm (miles)

TT	Lĩnh vực	Loại 4 - 10 inch	Loại 12 - 20 inch	Loại 22 - 30 inch	Loại trên 32 inch	Tổng
1	Đường ống dẫn khí	53	1.369	2.279	2.462	6.163
	Mỹ	27	961	835	393	2.216
	Canada		149	48	76	273
	Mỹ Latinh		155			155
	Châu Á - Thái Bình Dương		20	939	1.553	2.512
	Châu Âu		50	230	132	412
	Trung Đông		34	227	308	569
	Châu Phi	26				26
2	Đường ống dẫn dầu thô	135	720	1.401	2.213	4.469
	Mỹ		164	516	485	1.165
	Canada		152	129		281
	Mỹ Latinh		129			129
	Châu Á - Thái Bình Dương			570	1.553	2.123
	Châu Âu		20		175	195
	Trung Đông	135	255			390
	Châu Phi			186		186
3	Đường ống dẫn sản phẩm dầu	19	3.571	1.136	0	4.726
	Mỹ		2.426	530		2.956
	Canada		719			719
	Mỹ Latinh	19	156	606		781
	Châu Á - Thái Bình Dương		270			270
	Châu Âu					0
	Trung Đông					0
	Châu Phi					0
	Tổng toàn cầu	207	5.660	4.816	4.675	15.358

Nguồn: Oil and Gas Journal 4/2/2013

Hà Phong (tổng hợp)

Đề tài:

“Nghiên cứu phát triển các mỏ khí khó phát triển khai thác độc lập tại bể Nam Côn Sơn trên cơ sở quy hoạch tổng thể của khu vực và hệ thống hạ tầng sẵn có”

Bể Nam Côn Sơn hiện có một số mỏ khí khó phát triển khai thác độc lập hay còn gọi là các mỏ khí tới hạn được phát hiện như: Rồng Trê, Thanh Long, Thiên Nga, 12B và 12C... Việc phát triển các mỏ này cần có nghiên cứu tổng thể, phát triển tối ưu, sử dụng hệ thống cơ sở hạ tầng sẵn có để đem lại hiệu quả kinh tế. Theo yêu cầu của Tập đoàn, Viện Dầu khí Việt Nam đã tập trung nghiên cứu vấn đề này và kết quả nghiên cứu sẽ là cơ sở khoa học để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quy hoạch phát triển các mỏ khí khó phát triển khai thác độc lập tại bể Nam Côn Sơn.

Trong quá trình nghiên cứu, nhóm tác giả đã đánh giá và lựa chọn phát triển mỏ Rồng Vĩ Đại, bổ sung mỏ Hải Âu, Cá Rồng Đỏ. Đặc biệt, nhóm tác giả đã kết hợp nghiên cứu phát triển cùng mỏ khí Đại Nguyệt, mỏ có trữ lượng lớn tương đối so với các mỏ khí trên. Trên cơ sở Quy hoạch tổng thể phát triển công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và hệ thống hạ tầng sẵn có của các mỏ khí (Lan Tây, Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây), mỏ dầu có khí hòa tan (Đại Hùng, Chim Sáo) đang khai thác cùng với hệ thống đường ống vận chuyển khí Nam Côn Sơn 1 của bể Nam Côn Sơn, nhóm tác giả cùng với Ban Khai thác Dầu khí - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thống nhất bổ sung nghiên cứu phát triển thu gom khí đồng hành từ các mỏ đang chuẩn bị đưa vào khai thác như cụm mỏ Cá Chó - Gấu Chứa, Hải Thạch - Mộc Tinh, Thiên Ứng, Lan Đỏ, Dừa cùng với việc đưa hệ thống đường ống thiết kế Nam Côn Sơn 2 vào nghiên cứu tổng thể.

Kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đã đưa ra 3 mô hình ý tưởng kết nối hệ thống thiết bị, 12 phương án hệ thống thiết bị khai thác và 7 phương án sản lượng khai thác khí. Toàn bộ các phương án hệ thống trang thiết bị thu gom và vận chuyển khí đã được mô hình hóa bằng phần mềm HYSYS phiên bản 3.2, đảm bảo tính ổn định của dòng khí, condensate được vận chuyển trong hệ thống. Các thông số kỹ thuật từ mô hình ổn định dòng trên đã được sử dụng làm thông số đầu vào cho mô hình tính toán kinh tế.

Dựa trên các thông số đầu vào, nhóm tác giả đã kết hợp 7 phương án sản lượng với 5 nhóm phương án thiết



Mỏ Đại Hùng. Ảnh: CTV

bị (được phân nhóm từ 12 phương án thiết bị), xây dựng 32 mô hình kinh tế. Các chi phí được tính toán bằng phần mềm QUESTOR phiên bản 9.7 (được nâng cấp với cơ sở dữ liệu chi phí khá chi tiết, cụ thể cho khu vực bể Nam Côn Sơn) và tham khảo thêm các thông tin, số liệu từ các báo cáo ODP, FDP của các mỏ này hoặc mỏ tương tự. Kết quả tính toán từ các mô hình kinh tế cho thấy các phương án thiết bị tại phương án sản lượng 2 (có thời gian khai thác dài, sản lượng khai thác lớn, vốn đầu tư không cao) đều có hiệu quả kinh tế. Việc đề xuất phương án sản lượng 2 là tối ưu (không phát triển mỏ Đại Nguyệt) chỉ đúng trên quan điểm kinh tế, còn trên quan điểm tận thu tài nguyên và đảm bảo nhu cầu thị trường thì các phương án khác đáp ứng tốt hơn. Do đó, việc nghiên cứu phương án tối ưu hóa khai thác mỏ Đại Nguyệt là cần thiết. Các kết quả nghiên cứu kinh tế - kỹ thuật, lộ trình phát triển khai thác cũng đã được xây dựng tương ứng với các phương án lựa chọn tối ưu và phương án triển vọng.

Ngoài phần Mở đầu, Kết luận và kiến nghị, Báo cáo tổng kết gồm 4 chương: Chương I - Tổng quan hiện trạng các mỏ (cụm mỏ) khí khó phát triển khai thác độc lập tại bể Nam Côn Sơn; Chương II - Trữ lượng và khả năng khai thác của mỏ (cụm mỏ) khí đã nêu; Chương III - Các phương án phát triển; Chương IV - Đánh giá kinh tế các phương án phát triển mỏ (cụm mỏ) khí tới hạn. Báo cáo đang được lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

Đinh Thành Chung (giới thiệu)



NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

MỘT QUAN ĐIỂM VỀ MÓNG BỂ CỬU LONG

Mới đây, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI Labs) đã xử lý, minh giải các kết quả phân tích liên quan đến sự biến đổi nhiệt (thermal alteration) của các trầm tích trong một số lô ở bể Cửu Long với các thông số như: Tmax trong Pyrolyse (Tmax trong nhiệt phân tiêu chuẩn Rock eval); Ro - độ phản xạ của Vitritines; SCI (Spore Colour Index) - chỉ số màu bào tử; biến đổi của sét qua phân tích Xray...

Kết quả cho thấy sự biến đổi nhiệt các vật chất đặc biệt vật chất hữu cơ đã thay đổi từ thấp đến cao theo độ sâu (hiện tượng bình thường), hay gần các đứt gãy sâu (hiện tượng bình thường). Quá trình Illite hóa smectite kèm theo sự phát triển của thạch anh, calcide thứ sinh do tác động của nhiệt làm giảm độ rỗng của cát kết, tăng tính chẵn của sét, bột kết (qua phân tích Xray, quan sát bằng kính hiển vi điện tử).

Trong hệ thống dầu khí, nhiệt đóng vai trò quan trọng (hay quyết định) đối với sự biến đổi vật chất hữu cơ và cả vô cơ (cấu trúc sét, biến chất nhiệt nói chung). Tuy nhiên, ở bể Cửu Long nhiều khu vực diễn biến đó không xảy ra như trật tự thông thường khi so sánh tương đối với các khu vực khác trong bể, thậm chí ngược lại: chỗ nông biến đổi cao hơn chỗ sâu hay xa đứt gãy biến đổi cao hơn nơi gần đứt gãy!

Từ những quan sát qua kết quả phân tích như trên, có thể đặt ra tìm ngược lại những nguồn nhiệt dị thường và cho rằng có thể đã xuất hiện một thể xâm nhập rất trẻ (trong Kainozoi), xâm nhập basic... Thể xâm nhập này phá vỡ móng cổ hơn (ví dụ như granite) làm móng nổi cao, nứt vỡ tạo đường dẫn nhiệt làm biến đổi vật chất phủ trên. Tạm thời, gọi thể xâm nhập đó là một dạng Diapir trong móng bể Cửu Long: thể "Diapir nhiệt" ("Hot Diapir").

Việc xác định sự tồn tại của Diapir nhiệt trong móng bể Cửu Long đã có những bằng chứng khi một số giếng khoan ở bể Cửu Long đã gặp đá xâm nhập Andesite, một số nơi còn có cả Basalts... những đá này rất trẻ. Để xác định sự phân bố các thể xâm nhập kiểu Diapir ở bể Cửu Long có thể phải tổ chức nghiên cứu từ trường (magnetic), trọng lực (gravity). Vì số liệu chi tiết cần thiết hiện không có.

Hy vọng việc minh giải các kết quả phân tích gắn với môi trường địa chất, sự tồn tại của hydrocarbon của VPI Labs sẽ đóng góp rất quan trọng trong việc tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong giai đoạn hiện nay.

Phan Huy Quỳnh
Hội Dầu khí Việt Nam

Nghiên cứu và đưa vào áp dụng hệ dung dịch Polymer ít sét và hệ ức chế phen nhôm Kali trên cơ sở ứng dụng các hóa phẩm tồn đọng “ВПРГ (Гипан) + ПАА” để khoan các địa tầng Miocen và Oligocen

Nhằm nâng cao khả năng ức chế tạo màng dung dịch khoan, tạo ra lớp vỏ sét dạng polymer dẻo, đàn hồi, nâng cao tính ổn định thành giếng, giảm tiêu hao và giá thành chi phí điều chế và xử lý dung dịch, giảm các phức tạp sự cố trong quá trình khoan, các tác giả Phòng thí nghiệm Dung dịch khoan - Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) đã đưa vào nghiên cứu thí nghiệm và đề xuất áp dụng hệ dung dịch Polymer ít sét và hệ dung dịch ức chế phen nhôm Kali có sử dụng hóa phẩm tồn đọng để khoan qua hệ tầng Miocen và Oligocen.

Trên thực tế khi khoan qua hệ tầng Miocen trên và Miocen trung tại Vietsovpetro, các hệ dung dịch khoan được sử dụng thường là hệ Polymer sét và hệ Lignosulfonat có sử dụng thêm các chất phụ gia giảm độ nhớt nước Carboxymethyl cellulose (CMC) và chất làm giảm độ nhớt (FCI). Trong khi đó, để khoan qua hệ tầng Miocen dưới và Oligocen, Vietsovpetro đã và đang sử dụng hệ dung dịch ức chế phen nhôm Kali. Tính ổn định kém của thành giếng khoan như: sụt lở, vướng mút khi kéo thả bộ khoan cụ, hệ số mở rộng thành giếng, sự gia tăng quá trình phân tán mùn sét trong dung dịch khoan, hàm lượng pha keo cao gây keo đặc dung dịch và làm tăng sỏi lở thành giếng đã làm gia tăng biểu hiện kẹt cổ bộ khoan cụ, làm tiêu hao hóa phẩm CMC và FCI. Trong nhiều trường hợp đã gây ra hàng loạt các tình huống phức tạp trong quá trình khoan.

Trên cơ sở đó, tác giả Vũ Văn Hưng - Phòng Thí nghiệm Dung dịch khoan, NIPI và các đồng tác giả (Ngô Văn Tự, Nguyễn Công Mạnh, Anikeenko G.I., Hoàng Hồng Lĩnh) tại Vietsovpetro đã nghiên cứu hệ dung dịch nhằm nâng cao khả năng ức chế tạo màng dung dịch khoan, tạo ra lớp vỏ sét dạng Polymer dẻo, đàn hồi, nâng cao tính ổn định thành giếng, giảm tiêu hao và giá thành chi phí điều chế và xử lý dung dịch, giảm các phức tạp sự cố trong quá trình khoan. Sau quá trình nghiên cứu thí nghiệm, nhóm tác giả đã đề xuất áp dụng hệ dung dịch Polymer ít sét và hệ dung dịch ức chế phen nhôm Kali có sử dụng hóa phẩm tồn đọng lâu ngày tại kho Xí nghiệp Dịch vụ - Vietsovpetro để khoan qua hệ tầng Miocen và Oligocen.

Các hệ dung dịch Polymer ít sét + hóa phẩm tồn đọng và hệ dung dịch ức chế phen nhôm Kali + hóa phẩm tồn đọng được điều chế từ hệ sét API hoặc chuyển đổi từ dung dịch đang khoan địa tầng trước đó sang dung dịch mới. Trong bể điều chế dung dịch sét bổ sung thêm hóa phẩm tồn đọng với hàm lượng 10 - 12kg/m³ (cho từ từ



Hệ dung dịch khoan được áp dụng tại Vietsovpetro đảm bảo các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật và an toàn trong thi công, tốc độ khoan cơ học cao. Ảnh: VSP

với tốc độ 10 - 15 phút/bao), sau đó cho thêm chất diệt khuẩn và khuấy trộn dung dịch trong khoảng thời gian từ 1 - 2 giờ. Sau khi đã khuấy trộn kỹ, bơm phần dung dịch đã điều chế vào bể hoạt động và lại tiếp tục điều chế phần dung dịch mới.

Hệ dung dịch này tăng khả năng ức chế sét, làm cho thành giếng khoan ổn định và bền vững, từ đó tránh được các phức tạp sự cố trong khi khoan (như sập lở thành giếng, kẹt mút bộ khoan cụ, bó chong, khoan không đi...); ổn định thông số dung dịch khoan khi nhiệt độ đáy giếng cao; đặc biệt có độ nhớt nước thấp, tạo vỏ sét mỏng chắc lên thành giếng làm tăng độ ổn định giếng khoan trong chưa kịp chống ống. Đồng thời, hệ dung dịch này còn giúp tăng khả năng bôi trơn cho dung dịch khoan, giảm hiện tượng kẹt dính vi sai; tăng tính chảy loãng (độ nhớt giảm khi tốc độ chảy tăng và ngược lại, độ nhớt tăng khi tốc độ chảy giảm) của dung dịch. Tính chất này làm tăng khả năng tải mùn khoan lên miệng giếng và mùn khoan tách khỏi hệ thống làm sạch. Do đó hàm lượng pha rắn, keo trong dung dịch luôn được duy trì ở mức độ thấp, góp phần tăng tốc độ cơ học và giảm chi phí hóa phẩm khoan.

Hệ dung dịch khoan được nhóm tác giả đề xuất đã được đưa vào áp dụng tại các giếng khoan 318, 319 mỏ Rồng. Kết quả cho thấy, hệ dung dịch này đảm bảo các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật và an toàn trong thi công, tốc độ khoan cơ học cao, không gây sự cố, phức tạp trong khi khoan, chi phí hóa phẩm thấp... Hiệu quả kinh tế sau năm đầu tiên áp dụng sáng kiến này, chỉ tính riêng chênh lệch chi phí hóa phẩm đã mang lại gần 66.000USD, chưa kể hiệu quả kinh tế đem lại do tốc độ khoan cơ học cao, không mất thời gian xử lý các sự cố.

Vũ Văn (giới thiệu)