

Dầu Khí



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

SỐ 3 - 2013

ISSN-0866-854X

Petrovietnam tập trung phát triển
DỊCH VỤ DẦU KHÍ CHẤT LƯỢNG CAO



Xuất bản hàng tháng
Số 3 - 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: (+84-04) 37727108. Fax: (+84-04) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Kho chứa LPG lạnh Thị Vải công suất 60.000 tấn được khánh thành ngày 20/3/2013. Ảnh: CTV



TIÊU ĐIỂM

TIÊU ĐIỂM

**HỘI NGHỊ THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2013:
NỖ LỰC ĐẢM BẢO SẢN LƯỢNG KHAI THÁC**

Sáng ngày 14/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị Thẩm dò - Khai thác Dầu khí năm 2013 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thẩm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước năm 2011 - 2012, phương hướng triển khai và các giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thẩm dò, khai thác dầu khí năm 2013, định hướng năm 2014.

TS. Nguyễn Quốc Thái - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ông Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị.

Công tác thẩm dò, khai thác dầu khí được triển khai tích cực

Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Bộ Ngoại giao, Bộ Quốc phòng, Bộ Công an, Văn phòng Quốc gia, các Tổng công ty, Công ty, Chi nhánh và các đơn vị trực thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc và hơn 200 đại biểu là lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn, các đơn vị thành viên, Ban doanh nghiệp đang hoạt động trong lĩnh vực thẩm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong năm 2011 - 2012, khối E&P đã hoàn thành vượt mức kế hoạch gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí, tạo cơ sở vững chắc để Tập đoàn hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu nhiệm vụ sản xuất kinh doanh. Chỉ tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác Chính phủ giao cho Petrovietnam trong năm 2013 là nhiệm vụ rất lớn. Trên cơ sở đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Hội nghị Tập trung phân tích cụ thể các khó khăn, thách thức và thảo luận các giải pháp để thực hiện

thành công kế hoạch thẩm dò, khai thác dầu khí và định hướng những các năm tiếp theo.

Hội nghị đã nghe lãnh đạo Ban Tin kiểm Thẩm dò, Ban Khai thác Dầu khí tổng kết công tác tìm kiếm, thẩm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn giai đoạn 2011 - 2012, kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015. Trong đó, Hội nghị tập trung phân tích các khó khăn, thách thức từ đó đưa ra các giải pháp cụ thể để triển khai kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2013 và những năm tiếp theo. Hội nghị đã tập trung thảo luận về các thách thức của P&E trong việc thực hiện kế hoạch gia tăng trữ lượng ở trong và ngoài nước năm 2013, vấn đề tăng sản lượng và giải pháp đảm bảo an toàn môi trường tại các mỏ, khai thác dầu khí của Petrovietnam - giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015. Bên cạnh đó, một số nội dung khác cũng được Hội nghị đặc biệt quan tâm như Chương trình nghiên cứu phục vụ công tác thẩm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam kết quả đạt được trong giai đoạn 2011 - 2012, kế hoạch năm 2013 và các năm tiếp theo (Văn Dầu khí Việt Nam). Thực trạng và giải pháp tìm kiếm dự án mới ở nước ngoài (Ban Dự án Dầu khí nước ngoài) đánh giá thành tích thực hiện chương trình công

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ triển khai dự án tại mỏ Thới Bình - Mỏ Tỉnh, đơn vị CTY

4 **tiêu điểm** - SỐ 3/2013

TIÊU ĐIỂM

**Petrovietnam tập trung phát triển
DỊCH VỤ DẦU KHÍ CHẤT LƯỢNG CAO**

Sáng ngày 15/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác dịch vụ và thực hành tiết kiệm năm 2013. TS. Nguyễn Quốc Thái - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn và ông Lê Minh Hồng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị.

Lĩnh vực dịch vụ đạt trình độ tiên tiến

Năm 2012, lĩnh vực dịch vụ dầu khí đã có những bước phát triển mạnh mẽ, đóng góp đáng kể vào sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Các đơn vị đã triển khai công tác dịch vụ theo đúng chủ trương Nghị quyết 23/NQ-ĐU và các kế hoạch của Đảng ủy Tập đoàn, chỉ đạo tích cực thực hiện các giải pháp phù hợp với điều kiện thực tế của từng đơn vị để nâng cao năng lực cạnh tranh và chất lượng dịch vụ. Do đó, lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục phát triển mạnh mẽ, có những bước đột phá quan trọng và đạt được nhiều kết quả tích cực. Doanh thu dịch vụ năm 2012 đạt 236.338 tỷ đồng tăng 13,7% so với năm 2011, chiếm 30,5% doanh thu toàn Tập đoàn.

10 **tiêu điểm** - SỐ 3/2013

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

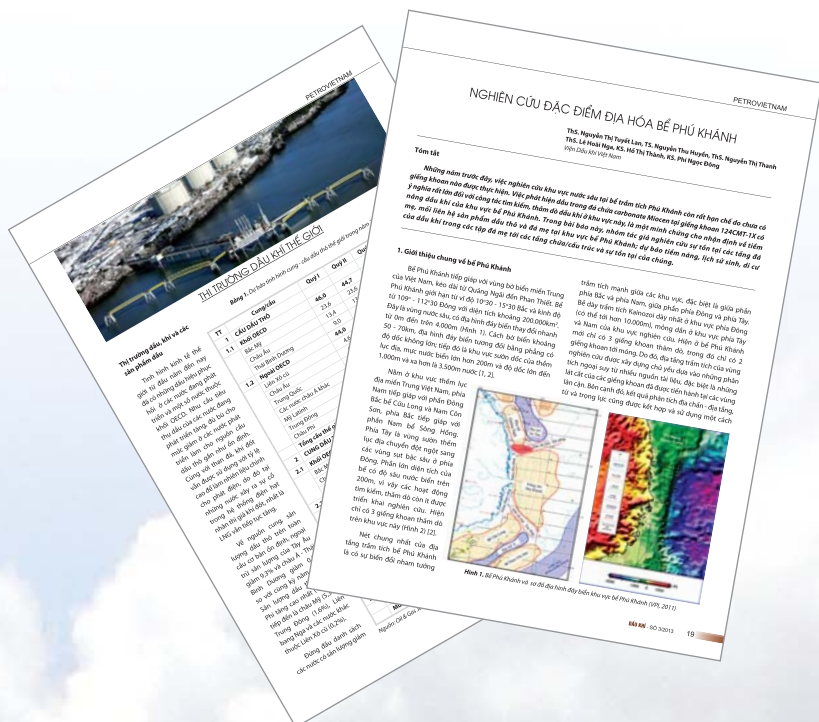
- 13 ♦ Nghiên cứu đặc điểm địa hóa bể Phú Khánh
- 21 ♦ Đánh giá đặc điểm tầng chứa BH5.2.1, Trà Tân trên, lô A, bể trầm tích Cửu Long qua số liệu phân tích mẫu lõi
- 29 ♦ Giải pháp công nghệ nâng cao thu hồi dầu các mỏ ngoài khơi
- 35 ♦ Nghiên cứu chế tạo và ứng dụng xúc tác đa mao quản thể hệ mới vào quá trình cracking cặn dầu thu nhiên liệu
- 45 ♦ Nghiên cứu quá trình mang chất lỏng ion lên màng polymer định hướng cho quá trình tách khí CO₂ khỏi hỗn hợp với khí hydrocarbon
- 51 ♦ Lựa chọn giải pháp đóng mới và hoán cải các kho chứa nổi cho các mỏ khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam
- 62 ♦ Nghiên cứu hoàn thiện "Quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan"

TIN TỨC - SỰ KIỆN

- 68 ♦ Khánh thành dự án Kho chứa LPG lạnh Thị Vải
- 69 ♦ Bàn giao cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng cho giàn Thăng Long và Đông Đô
- 70 ♦ Đảm bảo tiến độ hạ thủy FPSO PTSC Lam Sơn
- 72 ♦ Hạ thủy thành công chân đế Thăng Long
- 73 ♦ EIA: Mỹ có thể sẽ xuất khẩu dầu mỏ cuối năm 2013
- 74 ♦ Petrobras dự định tăng gấp 3 sản lượng dầu mỏ
- 80 ♦ Gia công cần nặng không nhiễm từ, đầu nối chứa bộ tạo xung và van ngược có đường kính nhỏ cho hệ thống máy đo MWD từ vật liệu có sẵn

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

CONTENTS



FOCUS

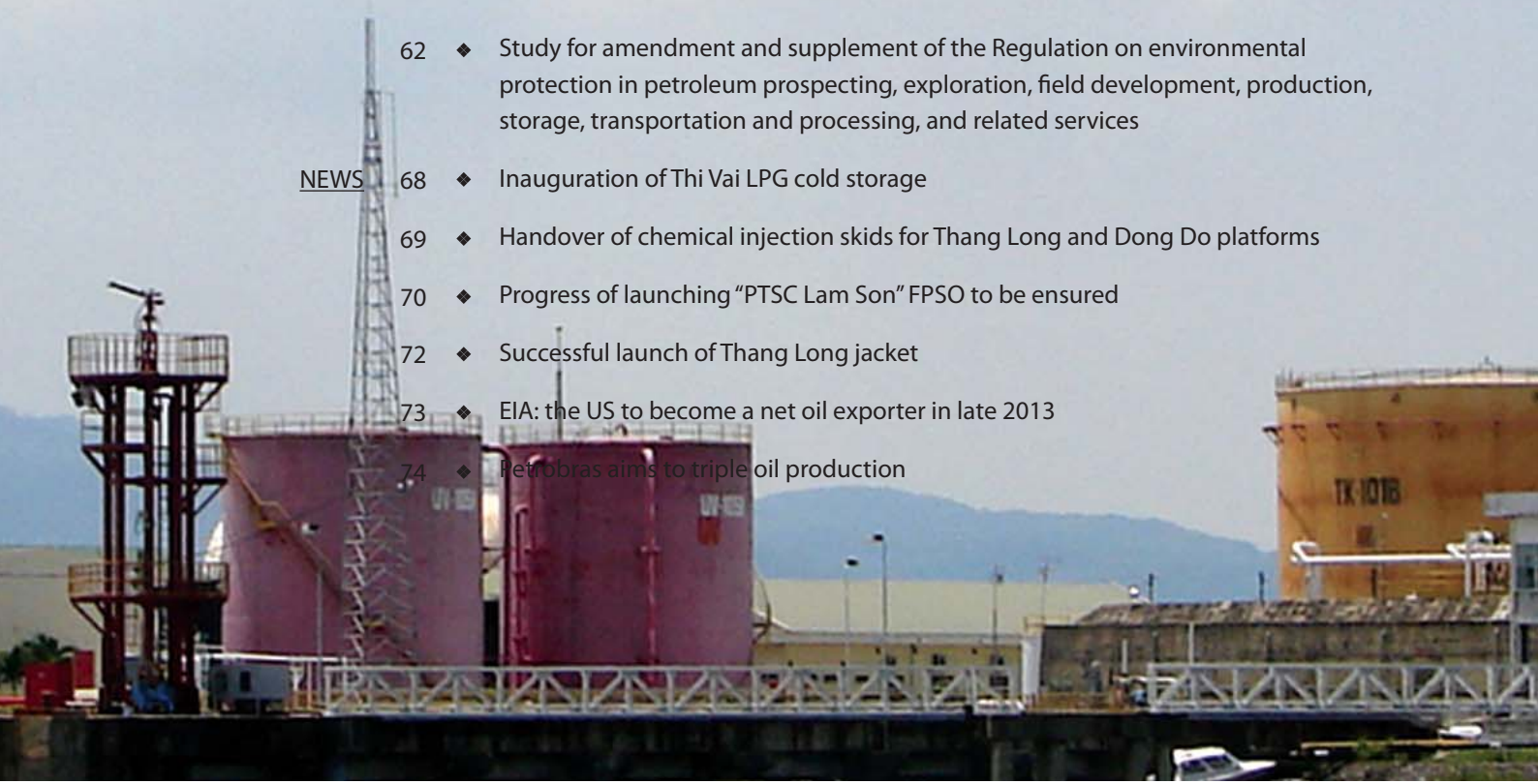
- 4 ♦ 2013 conference on oil and gas exploration and production: Striving to ensure production output
- 8 ♦ Directions for increasing hydrocarbon reserves after 2015
- 10 ♦ Petrovietnam to focus on development of high quality petroleum services

SCIENTIFIC RESEARCH

- 13 ♦ A study of the geochemical characteristics of Phu Khanh basin
- 21 ♦ Evaluation of the characteristics of sequence BH5.2.1, upper Tra Tan, Block A, Cuu Long basin based on core analysis data
- 29 ♦ Subsea boosting and processing technology, a solution for enhancing oil recovery of offshore fields
- 35 ♦ A study on preparation of multiporous catalytic systems and their application in the process of cracking fuel oil sludge to gain liquid fuel
- 45 ♦ Investigation of the process of supporting ionic liquids on polymer membranes for CO₂ separation from CO₂/hydrocarbon gas mixture
- 51 ♦ Selection of FSO/FPSO new building and conversion solutions for offshore oil fields on the continental shelf of Vietnam
- 62 ♦ Study for amendment and supplement of the Regulation on environmental protection in petroleum prospecting, exploration, field development, production, storage, transportation and processing, and related services

NEWS

- 68 ♦ Inauguration of Thi Vai LPG cold storage
- 69 ♦ Handover of chemical injection skids for Thang Long and Dong Do platforms
- 70 ♦ Progress of launching "PTSC Lam Son" FPSO to be ensured
- 72 ♦ Successful launch of Thang Long jacket
- 73 ♦ EIA: the US to become a net oil exporter in late 2013
- 74 ♦ Petrobras aims to triple oil production



HỘI NGHỊ THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2013:

NỖ LỰC ĐẢM BẢO SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Ngày 14/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị Thăm dò - Khai thác Dầu khí năm 2013 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước năm 2011 - 2012, phương hướng triển khai và các giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí năm 2013, định hướng năm 2014 - 2015. TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ông Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ triển khai dự án tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: CTV

Công tác thăm dò, khai thác dầu khí được triển khai tích cực

Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Bộ Ngoại giao, Bộ Quốc phòng, Bộ Công an. Về phía Tập đoàn, có TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng các đồng chí trong HĐTV, Ban Tổng giám đốc và hơn 200 đại biểu là lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn, các đơn vị thành viên, liên doanh dầu khí đang hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong năm 2011 - 2012, khối E & P đã hoàn thành vượt mức kế hoạch gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí, tạo cơ sở vững chắc để Tập đoàn hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu nhiệm vụ sản xuất kinh doanh. Chỉ tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác Chính phủ giao cho Petrovietnam trong năm 2013 là nhiệm vụ rất lớn. Trên cơ sở đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Hội nghị tập trung phân tích cụ thể các khó khăn, thách thức và thảo luận các giải pháp để thực hiện

thành công kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí và định hướng những các năm tiếp theo.

Hội nghị đã nghe lãnh đạo Ban Tìm kiếm Thăm dò, Ban Khai thác Dầu khí tổng kết công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn giai đoạn 2011 - 2012, kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015. Trong đó, Hội nghị tập trung phân tích các khó khăn, thách thức từ đó đề ra các giải pháp cụ thể để triển khai kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2013 và những năm tiếp theo. Hội nghị đã tập trung thảo luận về các thách thức của PVEP trong việc thực hiện kế hoạch gia tăng trữ lượng ở trong và ngoài nước năm 2013, vấn đề tăng sản lượng và giải pháp đảm bảo an toàn mỏ; công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Vietsovpetro - giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015. Bên cạnh đó, một số nội dung khác cũng được Hội nghị đặc biệt quan tâm như: Chương trình nghiên cứu phục vụ công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam: kết quả đạt được trong giai đoạn 2011 - 2012, kế hoạch năm 2013 và các năm tiếp theo (Viện Dầu khí Việt Nam); Thực trạng và giải pháp tìm kiếm dự án mới ở nước ngoài (Ban Dự án Dầu khí Nước ngoài); Đánh giá tình hình thực hiện chương trình công

tác và ngân sách của hợp đồng dầu khí năm 2012 và kế hoạch năm 2013 (Ban Quản lý Hợp đồng Dầu khí).

Trong giai đoạn 2011 - 2012, công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam được triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước, hoàn thành vượt mức các kế hoạch được giao, cụ thể: gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 84,1 triệu tấn dầu quy đổi; ký kết và tham gia 13 hợp đồng dầu khí mới (10 hợp đồng trong nước và 3 hợp đồng ở nước ngoài); có 5 phát hiện dầu khí mới; sản lượng khai thác dầu khí đạt 49,9 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 31,95 triệu tấn dầu thô và 17,95 tỷ m³ khí); phát triển và đưa 14 mỏ/khu vực mới ở trong và ngoài nước vào khai thác. Đặc biệt, Tập đoàn đã đảm bảo tiến độ và số lượng khoan đàn dày trên mỏ; áp dụng các giải pháp công nghệ để kiểm soát, đảm bảo chế độ khai thác tối ưu tại các mỏ, góp phần gia tăng sản lượng khai thác...

Có thể nói, trong 2 năm qua, với mục tiêu chiến lược đảm bảo an ninh năng lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí, phát triển và khai thác hiệu quả các mỏ dầu khí nhằm đáp ứng nhu cầu trong nước và xuất khẩu, Ngành Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai với quyết tâm cao, vượt qua nhiều thách thức, thực hiện thành công kế hoạch thăm dò, khai thác được giao, đảm bảo sự phát triển lĩnh vực “xương sống” của Tập đoàn.

Thách thức gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác

Theo kế hoạch năm 2013, Petrovietnam sẽ gia tăng trữ lượng dầu khí 35 - 40 triệu tấn quy dầu (trong đó 25 - 30 triệu tấn ở trong nước và 10 - 15 triệu tấn ở nước ngoài); khai thác 25,2 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 16 triệu tấn dầu thô và 9,2 tỷ m³ khí). Đồng thời, kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí; đảm bảo tiến độ thực hiện an toàn, hiệu quả các dự án tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ và khai thác; đẩy mạnh, thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam và phấn đấu ký 3 - 5 hợp đồng dầu khí mới trong nước, đồng thời tích cực tìm kiếm các cơ hội đầu tư mới ở nước ngoài, phấn đấu ký 1 - 2 hợp đồng dầu khí mới ở nước ngoài.

Dự kiến, Tập đoàn sẽ đưa 11 mỏ/công trình mới vào khai thác trong năm 2013 gồm 8 mỏ/công trình mới ở trong nước và 3 mỏ/công trình mới ở nước ngoài.

Nhận diện các thách thức của năm 2013 và giai đoạn 2014 - 2015, Hội nghị cho rằng công tác thăm dò, khai thác dầu khí đang đối diện với không ít thách thức khi tiềm năng dầu khí ngày càng khan hiếm; điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó khăn, nhất là tại các mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu, xa bờ... Trong khi đó, sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn bị sụt giảm, các mỏ mới phát triển chưa cho hiệu quả cao trong khi các dự án đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở nước ngoài chưa thuận lợi. Đặc biệt, mỏ Bạch Hổ trong tình trạng suy kiệt nên tình trạng ngập nước ở một số giếng tầng móng tiếp tục có xu hướng gia tăng; hệ thống các công trình ngoài biển đã đưa vào sử dụng nhiều năm đang tiềm ẩn nhiều rủi ro cho hoạt động khai thác dầu khí.

Để hoàn thành kế hoạch năm 2013 cũng như của cả giai đoạn 2011 - 2015, Petrovietnam tích cực đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, trong đó có cả khu vực nước sâu, xa bờ, khu vực có điều kiện thi công đặc biệt phức tạp. Về kế hoạch thăm dò, thăm lượng và gia tăng trữ lượng năm 2013, Ban Tìm kiếm Thăm dò cho rằng, cần kiểm soát chặt chẽ và bám sát tiến độ triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò, đặc biệt là công tác khảo sát địa chấn và khoan thăm dò, thăm lượng; có quỹ giếng khoan dự phòng và đảm bảo hoàn thành chương trình công tác hàng năm. Đồng thời, chủ động phối hợp với nhà thầu để cân đối, sử dụng chung các giàn khoan và dịch vụ để tiết kiệm thời gian, chi phí; nghiên cứu, xem xét chuyển một số giếng khoan dự phòng sang



Khu vực H4 - mỏ Tê Giác Trắng là 1 trong 7 mỏ/công trình được đưa vào khai thác năm 2012, góp phần đảm bảo sản lượng khai thác của Tập đoàn. Ảnh: CTV



Giàn khoan 90m nước Tam Đảo 03. Ảnh: CTV

chắc chắn ngay khi có đủ điều kiện nhằm đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng.

Trao đổi về các giải pháp đảm bảo sản lượng trong năm 2013, theo Ban Khai thác Dầu khí cần giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác thường xuyên nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ, đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ. Đồng thời, xem xét tối ưu hóa chế độ khai thác (chế độ bơm ép, chế độ gaslift của mỏ, từng giếng/cụm giếng); thực hiện tốt kế hoạch khoan mới, sửa chữa giếng, bắn chuyển tầng, xử lý acid vùng cận đáy giếng, nứt vỡ thủy lực; tối ưu hóa công tác vận hành, bố trí hợp lý lịch bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị khai thác để nâng cao thời gian hoạt động của toàn hệ thống.

Xác định trọng tâm đầu tư ở nước ngoài

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực đánh giá cao các kết quả đạt được trong công tác thăm dò, khai thác dầu khí giai đoạn 2011 - 2012, phân tích các cơ hội và thách thức, bài học kinh nghiệm để triển khai thành công kế hoạch trong thời gian tới. Chủ tịch HĐQT

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định thăm dò, khai thác dầu khí là lĩnh vực cốt lõi nhất, phát hiện ra 1 mỏ mới tạo ra 1 bước phát triển mới và là động lực, cơ sở để phát triển các lĩnh vực tiếp theo. Do đó, Tập đoàn ưu tiên tập trung mọi nguồn lực, đặc biệt là con người, vốn, thời gian, trí tuệ cho lĩnh vực quan trọng này.

Trước những thách thức như hiện nay, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị trong Tập đoàn đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, với phương châm phải đảm bảo 3 mục tiêu cơ bản nhất: bảo vệ chủ quyền Quốc gia, đảm bảo kinh tế và góp phần tạo môi trường hòa bình. Lực lượng nòng cốt trong khối E & P tập trung đẩy mạnh nghiên cứu tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí; tiếp tục thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô dầu khí còn mở thuộc chủ quyền của Việt Nam, tổ chức xem xét, đánh giá tiềm năng dầu khí ở Đồng bằng Bắc Bộ. Ở nước ngoài, Tập đoàn đa dạng hóa phương thức tiếp cận cơ hội/tài sản dầu khí, tích cực tìm kiếm cơ hội đầu tư mới ở nước ngoài, tiến hành đồng thời việc mua mỏ cũng như ký hợp đồng dầu khí, tập trung tại các địa bàn ưu tiên: Liên bang Nga và các nước SNG; châu Mỹ Latinh và khu vực Đông Nam Á.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm căn cứ chế tạo giàn khoan 90m nước Tam Đảo 03. Ảnh: CTV

Về công tác khai thác dầu khí, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cần duy trì sản lượng, đảm bảo an toàn và triển khai các biện pháp gia tăng thu hồi cho các mỏ đang khai thác; tiếp tục phát triển các mỏ mới; nghiên cứu động thái và phương pháp khai thác tầng đá móng, phương pháp phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên; nghiên cứu phương pháp khai thác, phát triển mỏ dầu nặng. Các mỏ mới sẽ đưa vào khai thác cần được đảm bảo tiến độ; việc điều phối giàn khoan cần được thực hiện hợp lý để công tác khoan đạt hiệu quả cao nhất; cần khẩn trương xây dựng cơ sở hạ tầng và xử lý các vấn đề còn tồn tại trong công tác phát triển các mỏ khí. Với các mỏ ở nước ngoài, TSKH. Phùng Đình Thực nhấn mạnh cần lưu ý dự án tại Venezuela phải tập trung tháo gỡ những vấn đề đang nảy sinh, triển khai nhanh công tác thẩm lượng, tiến hành khai thác thử để xác định các thông số, các phương án khai thác phù hợp; xem xét phương án các đơn vị trong Tập đoàn tự triển khai dịch vụ để nâng cao hiệu quả của dự án. Trên cơ sở đó, các đơn vị tiếp tục xây dựng các giải pháp cụ thể, phấn đấu hoàn thành kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí năm 2013, làm cơ sở quan trọng để thực hiện thành công kế hoạch những năm tiếp theo.

Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cùng với nỗ lực của doanh nghiệp nhằm vượt qua các khó khăn hiện hữu, Chính phủ và các Bộ, Ngành cần sớm ban hành cơ chế hỗ trợ phù hợp để Petrovietnam có thể hoàn thành các chỉ tiêu đẩy thách thức và tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế. Hiện nhu cầu vốn đầu tư của Petrovietnam để thực hiện các dự án thăm dò và khai thác dầu khí tại vùng nước sâu, ở nước ngoài... là rất lớn nhưng cơ chế tài chính cho Tập đoàn lại chưa rõ ràng khiến Tập đoàn khó chủ động cân đối được tài chính. Ngoài ra, với đặc thù các dự án dầu khí có mức độ rủi ro cao, vốn đầu tư lớn, thời gian ra quyết định ngắn nên việc sớm hoàn thiện, bổ sung hành lang pháp lý về đấu thầu theo hướng rút ngắn thời gian phê duyệt, thẩm định dự án phù hợp với thông lệ quốc tế sẽ hỗ trợ hiệu quả Petrovietnam trong việc mua các mỏ dầu khí ở nước ngoài, tạo quỹ thăm dò khai thác cần thiết trong điều kiện nguồn tài nguyên trong nước đang dần suy giảm.

Hà Linh

Định hướng gia tăng trữ lượng dầu khí GIAI ĐOẠN SAU NĂM 2015

Tại kỳ họp lần thứ V Tiểu ban Thăm dò Khai thác, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn cho rằng, vấn đề gia tăng trữ lượng đang đối diện với không ít thách thức ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu thô cho giai đoạn sau năm 2015, do đó cần triển khai đồng bộ các giải pháp để tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô mở tại Việt Nam, chú trọng đầu tư dẫn dắt, đồng thời chủ động tìm kiếm các cơ hội đầu tư ở nước ngoài tại các khu vực giàu tiềm năng...

Định hướng cho công tác thăm dò, khai thác

Ngày 12 - 13/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí nhiệm kỳ 2011 - 2013 đã tổ chức kỳ họp thứ V dưới sự chủ trì của Trưởng Tiểu ban PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín và các Phó Trưởng Tiểu ban. Tại kỳ họp lần này, các đại biểu đã nghe và tập trung thảo luận về kết quả công tác thăm dò, thăm lượng của Petrovietnam giai đoạn 2011 - 2012; hiện trạng công tác tìm kiếm, thăm dò của PVEP và chiến lược tìm kiếm, thăm dò ở Bắc bể Sông Hồng; tổng kết công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2011 - 2012, các giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015 của Vietsovpetro; kết quả các giếng khoan thăm dò, khai thác mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh; đánh giá công tác phát triển mỏ và kế hoạch phát triển mỏ năm 2013 của PVEP ở trong và ngoài nước; thách thức đảm bảo/tăng sản lượng khai thác và công tác bảo vệ mỏ của PVEP...

Đặc biệt, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí thảo luận một số vấn đề liên quan đến công tác thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài: tìm kiếm dự án mới ở nước ngoài, thực trạng và giải pháp; tình hình các dự án thăm dò dầu khí của PVEP ở khu vực Trung Á; hiện trạng và kết quả khai thác dầu khí của các liên doanh dầu khí của Petrovietnam ở Liên bang Nga. Bên cạnh đó, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí dành nhiều thời gian nghiên cứu một số vấn đề liên quan đến công tác đánh giá các đối tượng thăm dò trong những năm gần đây và các giải pháp hoạt động tiếp theo; tăng cường chặt chẽ ở bể Cửu Long và các giải pháp thăm dò, khai thác; kết quả nghiên cứu mới



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp. Ảnh: Ngọc Linh

ở vùng trũng An Châu; tình trạng xuất hiện cát trong quá trình khai thác ở mỏ Sông Đốc...

Thảo luận về công tác thăm dò, thăm lượng của Petrovietnam giai đoạn 2011 - 2012, Tiểu ban cho rằng công tác tìm kiếm, khoan thăm dò - thăm lượng đã được triển khai tích cực trong bối cảnh còn nhiều khó khăn. Đặc biệt, có nhiều phát hiện dầu khí quan trọng, góp phần thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng dầu khí của Tập đoàn. Tuy nhiên, tại một số dự án tỷ lệ thành công chưa cao, các phát hiện mới nhỏ và cận biên để phát triển thương mại cần có giải pháp kết nối với mỏ lân cận để tận dụng cơ sở hạ tầng; số lượng dự án đầu tư ở nước ngoài chưa được như kỳ vọng. Do đó, các đơn vị cần tiếp tục triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò trong nước ở các đối tượng: truyền thống, nước sâu, nghiên cứu đối tượng mới trước Đệ Tam; mạnh dạn sử dụng công nghệ mới trong thu nổ địa chấn, tăng cường công tác nghiên cứu khoa

học phục vụ trực tiếp và định hướng cho tìm kiếm, thăm dò: xử lý, tái xử lý tài liệu địa chấn; rà soát các cấu tạo bể Cửu Long; nghiên cứu quy luật phân bố CO₂ phía Nam bể Sông Hồng, đánh giá tầng chứa chặt sét, bẫy địa tầng, khí phi truyền thống ...

Qua báo cáo về thực trạng công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Vietsovpetro trong giai đoạn 2011 - 2012, các giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2013 và định hướng đến năm 2015, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng Vietsovpetro cần tập trung tối đa thiết bị, nhân lực để hoàn thành khối lượng khoan tìm kiếm, thăm dò như đã đề ra; xử lý và minh giải lại tài liệu địa chấn 3D Lô 09-1, chính xác hóa cấu trúc địa chất để thiết kế tối ưu quỹ đạo các giếng khoan tìm kiếm, thăm dò dự kiến, đồng thời chuẩn bị thêm các vị trí giếng khoan dự phòng để khoan bổ sung hoặc thay thế trong trường hợp một số giếng đã đề xuất không đạt kế hoạch gia tăng trữ lượng đặt ra. Bên cạnh đó, Vietsovpetro cần nghiên cứu tiềm năng dầu khí của các bẫy phi cấu tạo; triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò theo hai hướng chủ đạo: tận thăm dò Lô 09-1 và triển khai hoạt động tìm kiếm, thăm dò trên các lô mới, trong đó ưu tiên các khu vực/lô cận kề với công trình sẵn có của Vietsovpetro để sớm đưa vào khai thác khi có phát hiện mới. Để đảm bảo kế hoạch về sản lượng khai thác, Vietsovpetro cần nghiên cứu, tiếp tục hoàn thiện công nghệ khai thác trong giai đoạn cuối (ngập nước cao, lắng đọng muối, parafin, nhiệt độ thấp); tăng cường công tác tăng dòng (xử lý vùng cận đáy, vỡ vữa thủy lực, sử dụng máy bơm chìm); tiếp tục điều chỉnh bơm ép và khai thác tầng móng mỏ Bạch Hổ và Đông Nam Rồng theo chiến lược đã định.

Nâng cao công tác quản lý mỏ

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn đánh giá cao công tác chuẩn bị nội dung, hoạt động trao đổi, thảo luận tại Kỳ họp lần V của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí và nhấn mạnh Tiểu ban cần tiếp tục phát huy tại các kỳ họp

tiếp theo, trước mắt cần phát huy trí tuệ tập thể, tập trung giải quyết các vấn đề: quản lý mỏ; tìm kiếm, thăm dò gia tăng trữ lượng; mở rộng đầu tư ra nước ngoài...

TS. Nguyễn Quốc Thập cho rằng, vấn đề gia tăng trữ lượng đang đối diện với không ít thách thức ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu thô cho giai đoạn sau năm 2015. Do đó, Tiểu ban cần nghiên cứu các giải pháp đồng bộ để tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô mở tại Việt Nam, chú trọng đầu tư dẫn dắt, đồng thời chủ động tìm kiếm các cơ hội đầu tư ở nước ngoài tại các khu vực giàu tiềm năng... Đồng thời, xác định mục tiêu ngắn hạn, trung hạn, dài hạn đối với dầu, đối với khí ở trong và ngoài nước, đặc biệt là các mục tiêu ngắn hạn để sớm thu hồi vốn, mở rộng công tác thăm dò, khai thác. Để đảm bảo kế hoạch về sản lượng khai thác dầu khí những năm tiếp theo, các đơn vị cần đề ra giải pháp cụ thể đối với các mỏ đang khai thác, nâng cao công tác quản lý mỏ, kiểm soát chặt chẽ chế độ khai thác để đạt sản lượng khai thác tối ưu...

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Quốc Thập yêu cầu, các đơn vị cần đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án phát triển khai thác, trong đó có các mỏ nhỏ, mỏ cận biên. Tiểu ban cần chú trọng phát triển nguồn nhân lực E & P, đặc biệt phải xây dựng và đào tạo đội ngũ chuyên gia. Công tác nghiên cứu khoa học cần được đầu tư mạnh mẽ hơn, sử dụng hiệu quả hơn Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, gắn đề tài nghiên cứu với sản xuất...

PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín - Trưởng Tiểu Ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho biết, dự kiến Kỳ họp thứ VI của Tiểu ban sẽ được tổ chức vào tháng 6/2013 và sẽ tập trung thảo luận các chuyên đề: đánh giá chi tiết các đối tượng thăm dò ở trong và ngoài nước; chương trình thăm dò, phát triển mỏ ở bể Sông Hồng; vấn đề ứng dụng công nghệ mới trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí; đánh giá công tác quản lý mỏ của Petrovietnam; bài học kinh nghiệm về công tác phát triển mỏ ở trong và ngoài nước...

Ngọc Linh





Petrovietnam tập trung phát triển **DỊCH VỤ DẦU KHÍ CHẤT LƯỢNG CAO**

Sáng ngày 15/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác dịch vụ và thực hành tiết kiệm năm 2013. TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn; TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn và ông Lê Minh Hồng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Vấn đề xuyên suốt tại Hội nghị lần này là các giải pháp để nâng cao chất lượng dịch vụ dầu khí, nâng cao năng lực cạnh tranh, đáp ứng yêu cầu về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ dầu khí ngày càng cao... góp phần thực hiện thành công kế hoạch năm 2013 và những năm tiếp theo.

Lĩnh vực dịch vụ duy trì mức tăng trưởng cao

Năm 2012, lĩnh vực dịch vụ dầu khí đã có những bước phát triển mạnh, đồng bộ, doanh thu dịch vụ toàn Tập đoàn tiếp tục duy trì mức tăng trưởng cao. Các đơn vị đã triển khai công tác dịch vụ theo đúng chủ trương Nghị quyết 233/NQ-ĐU và các kết luận của Đảng ủy Tập đoàn, chủ động, tích cực thực hiện các giải pháp phù hợp với điều kiện thực tế của từng đơn vị để nâng cao năng lực cạnh tranh và chất lượng dịch vụ. Do đó, lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục phát triển mạnh mẽ, có những bước đột phá quan trọng và đạt được hiệu quả tích cực trên nhiều mặt. Doanh thu dịch vụ năm 2012 đạt 236.338 tỷ đồng, tăng 13,7% so với năm 2011, chiếm 30,5% doanh thu toàn Tập đoàn.



Tập đoàn đã tập trung đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật, thiết bị hiện đại, đủ năng lực để đáp ứng cho nhu cầu dịch vụ cho các hoạt động của Tập đoàn ở nước ngoài. Hiện Tập đoàn có 20 căn cứ cảng/kho cảng phục vụ sản xuất, 15 xưởng cơ khí, 8 giàn khoan, 13 kho nổi/chứa xuất dầu, 22 tàu vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu, 52 tàu dịch vụ các loại, 3 hệ thống đường ống vận chuyển khí, 150 phương tiện chuyên dụng các loại, 43 kho xăng dầu đầu mối và trung chuyển với tổng sức chứa trên 1,1 triệu m³...

Tính đến nay, Tập đoàn đã xây dựng được đội ngũ lao động trên 35.000 người làm công tác dịch vụ có năng lực trình độ, đủ khả năng vận hành các công trình đòi hỏi trình độ chuyên môn cao mà trước đây phải thuê

nhà thầu và chuyên gia nước ngoài thực hiện. Năm 2012, Tập đoàn đã đưa vào vận hành mới 53 công trình, trong đó có nhiều công trình trọng điểm do các đơn vị trong Ngành thực hiện: giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03, giàn khai thác Sư Tử Trắng, khối thượng tầng H4 mỏ Tê Giác Trắng, giàn công nghệ trung tâm dự án Biển Đông 1, khối thượng tầng giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch, căn cứ ứng phó sự cố tràn dầu tại Tp. Vũng Tàu... Đặc biệt, với việc tự vận hành các tàu khảo sát địa chấn 2D, 3D, Tập đoàn đã chủ động hơn trong việc thực hiện các dự án dầu khí và góp phần tích cực trong việc khẳng định chủ quyền Quốc gia trên biển.

Đến nay, các đơn vị đều có năng lực và khả năng cạnh tranh tốt hơn để thực hiện được 100% yêu cầu dịch vụ dầu khí chất lượng cao như: Vietsovpetro (dịch vụ vận hành các giàn khai thác dầu khí, khoan tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, xây lắp công trình biển, khảo sát địa vật lý giếng khoan...); PTSC (dịch vụ xây lắp các công trình biển, tàu thuyền, kho bãi, khảo sát địa chấn 2D/3D, bảo dưỡng các công trình biển); PV Drilling (khoan và dịch vụ khoan); PV Gas (vận chuyển khí, cung cấp khí, cung ứng khí dân dụng LPG, CNG); PV Trans (vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu, khí, hóa chất); DMC (cung cấp hóa phẩm dầu khí); PV OIL (dịch vụ thương mại, xuất nhập khẩu dầu thô và xăng dầu, cung ứng các sản phẩm dầu); PV EIC (dịch vụ kiểm định năng lượng, bảo dưỡng); PVI (dịch vụ bảo hiểm); dịch vụ đào tạo, nghiên cứu khoa học (VPI, PVMTTC, PVU)... Trong đó, một số đơn vị đã vững vàng, tự tin vươn ra thị trường dịch vụ dầu khí thế giới...

Tuy nhiên, trong quá trình triển khai công tác dịch vụ còn một số tồn tại: việc chủ động phối hợp giữa các đơn vị còn hạn chế; năng lực cạnh tranh của một số đơn vị chưa cao; tỷ trọng doanh thu từ hoạt động dịch vụ ở nước ngoài có tăng so với các năm trước nhưng còn thấp hơn so với tiềm năng...

Nâng cao chất lượng và tính chuyên nghiệp

Năm 2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phấn đấu tăng trưởng doanh thu dịch vụ đạt vượt mức 10% so với năm 2012, đạt 260 nghìn tỷ đồng. Trong đó, giữ vững thị phần các dịch vụ truyền thống, chú trọng phát triển các sản phẩm dịch vụ chất lượng cao, có thể mạnh: dịch vụ khảo sát địa chấn, xử lý minh giải tài liệu, thiết kế, ứng dụng khoa học công nghệ, khoan, xây lắp công trình dầu khí, vận hành bảo dưỡng các công trình dầu khí, phương tiện nổi, kho cảng, bến bãi, đào tạo nguồn nhân lực... Đây là cơ sở để đến năm 2015, doanh thu từ dịch vụ dầu khí chiếm

30 - 35% tổng doanh thu toàn Tập đoàn, cao hơn 5% so với mục tiêu đã đề ra trong Chiến lược.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn tập trung triển khai 9 giải pháp thực hiện nhằm thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2013. Trước mắt, Tập đoàn thực hiện đúng nội dung, lộ trình tái cơ cấu của các đơn vị dịch vụ theo Đề án tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, đảm bảo mục tiêu tái cơ cấu để tiếp tục phát triển mạnh hơn, hoạt động hiệu quả, chuyên nghiệp và phát triển bền vững. Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, các đơn vị cần đẩy mạnh đầu tư, quy hoạch cơ sở vật chất, thiết bị chuyên dụng, con người để nâng cao chất lượng, năng lực dịch vụ nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh, mở rộng hợp tác để hỗ trợ các doanh nghiệp trong nước cùng phát triển. Đồng thời, cần có sự gắn kết chặt chẽ giữa

các đơn vị trong Ngành, trong nước để tạo ra hệ thống sản phẩm dịch vụ, hàng hóa; tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, trước mắt là tập trung thực hiện dịch vụ cho các dự án của Tập đoàn và các đơn vị thành viên.

Các đơn vị trong Tập đoàn rà soát, xây dựng các giải pháp khai thác hiệu quả các nguồn lực, tiếp tục duy trì và nâng cao năng lực thực hiện dịch vụ hiện có; tổ chức thực hiện tối đa các dịch vụ trong nội bộ đơn vị; các gói thầu thuộc dự án do đơn vị làm Chủ đầu tư phù hợp với chức năng, nhiệm vụ và năng lực của đơn vị. Đồng thời, chủ động tìm kiếm cơ hội để phát triển và thực hiện các dịch vụ phù hợp với năng lực của đơn vị; phối hợp với các đơn vị khác trong Tập đoàn tạo thành một tổ hợp dịch vụ dầu khí mạnh, bổ sung lẫn nhau để thực hiện các dịch vụ dầu khí (kể cả dịch vụ cho các hoạt động của Tập đoàn ở trong và ngoài nước). Đầu tư tái cấu trúc lại sản phẩm và công nghệ dịch vụ, cải tiến phương thức quản lý, triệt để cắt giảm các chi phí không hợp lý; đào tạo phát triển nguồn

Bảng 1: Tỷ trọng cung cấp dịch vụ của các đơn vị trong Ngành Dầu khí Việt Nam trong năm 2011 - 2012. Nguồn: PVN

Chỉ tiêu	Năm 2011		Năm 2012	
	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)
Cung cấp dịch vụ trong Ngành	85,33	61,9	88,83	59,9
Cung cấp dịch vụ ngoài Ngành	52,44	38,1	59,57	40,1
- Trong nước	42,90	31,2	47,83	32,2
- Nước ngoài	9,54	6,9	11,74	7,9
Tổng	137,77	100,0	148,40	100,0



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chứng kiến Lễ ký hợp đồng dầu khí giữa Công ty Petronas Carigali Việt Nam và Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy dầu khí (PVC-MS). Ảnh: PVN

nhân lực kỹ thuật cao... để đáp ứng đòi hỏi ngày càng cao về chất lượng dịch vụ.

Năm 2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã thực hiện tiết giảm được 5.104 tỷ đồng, vượt 37% so với kế hoạch. Trong đó, tiết giảm chi phí từ cải tiến hợp lý hóa sản xuất, tiết kiệm nguyên, nhiên vật liệu, nhiên liệu năng lượng là 2.760 tỷ đồng. Trên cơ sở này, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị các đơn vị tiếp tục đẩy mạnh công tác thực hành tiết kiệm, hợp lý hóa sản xuất, áp dụng khoa học công nghệ, góp phần hạ giá thành, nâng cao chất lượng dịch vụ, nâng cao sức cạnh tranh trong năm 2013 và những năm tiếp theo với mục tiêu thể hiện quyết tâm của Petrovietnam đi đầu trong việc thực hiện chương trình thực hành tiết kiệm, chống lãng phí góp phần thực hiện thắng lợi kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2013. Theo kế hoạch, Petrovietnam đặt mục tiêu sẽ thực hiện tiết giảm 2.290 tỷ đồng trong năm 2013 và phấn đấu thực hiện vượt tối thiểu 5 - 10%.

Việt Hà

NGHIÊN CỨU ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA BỂ PHÚ KHÁNH

ThS. Nguyễn Thị Tuyết Lan, TS. Nguyễn Thu Huyền, ThS. Nguyễn Thị Thanh
ThS. Lê Hoài Nga, KS. Hồ Thị Thành, KS. Phí Ngọc Đông
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Những năm trước đây, việc nghiên cứu khu vực nước sâu tại bể trầm tích Phú Khánh còn rất hạn chế do chưa có giếng khoan nào được thực hiện. Việc phát hiện dầu trong đá chứa carbonate Miocen tại giếng khoan 124CMT-1X có ý nghĩa rất lớn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này, là một minh chứng cho nhận định về tiềm năng dầu khí của khu vực bể Phú Khánh. Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu sự tồn tại các tầng đá mẹ, mối liên hệ sản phẩm dầu thô và đá mẹ tại khu vực bể Phú Khánh; dự báo tiềm năng, lịch sử sinh, di cư của dầu khí trong các tập đá mẹ tới các tầng chứa/cấu trúc và sự tồn tại của chúng.

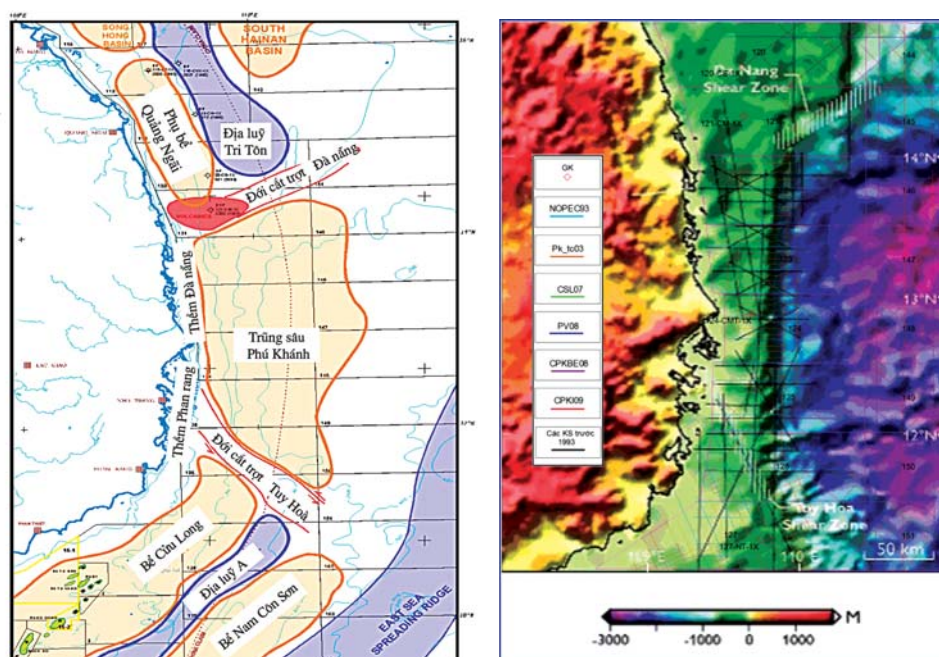
1. Giới thiệu chung về bể Phú Khánh

Bể Phú Khánh tiếp giáp với vùng bờ biển miền Trung của Việt Nam, kéo dài từ Quảng Ngãi đến Phan Thiết. Bể Phú Khánh giới hạn từ vĩ độ 10°30' - 15°30' Bắc và kinh độ từ 109° - 112°30' Đông với diện tích khoảng 200.000km². Đây là vùng nước sâu, có địa hình đáy biển thay đổi nhanh từ 0m đến trên 4.000m (Hình 1). Cách bờ biển khoảng 50 - 70km, địa hình đáy biển tương đối bằng phẳng có độ dốc không lớn; tiếp đó là khu vực sườn dốc của thềm lục địa, mực nước biển lớn hơn 200m và độ dốc lớn đến 1.000m và xa hơn là 3.500m nước [1, 2].

Nằm ở khu vực thềm lục địa miền Trung Việt Nam, phía Nam tiếp giáp với phần Đông Bắc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, phía Bắc tiếp giáp với phần Nam bể Sông Hồng. Phía Tây là vùng sườn thềm lục địa chuyển đột ngột sang các vùng sụt bậc sâu ở phía Đông. Phần lớn diện tích của bể có độ sâu nước biển trên 200m, vì vậy các hoạt động tìm kiếm, thăm dò còn ít được triển khai nghiên cứu. Hiện chỉ có 3 giếng khoan thăm dò trên khu vực này (Hình 2) [2].

Nét chung nhất của địa tầng trầm tích bể Phú Khánh là có sự biến đổi nam tương

trầm tích mạnh giữa các khu vực, đặc biệt là giữa phần phía Bắc và phía Nam, giữa phần phía Đông và phía Tây. Bể dày trầm tích Kainozoi dày nhất ở khu vực phía Đông (có thể tới hơn 10.000m), mỏng dần ở khu vực phía Tây và Nam của khu vực nghiên cứu. Hiện ở bể Phú Khánh mới chỉ có 3 giếng khoan thăm dò, trong đó chỉ có 2 giếng khoan tới móng. Do đó, địa tầng trầm tích của vùng nghiên cứu được xây dựng chủ yếu dựa vào những phân tích ngoại suy từ nhiều nguồn tài liệu, đặc biệt là những lát cắt của các giếng khoan đã được tiến hành tại các vùng lân cận. Bên cạnh đó, kết quả phân tích địa chấn - địa tầng, từ và trọng lực cũng được kết hợp và sử dụng một cách



Hình 1. Bể Phú Khánh và sơ đồ địa hình đáy biển khu vực bể Phú Khánh (VPI, 2011)

có hiệu quả trong quá trình thành lập địa tầng của vùng nghiên cứu (Hình 2) [2].

Trầm tích Kainozoi ở phần phía Bắc mang những nét đặc trưng cho tướng trầm tích biển là chủ yếu và có nhiều nét tương đồng với những thành tạo trầm tích đã được phát hiện, nghiên cứu tại phần Nam bể Sông Hồng (đặc biệt là trùng Huế - Quảng Ngãi và địa lũy Tri Tôn). Trong khi đó, ở phần phía Nam các trầm tích được thành tạo chủ yếu trong điều kiện tam giác châu xen kẽ biển, biển nông và có nhiều nét khá tương đồng với trầm tích phân bố ở rìa Đông Bắc của bể Cửu Long (Lô 01, 02, 15-1 và 15-2) và phần cực Bắc của bể Nam Côn Sơn (Lô 03 và 04).

2. Đặc điểm địa hóa dầu khí bể Phú Khánh

Giếng khoan 124-CMT-1X với phát hiện dầu vào năm 2008 đã chứng minh sự tồn tại hệ thống dầu khí tại bể Phú Khánh.

GIỚI	HỆ	THÔNG	THẠCH HỌC	MÔ TẢ THẠCH HỌC	MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH	Các yếu tố kiến tạo chính
KAINOZOI	ĐỆ TỬ			Cát kết xen kẽ sét kết.		
	PLIOCEN	Trên		Cát kết bờ rời xen kẽ sét kết. Cát kết hạt mịn đến thô.	Gần bờ, châu thổ, trầm tích tiền châu thổ, thêm trong	Tạo thêm
		Dưới			Thêm ngoài, sườn dốc sâu, quạt bồi tích	
	NEOGEN	Trên		Sét kết xen kẽ các lớp cát kết mỏng. Đá vôi: thuộc phân loại đá bùn và đá vauke.		
		Giữa		Sét kết xen kẽ cát kết. Đá vôi dạng thềm, đá vôi âm tiêu, có màu trắng, trắng xám. Đá núi lửa: xám xanh tối, rất cứng đến rắn chắc	Thêm trong, gần bờ. Ngoài thềm, carbonate, quạt bồi tích, sườn dốc	Lún chìm, mở rộng bể
		Dưới			Sông hồ, châu thổ, gần bờ. Biển mở, carbonate nền.	Tách giãn muộn
	PALEOGEN	Trên		Trầm tích mịn gồm cát và sét xen kẽ lớp than và tập vật liệu núi lửa. Phía Đông bể có xen ít đá vôi.	Sông hồ, châu thổ. Gần bờ, biển nông, carbonate nền.	
		Dưới		Trầm tích mịn gồm cát và sét xen kẽ lớp than và tập vật liệu núi lửa. Có vật liệu núi lửa.	Đầm lầy ven bờ, hồ, sông, đồng bằng châu thổ.	Tách giãn sớm
	EOCEN PALEOGEN			Trầm tích hạt thô, sạn cuội kết ở đáy.	Lục địa, trầm tích nón phóng vật, sông hồ.	Sạn bằng kiến tạo
TRƯỚC KAINOZOI				Móng bao gồm đá biến chất, đá granit, granodiorit và một ít đá vôi dạng khối.		

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Phú Khánh

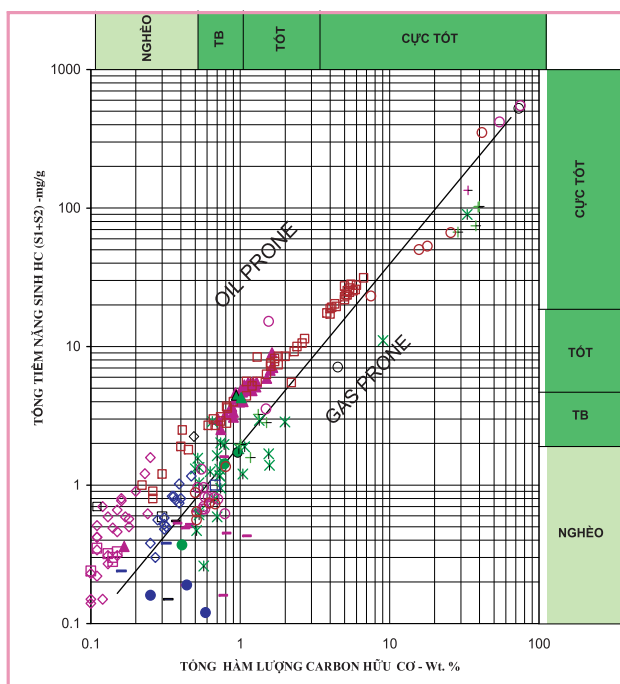
Hiện tại, có 3 giếng khoan: 124-HT-1X, 124-CMT-1X, 127-NT-1X mới chỉ khoan tới tầng Miocen hạ và duy nhất bắt gặp dầu tại giếng khoan 124-CMT-1X trong đá chứa carbonate [3]. Trong khi đó, trầm tích Oligocen được đánh giá là tầng sinh chính của bể dựa trên số liệu phân tích tại các bể lân cận (Nam Sông Hồng, Đông Bắc Nam Côn Sơn). Vì vậy, nghiên cứu địa hóa này không chỉ dựa trên kết quả phân tích mẫu tại 3 giếng khoan của bể mà cần sử dụng kết quả phân tích các giếng thuộc các bể lân cận. Theo tài liệu địa chấn, tập trầm tích này chỉ xuất hiện tại khu vực trùng thuộc trung tâm bể với chiều dày trầm tích trung bình khoảng 3.000m.

Trầm tích Oligocen: Tại 2 giếng khoan thuộc Lô 124 (124-CMT-1X, 124-HT-1X) đều vắng mặt loại trầm tích này. Các giếng khoan Lô 118 thuộc Nam bể Sông Hồng và khu vực Lô 01-02, đá mẹ Oligocen chứa vật chất hữu cơ đạt mức độ từ trung bình - rất tốt (TOC: 0,5 - 5,9%); phần lớn mẫu có $S_2 > 2\text{mg/g}$ (2 - 29,1mg/g), Kerogen chủ yếu hỗn hợp loại 2 và 3 (giá trị HI: 60 - 625mg HC/gTOC) cho tiềm năng sinh hỗn hợp dầu, khí (Hình 3a và 3b) [4].

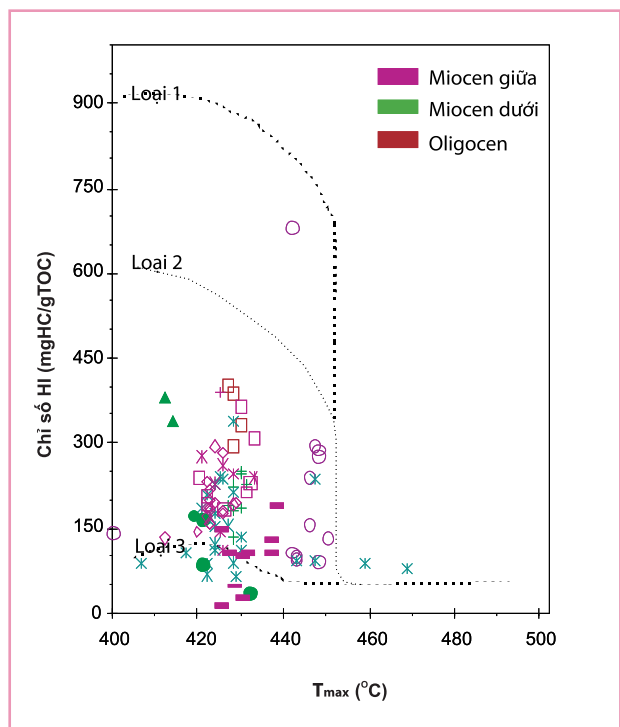
Trầm tích Miocen dưới: Mẫu sét kết Miocen dưới có độ giàu vật chất hữu cơ đạt trung bình, tiềm năng sinh nghèo, chứa chủ yếu Kerogen loại III. Riêng đối với mẫu sét than/than, độ giàu vật chất hữu cơ từ tốt - rất tốt, Kerogen chủ yếu loại III cho sản phẩm khí chủ yếu [4]. Đá mẹ này mới chỉ bước vào ngưỡng trưởng thành tại phần đáy của tập, tại phần phía trên chưa vào ngưỡng.

Khu vực phía Nam bể Phú Khánh (tiếp giáp Đông Bắc bể Nam Côn Sơn) hầu như đá mẹ bắt đầu vào ranh giới chớm trưởng thành, độ sâu khoảng từ 3.200m trở xuống, vào pha cửa sổ tạo dầu dưới 3.800m. Với khu vực Nam Sông Hồng, các giếng khoan Lô 119, 120, 121, mới chỉ khoan đến trầm tích tuổi Miocen giữa (trừ giếng 119-CH-1X) được phân bố trong vùng đá mẹ chưa trưởng thành. Đá mẹ Oligocen chỉ bắt gặp tại các giếng khoan Lô 118, được phân bố giữa ranh giới chớm trưởng thành đến trưởng thành (số liệu phân tích màu bào tử phần hoa). Tại giếng khoan 124-CMT-1X, trên giá trị nhiệt độ tại giếng khoan, đá mẹ bước vào ranh giới chớm trưởng thành độ sâu khoảng ~ 2.200m.

Trên biểu đồ phân bố %TOC&HI (Hình 4a), phần lớn lượng mẫu có xu thế phân bố chủ yếu

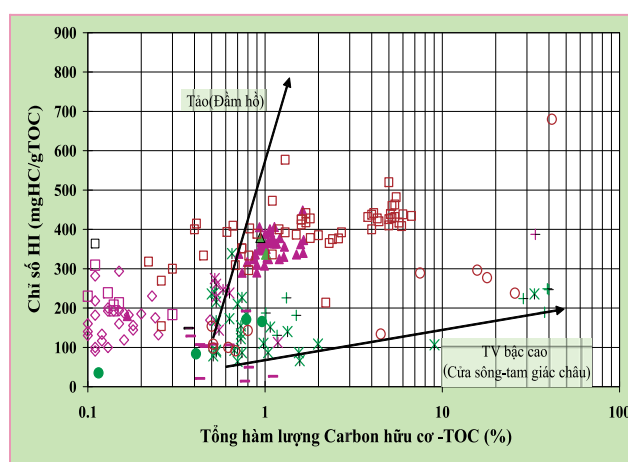


Hình 3a. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích bể Phú Khánh và vùng lân cận

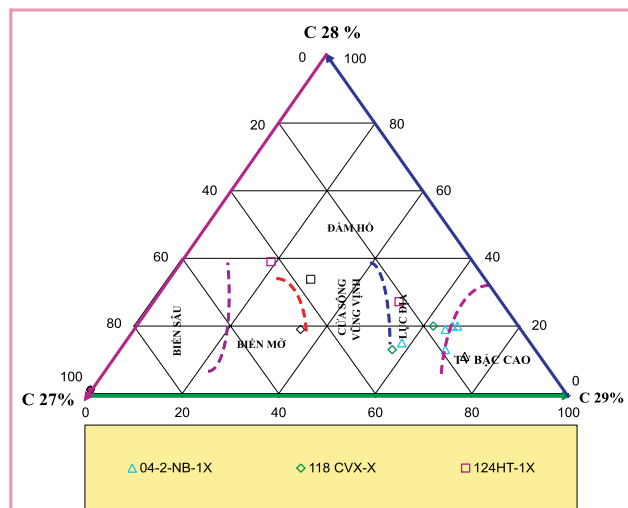


Hình 3b. Biểu đồ phân loại vật chất hữu cơ trầm tích bể Phú Khánh và vùng lân cận

trong vùng đá mẹ nguồn gốc lục địa và hỗn hợp đầm hồ - tam giác châu, lắng đọng trong môi trường oxy hóa thấp (phần lớn mẫu đá có tỷ số $Pris/Phy > 3$). Biểu đồ tam giác $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ Sterane, phần lớn các mẫu đá tập trung chủ yếu trong vùng cửa sông - tam giác châu (lục địa) (Hình 4b) [4].



Hình 4a. Biểu đồ quan hệ TOC-HI



Hình 4b. Biểu đồ mối quan hệ $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ Sterane, mẫu đá

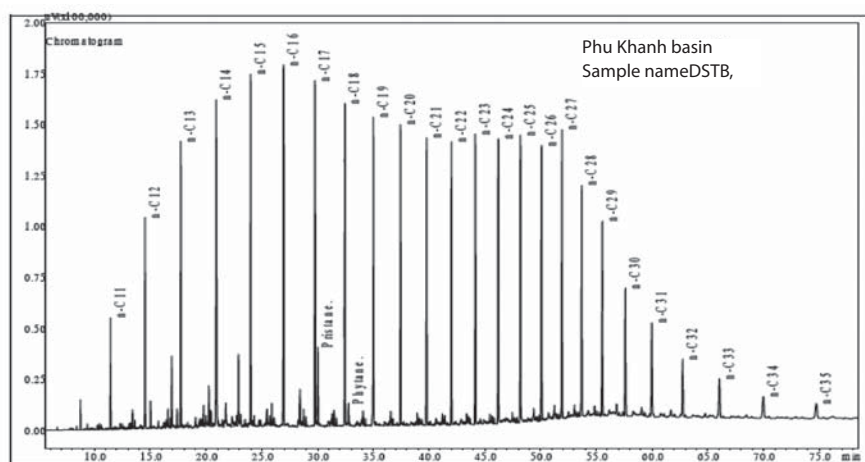
Tại giếng khoan 124-CMT-1X đã phát hiện dầu trong đá chứa carbonate, có hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (%S: 0,043Wt) thuộc loại dầu ngọt, nhẹ ($^{\circ}API$: 36,83). Tỷ số $Ts/(Ts + Tm)$: 0,4 - 0,44 (tương đương giá trị $\%Ro \sim 0,95$), điều này khẳng định đây là dầu trưởng thành [3, 13].

Trên dải phân bố sắc ký no C_{15}^{+} , dạng phân bố yên ngựa từ $C_{11}-C_{35}$, tính trội $C_{15}-C_{19}$ và $C_{25}-C_{27}$ thể hiện sự pha trộn nguồn vật liệu lục địa và ít đầm (Hình 5a) [3]. Sự vắng mặt cấu tử C_{30} -Gammacerane chỉ ra sự ảnh hưởng rất ít của môi trường nước mặn. Đặc biệt, sự xuất hiện cấu tử 4 α -methyl-24-ethylcholestanes, như một chất chỉ thị đánh dấu môi trường đầm hồ nước ngọt [4, 12, 13]. Nồng độ C_{30} -4 methyl steranes trong mẫu dầu cao ($S8 = 119,47$) (pic 42) (Hình 5b và 5c).

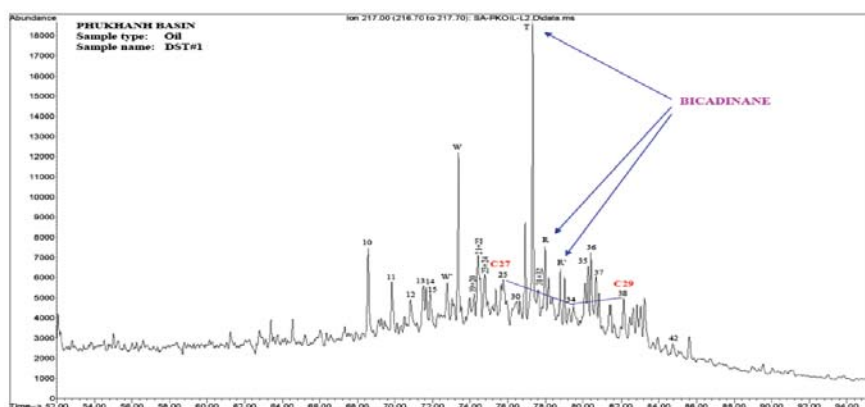
Dựa trên số liệu phân tích GC, GCMS-MS trên có thể thấy rằng dầu tại giếng khoan 124-CMT-1X thể hiện có sự đóng góp tỷ phần của nguồn vật liệu hữu cơ đầm hồ. Chúng được đánh giá có khả năng sinh ra từ đá mẹ chứa

nguồn vật liệu hữu cơ hỗn hợp lục địa (thực vật bậc cao) và đầm hồ (tảo) (Hình 5d).

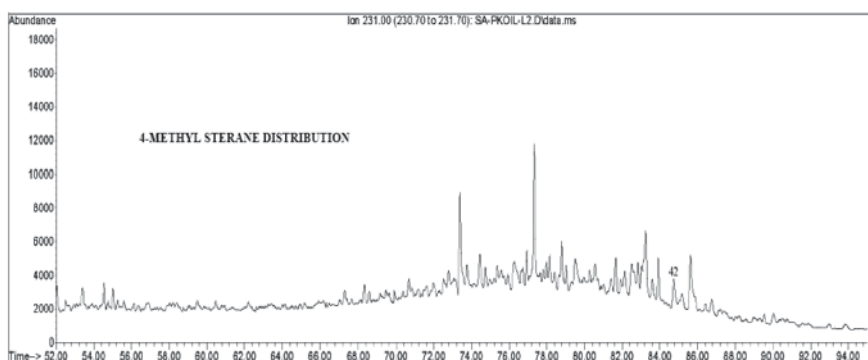
Trên kết quả phân tích mẫu trầm tích Độ tam khu vực lân cận (Nam Sông Hồng, Bắc Nam Côn Sơn), có sự tồn tại của 2 tập đá mẹ tuổi Oligocen và Miocen sớm. Đá mẹ của 2 bể trên đều chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc đầm hồ và lục địa với các tỷ lệ khác nhau. Điều này cũng được chứng minh bằng các phát hiện dầu tại 04-3-BC-1X, 04-2-NB-1X, 119-CH-1X cho thấy tồn tại 2 nhóm họ dầu: đầm hồ, lục địa [4, 12, 13].



Hình 5a. Dải phân bố C_{15+} hydrocarbon no mẫu dầu tại 124-CMT-1X



Hình 5b. Dải phân bố Sterane (m/z 217), mẫu dầu tại 124-CMT-1X



Hình 5c. Sự xuất hiện cấu tử 4 α -methyl-24-ethylcholestanes mẫu dầu tại 124-CMT-1X

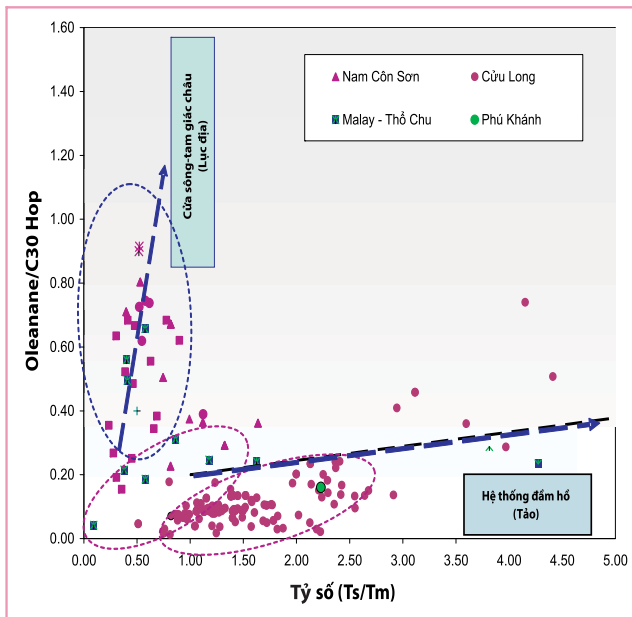
Số liệu phân tích mẫu dầu tại 124-CMT-1X và kết quả phân tích địa hóa vùng lân cận bể Phú Khánh dự đoán cho thấy: bể Phú Khánh cũng có đá mẹ Oligocen và Miocen dưới chứa vật chất hữu cơ nguồn lục địa và đầm hồ. Ngoài ra, không loại trừ khả năng có mặt đá mẹ chứa nguồn vật liệu biển khu vực nước sâu ngoài khơi (vùng nước sâu > 3.500m) phần phía Đông của bể, khu vực này rất dốc và tương trầm tích thay đổi rất nhanh [2].

Kết quả thống kê mô hình địa hóa cho thấy, mức độ trưởng thành tại đáy tập đá mẹ Oligocen, phần lớn đá mẹ phát triển hướng Đông Bắc - Tây Nam giới hạn Lô 146 và 126 và mở rộng phần phía Đông khu vực Lô 123, hiện trong pha tạo khí khô. Dải kéo dài từ Lô 120, 119, 118 và phần Lô 117 (phía Tây đối xứng Tri Tôn) đang trong pha tạo khí ẩm và condensate (Hình 6a).

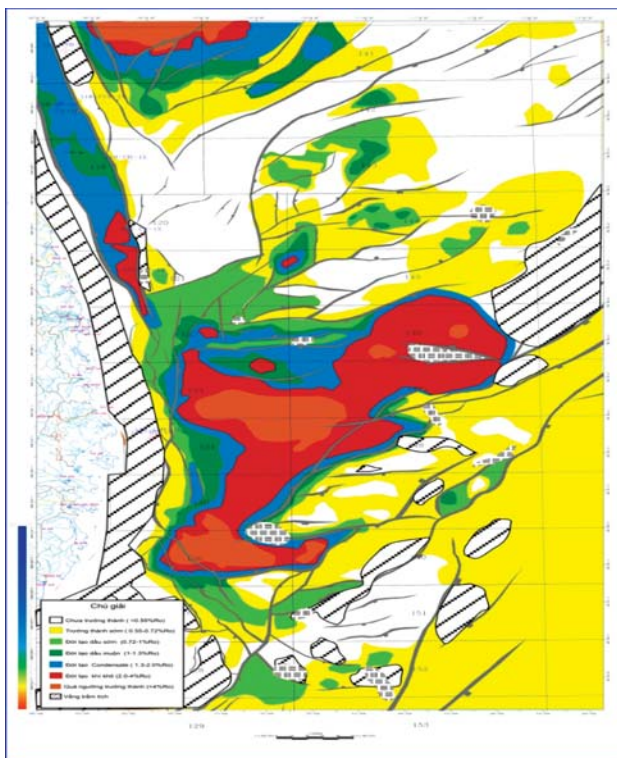
Trong khi đó tại nóc tập đá mẹ này, pha khí khô thu hẹp hơn, tập trung chủ yếu phần trũng sâu của bể, tiếp đến là phần ranh giới sinh dầu, khí ẩm bao quanh vùng rìa trũng trung tâm. Tại phần phía Bắc trũng trung tâm (Lô 122, 146, 147) đá mẹ đang trong giai đoạn trưởng thành. Sản phẩm được sinh ra vẫn chủ yếu từ đá mẹ Oligocen chứa vật liệu đầm hồ và lục địa lẫn cả Miocen dưới vật chất hữu cơ lục địa - biển (Hình 6b).

Tại trũng sâu mặt cắt, đá mẹ Miocen dưới đang trong pha sinh dầu mạnh (khu vực phía Đông Lô 124, 125, 126 và khu vực ven phía Tây Lô 146, 150). Còn trong khu vực nông hơn, một phần đá mẹ trong giai đoạn trưởng thành, phần còn lại hiện chưa vào ngưỡng (Hình 6c).

Trên Hình 7a và 7b, dầu và khí được sinh ra chủ yếu từ khu vực trũng sâu bể Phú Khánh. Tiềm năng sinh hydrocarbon chủ yếu từ tầng đá mẹ Oligocen tại trũng sâu trung tâm nơi mật độ sinh hydrocarbon cực đại, đây được coi như vùng cung cấp sản phẩm chính cho đới nâng vùng rìa/sườn bể. Tuy nhiên, hoạt động kiến tạo và thời gian (timing) hình thành bẫy rất quan



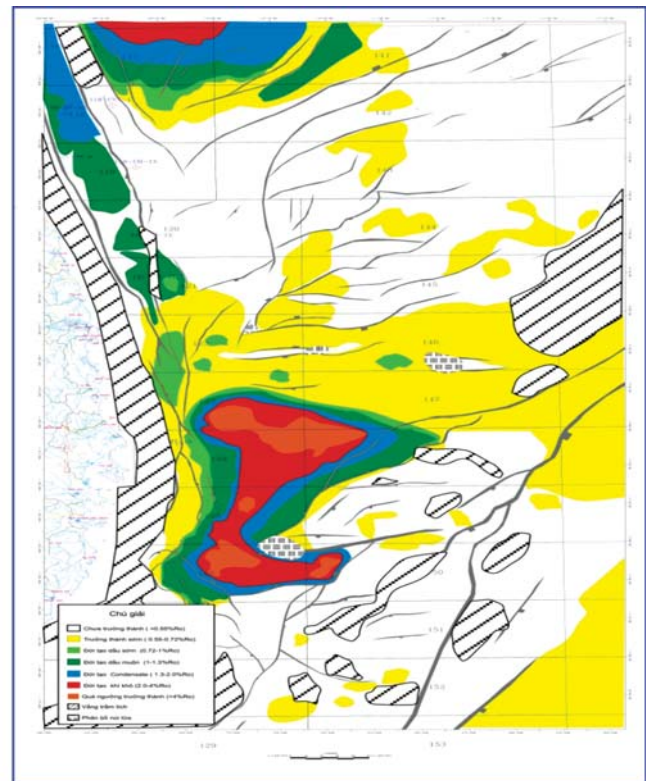
Hình 5d. Biểu đồ Oleanane/C₃₀Hopane và tỷ số (Ts/Tm) các mẫu dầu thuộc bể trầm tích ở Việt Nam



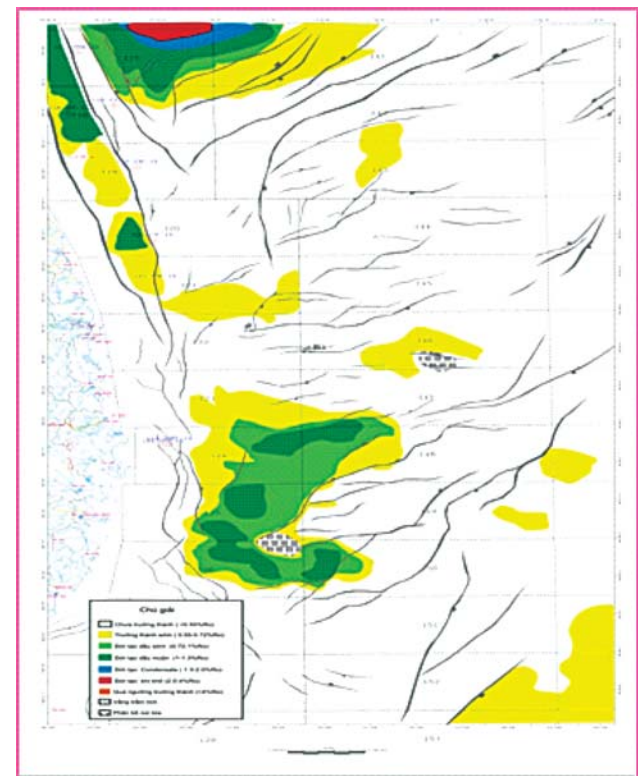
Hình 6a. Bản đồ trường thành đáy tầng Oligocen

trọng trong việc đánh giá triển vọng cũng như tiềm năng dầu khí của vùng nghiên cứu. Trên Hình 7a và 7b thể hiện tổng mật độ di thoát sản phẩm hydrocarbon từ đá mẹ hiệu dụng Oligocen. Mật độ di thoát tập trung cao tại khu vực đá mẹ trung tâm bể (trùng sâu Lô 123, 146, 147).

Dầu, khí được sinh ra bắt đầu vào thời kỳ Miocen sớm (khoảng 24 triệu năm trước) vào pha sinh mạnh mẽ

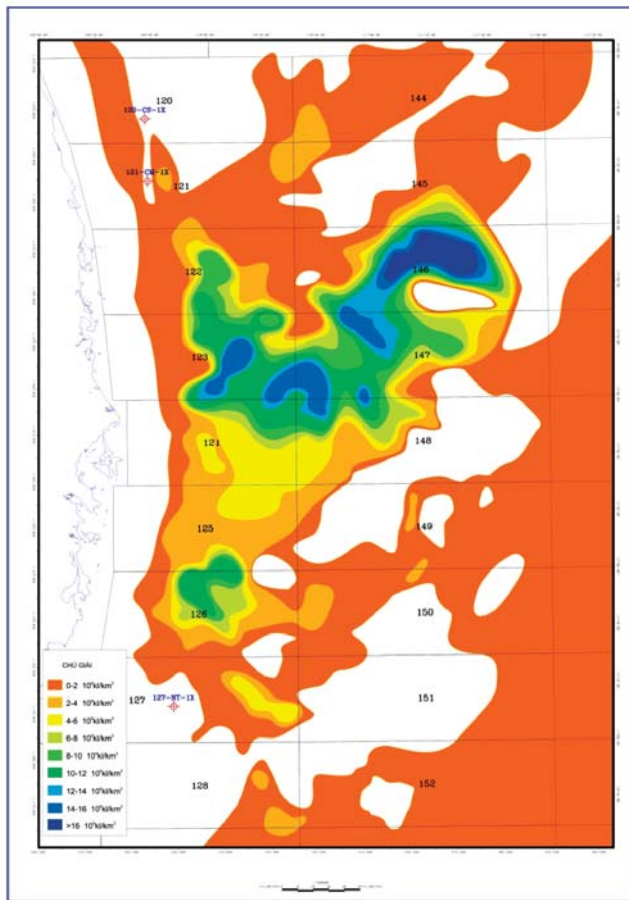


Hình 6b. Bản đồ trường thành nóc tầng Oligocen

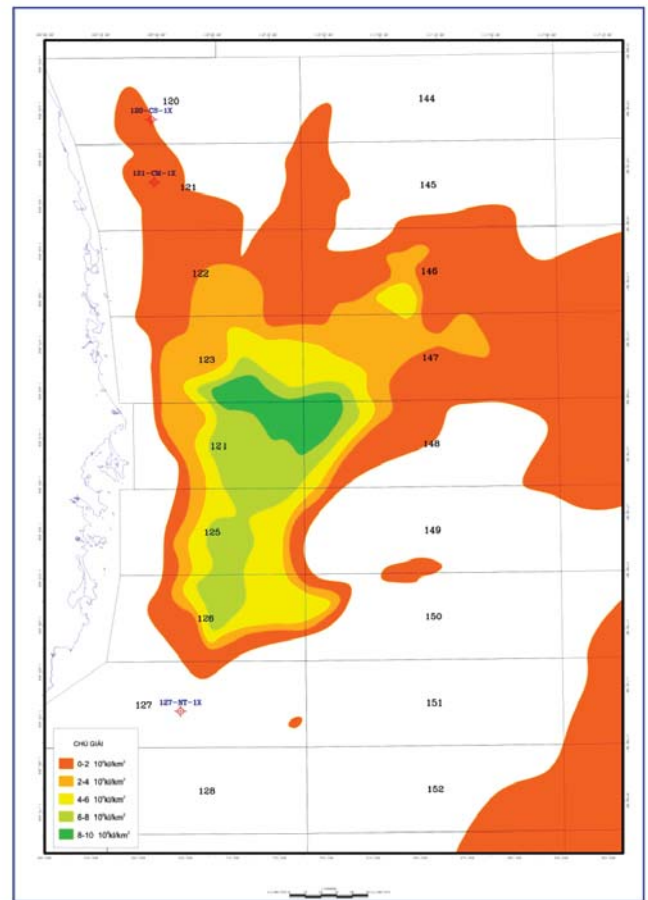


Hình 6c. Bản đồ trường thành nóc tầng Miocen hạ

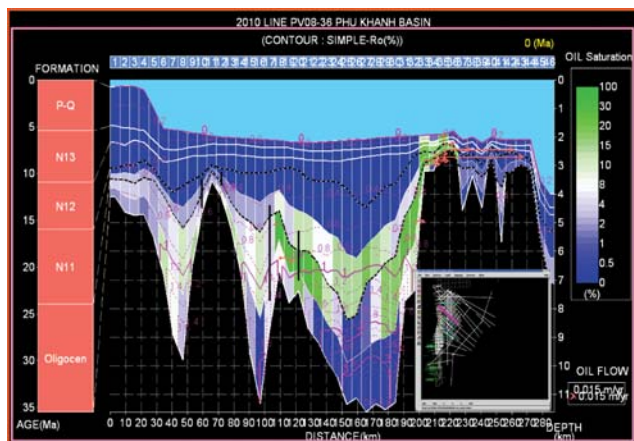
và xuất hiện di cư chủ yếu thời kỳ Miocen giữa (khoảng 16 triệu năm trước). Hiện tại đá mẹ đang trong pha khí trong các địa hào/bán địa hào, phân bố khu vực phía



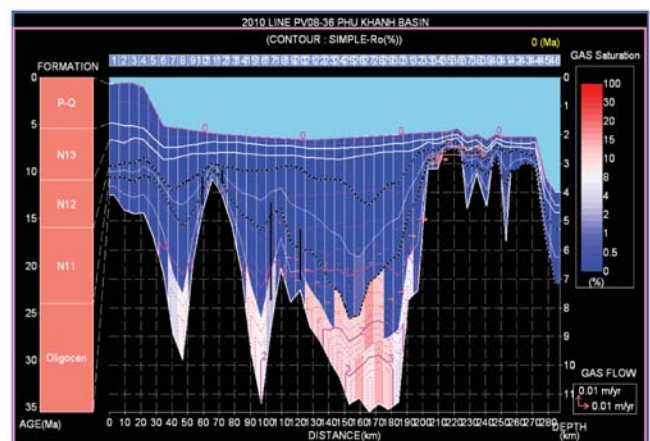
Hình 7a. Sơ đồ phân bố tổng mật độ dầu sinh tầng đá mẹ Oligocen



Hình 7b. Sơ đồ phân bố tổng mật độ dầu sinh tầng đá mẹ Miocen dưới



Hình 8a. Độ bão hòa hydrocarbon của mặt cắt AB tại thời điểm hiện tại

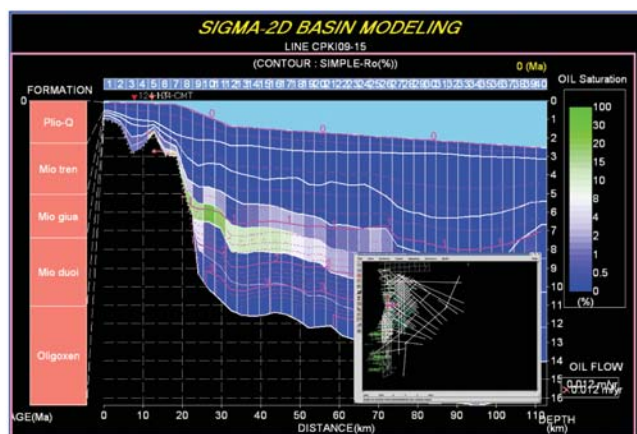


Hình 8b. Độ bão hòa khí của mặt cắt AB tại thời điểm hiện tại

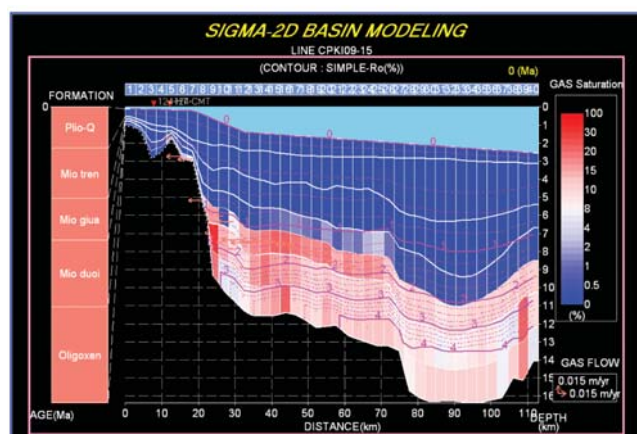
ngoài chân sườn lục địa (trung tâm bể). Trong khi đó, tại khu vực nông hơn đá mẹ đang trong pha sinh dầu - khí ẩm. Kết quả mô phỏng độ bão hòa dầu, khí thời điểm hiện tại cho thấy đã xuất hiện những vùng có độ bão hòa hydrocarbon tương đối cao, có biểu hiện di cư mạnh của dầu, khí lên tầng trên (Hình 8a - d).

Lượng hydrocarbon chỉ di thoát từ tầng đá mẹ khi đã mẹ đạt đến pha cửa sổ tạo dầu (pic). Vì vậy, thời gian di

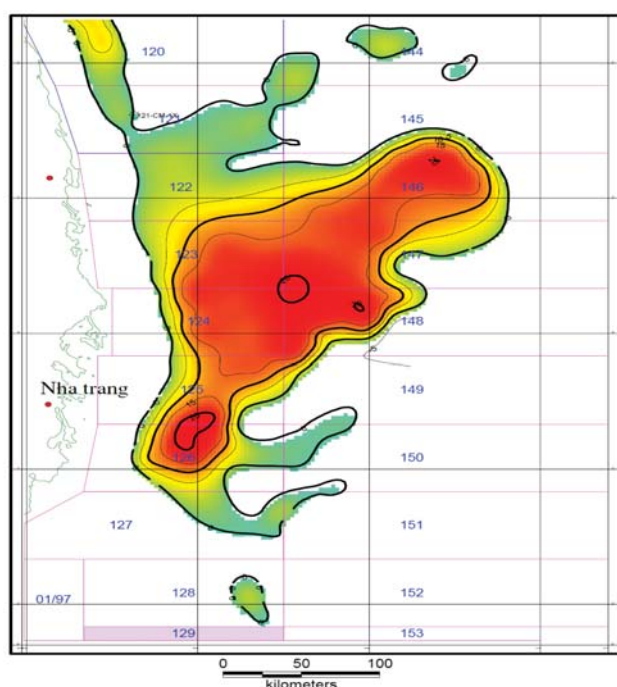
cư dầu và khí liên quan đến lượng dầu sinh ra mạnh mẽ từ đá mẹ [5]. Tại đây tầng đá mẹ Oligocen, hydrocarbon bắt đầu di cư Miocen sớm tại khu vực trũng sâu và cho tới thời điểm hiện tại với khu vực nông hơn với sự có mặt đá mẹ. Trong khi đó tại nóc đá mẹ này, hydrocarbon bắt đầu di cư thời kỳ Miocen trung trở lại đây (Hình 9a và 9b).



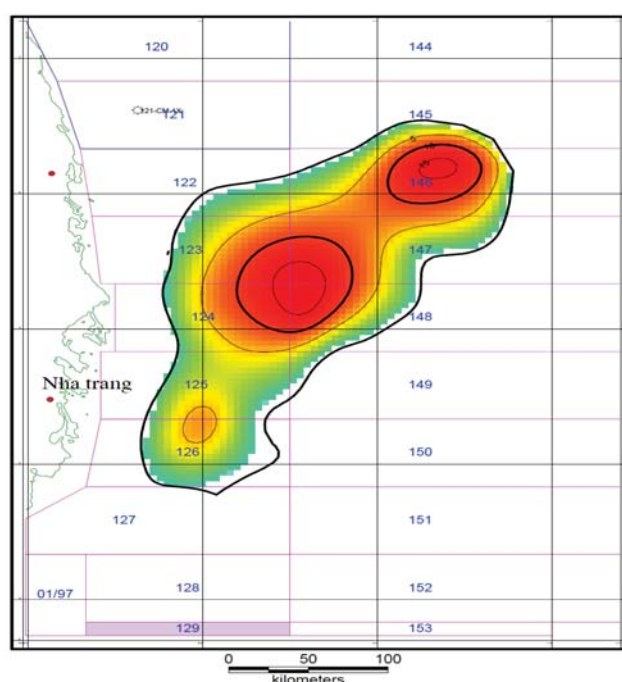
Hình 8c. Độ bão hòa khí của mặt cắt CD ở thời điểm hiện tại



Hình 8d. Độ bão hòa khí của mặt cắt CD thời điểm hiện tại



Hình 9a. Sơ đồ thời gian di cư tại đáy tập đá mẹ Oligocen



Hình 9b. Sơ đồ thời gian di cư tại nóc tập đá mẹ Oligocen

3. Kết luận

Theo như kết quả nghiên cứu địa hóa cũng như kết quả mô hình, khu vực này tồn tại 2 tập đá mẹ: Oligocen, Miocen dưới.

Đá mẹ Oligocen phân bố ở những trũng sâu (địa hào, bán địa hào), quá trình hydrocarbon di cư xảy ra diện rộng, xảy ra trong 2 giai đoạn: giai đoạn 1 khoảng 16 - 21 triệu năm; giai đoạn 2 từ 7 - 11 triệu năm trước.

Tại vùng nước nông (khối nâng), hầu như vắng mặt trầm tích Oligocen hoặc có thể có chiều dày trầm tích rất mỏng, đóng góp không đáng kể trong tiềm năng sinh hydrocarbon.

- Đá mẹ Miocen dưới bắt đầu sinh khoảng 8 triệu năm trước tại trũng sâu, hiện nay đang trong quá trình

cung cấp sản phẩm để nạp bể.

- Trong khu vực nghiên cứu, tồn tại 2 họ dầu: Họ đầm hồ (lacustrine) và lục địa (fluvio-deltaic)

- Dựa vào thời gian sinh, di cư của sản phẩm hydrocarbon, việc nghiên cứu thời gian hình thành bể/cấu tạo rất quan trọng trong công tác tìm kiếm.

- Cần nghiên cứu thêm ảnh hưởng của hoạt động núi lửa trẻ tới quá trình sinh và tích tụ dầu khí trong vùng nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hiệp. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 1/2007. 550 trang
2. Nguyễn Mạnh Hùng. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất*

và tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý. 2011. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

3. Plain. *Geological final well report of 124-CMT-1X and 124-HT-1X*. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam. 2007.

4. Douglas Waples. *A manual for source rock evaluation using petroleum systems concepts*. 1997.

5. Douglas Waples. *A manual for source rock evaluation using petroleum systems concepts*. 1997: P. 54 - 60.

6. Douglas Walpes. *Time and temperature in petroleum formation application of Lopatin's method to petroleum exploration of "The American Association of Petroleum geologists"*. Bulletin. 6/1980; 64(6): p. 916 - 926.

7. ENRECA project. *Integrated analysis and modelling of geological basins in Vietnam and an assessment of their hydrocarbon potential - First phase: Phu Khanh basin*. Báo cáo tổng kết pha 1. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

8. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thúy Quỳnh. *Đặc điểm địa hóa các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí số 7/2003.

9. Jorgen A. Bojesen Koefoed. *Organic geochemistry*

and petrology in petroleum exploration - Basic organic sedimentology and introduction to the use of organic geochemical screening tools and biological marker technique. 2002.

10. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ của Việt Nam*. Báo cáo tổng kết Đề tài KC-09-06-2005. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

11. Akihiko Okui, 2011. *Geochemical analyses result on oil seep samples*.

12. A.Okui, Y.Yokoyama, K.Yokoi. *Higher-plant biomarkers in Oils from Southeast Asia*. Res. Org. Geochem. 1998; 13: p. 5 - 12.

13. K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The biomarker guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University. 2005; 700.

14. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Xây dựng chương trình, kế hoạch khảo sát điều tra tài nguyên dầu khí vùng biển và thềm lục địa Việt Nam giai đoạn 2009 - 2015, định hướng đến 2025*. 2009. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

A study of the geochemical characteristics of Phu Khanh basin

Nguyen Thi Tuyet Lan, Nguyen Thu Huyen, Nguyen Thi Thanh
Le Hoai Nga, Ho Thi Thanh, Phi Ngoc Dong
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Studies of the deep water part of Phu Khanh basin were previously limited because no drilling activities had been carried out at the time. However, the discovery of oil in Miocene carbonate reservoir at 124 CMT-1X well in 2008 has encouraged oil and gas exploration activities as it proves the basin's petroleum potential. In this article, the authors studied the presence of source rocks and the relationship between crude oil and source rocks in Phu Khanh basin, and forecasted the petroleum potential, the history of HC generation and migration from source rocks to reservoirs or structures as well as the existence of petroleum accumulations.

ĐÁNH GIÁ ĐẶC ĐIỂM TẦNG CHỨA BH5.2.1, TRÀ TÂN TRÊN, LÔ A, BỂ TRẦM TÍCH CỬU LONG QUA SỐ LIỆU PHÂN TÍCH MẪU LỖI

KS. Nguyễn Văn Hiếu, ThS. Nguyễn Hồng Minh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

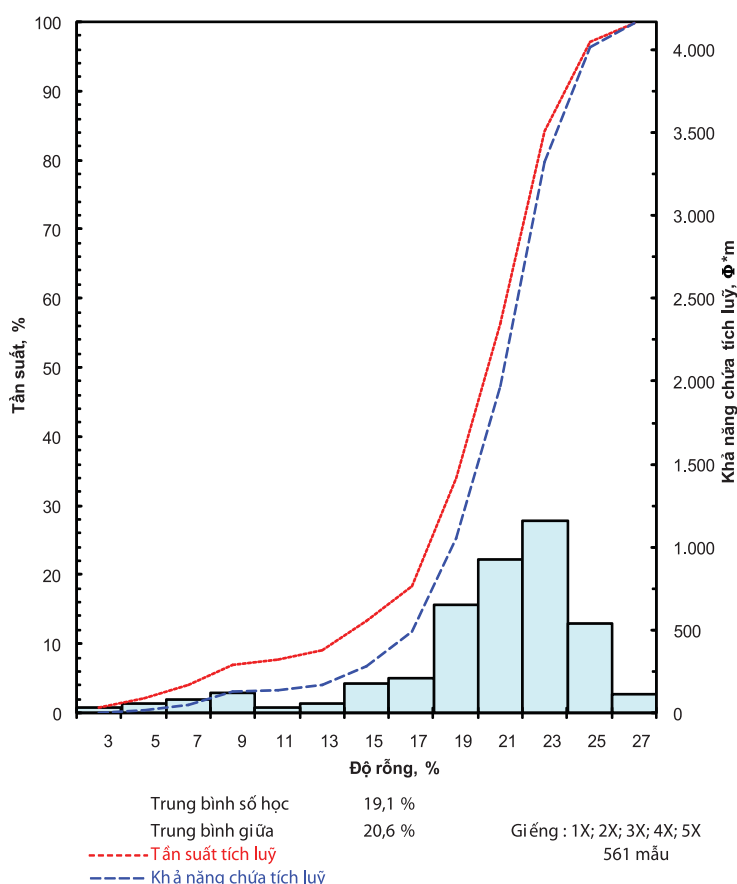
Đối với công tác thăm dò, khai thác dầu khí, việc nghiên cứu xây dựng mô hình địa chất, đánh giá trữ lượng và mô hình thủy động học của vỉa khai thác là cần thiết. Việc xây dựng mô hình mô phỏng với thực tế hay không phụ thuộc rất nhiều vào mức độ xác thực của các thông số vỉa (có thể được xác định dựa trên nghiên cứu và phân tích mẫu lõi, mẫu chất lưu của vỉa). Trong đó, phân tích, nghiên cứu mẫu lõi giếng khoan cung cấp các số liệu chính xác và trực tiếp về vỉa, là cơ sở để xử lý các thông tin (thu thập một cách gián tiếp) về vỉa thông qua các phương pháp đo địa vật lý giếng khoan, cho thấy bức tranh tổng thể về mô, hệ thống đá chứa và chất lưu. Từ đó, có thể đề ra các phương án khai thác và biện pháp tác động vào vỉa tối ưu nhất.

Bài viết tập trung vào việc đánh giá các đặc trưng thăm chứa tập BH5.2.1 dựa trên kết quả phân tích mẫu lõi được thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam bao gồm: độ rỗng, độ thấm Klinkenberg tại áp suất vỉa, tỷ trọng hạt, hàm lượng trao đổi cation, các tính chất điện và áp suất mao dẫn [1-8].

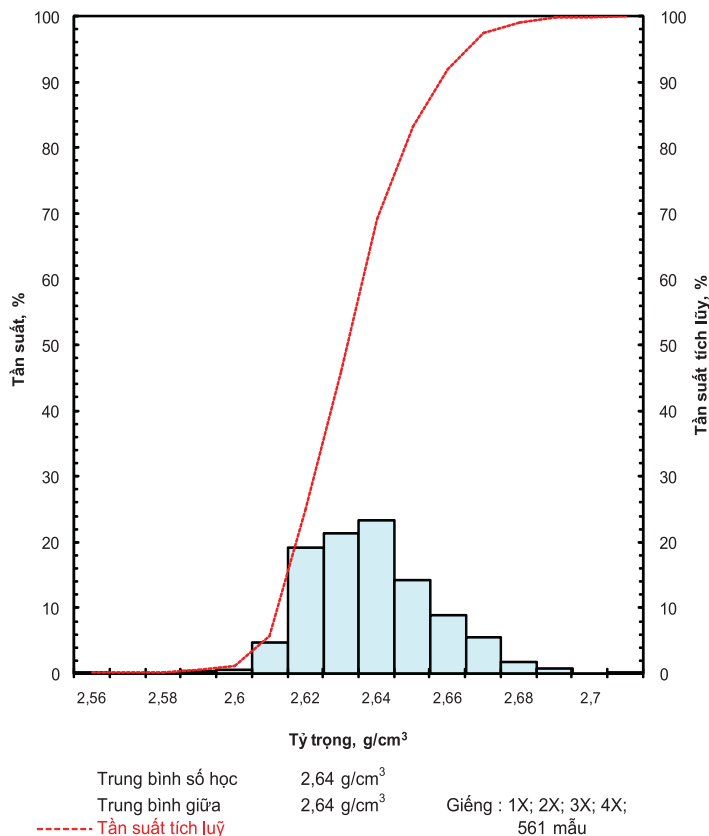
1. Vị trí các khoảng lấy mẫu tại các giếng khoan và khái quát đặc điểm thạch học

Mẫu tập BH5.2.1 có tổng chiều dài 220m, được lấy tại 5 giếng khoan 1X; 2X; 3X; 4X và 5X ở độ sâu từ 2.680 - 3.020m. Theo tài liệu địa vật lý giếng khoan, tầng chứa BH5.2.1 là tập cát kết dày xen kẽ với những phân lớp mỏng sét - bột kết. Kết quả phân tích lát mỏng thạch học cho thấy cát kết phần lớn là lithic arkose và arkose, cát kết dạng feldspathic greywacke hiếm khi xuất hiện. Nhìn chung, cát kết của phụ tập trầm tích này tương đối sạch với một lượng chất trám (matrix) nhỏ. Tuy nhiên, đôi khi sét nền xuất hiện khá nhiều trong một vài mẫu (feldspathic greywacke). Thành phần chất trám chủ yếu là sét và một ít là vật chất hữu cơ.

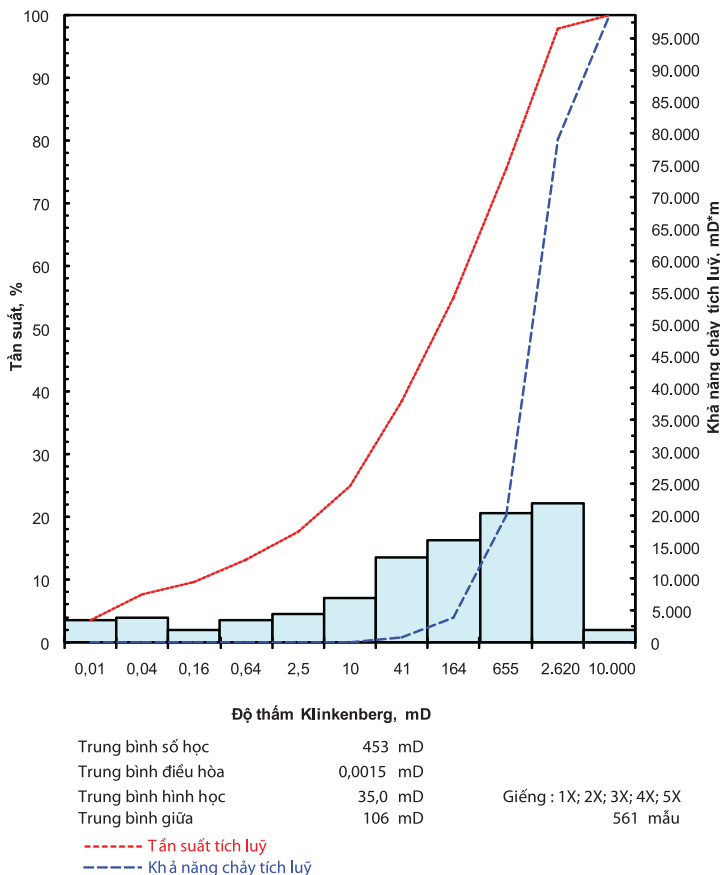
Cát kết có độ hạt từ rất mịn đến rất thô và trong đó cỡ hạt chiếm ưu thế là trung bình và thô, độ chọn lọc chủ yếu là trung bình đến trung bình tốt. Hạt đa phần có hình bán góc cạnh và bán tròn cạnh đến tròn cạnh. Độ nén ép của cát kết ở mức độ trung bình yếu với đa phần là tiếp xúc hạt kiểu điểm và đường. Thành phần khoáng vật tạo đá chủ yếu là thạch anh (khoảng 35%) và



Hình 1. Biểu đồ độ rỗng



Hình 2. Biểu đồ tỷ trọng



Hình 3. Biểu đồ độ thấm

một lượng nhỏ feldspar với phần lớn là k-feldspar (khoảng 15 - 20%) và plagioclase (khoảng 5%). Thành phần mảnh đá rất phong phú với chủ yếu là granite và volcanic, những mảnh đá khác như schist, chert và quartzite hiện diện với tỷ lệ nhỏ hơn.

Khoáng thứ sinh chiếm một lượng trung bình đến cao, chủ yếu là kaolinite, quartz với một lượng ít pyrite, đôi khi gặp albite, zeolite và calcite. Khoáng vật sét chủ yếu là sét kaolinite với lượng nhỏ hơn chlorite và illite. Hỗn hợp sét illite-smectite chiếm một lượng nhỏ hơn nhiều, smectite thì ít xuất hiện trong phụ tập trầm tích này.

2. Tổng hợp và đánh giá các kết quả phân tích mẫu lõi

2.1. Độ rỗng và tỷ trọng hạt

Độ rỗng thể hiện khả năng chứa chất lưu của đất đá và là thông số quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Độ rỗng của mẫu lấy từ các giếng khoan trên được đo bằng phương pháp nén khí heli dựa trên định luật Boyle [9].

Độ rỗng trung bình là 19,1%, chủ yếu tập trung trong khoảng 17 - 25% và độ rỗng < 17% chỉ chiếm 18,4% (Hình 1). Theo kết quả phân tích từ các giếng khoan cho thấy tập BH5.2.1 có độ rỗng cao, tỷ trọng trung bình là 2,64g/cm³ và tập trung chủ yếu trong khoảng 2,62 - 2,66g/cm³ (Hình 2).

2.2. Độ thấm

Độ thấm tuyệt đối của mẫu được đo bằng thiết bị CMS-300 ở điều kiện nén hông (NOB) theo phương pháp dòng chảy của khí không ổn định và được xác định dựa trên định luật Forchheimer.

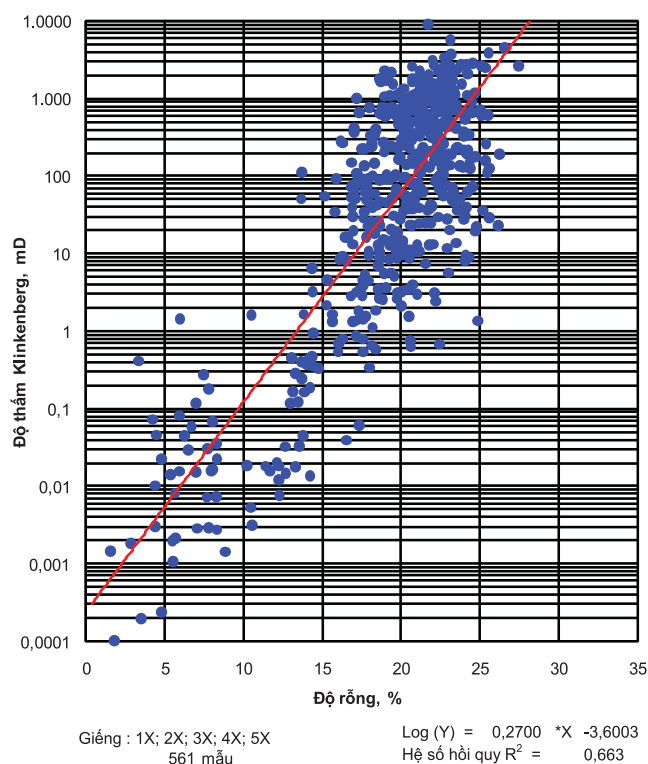
Độ thấm trung bình của tập là 453mD (Hình 3); quan hệ rỗng - thấm (Hình 4) như sau:

$$\text{Log}(K) = 0,2700 * \phi - 3,6003$$

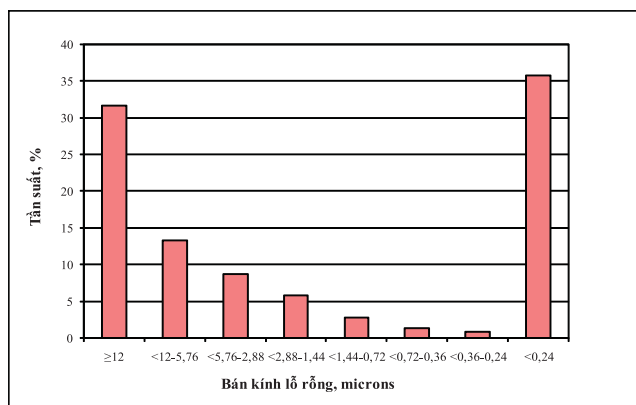
Quan hệ này được dùng để tính độ thấm tại những điểm khác nhau trong vỉa khi biết độ rỗng.

2.3. Độ bão hòa nước

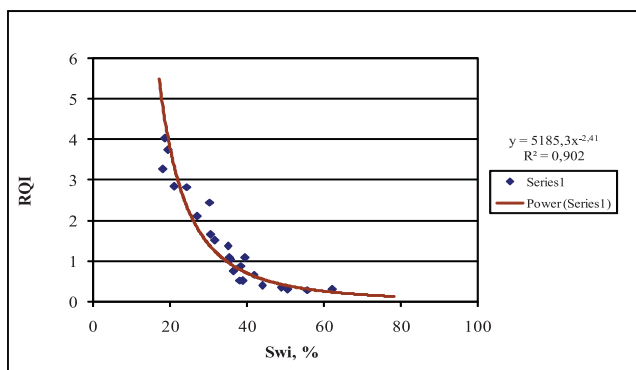
Độ bão hòa nước của mẫu nghiền cứu được đo bằng phương pháp Dean-Stark [9]. Trong đó, điều quan trọng đối với việc xác định độ bão hòa bằng các phương pháp trực tiếp là lấy mẫu từ



Hình 4. Quan hệ độ rỗng - độ thấm

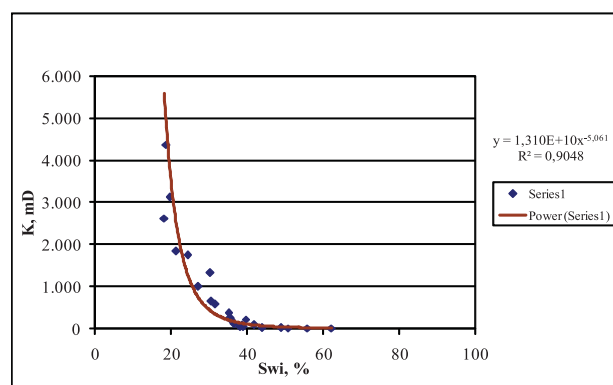


Hình 5. Biểu đồ phân bố kích thước lỗ rỗng

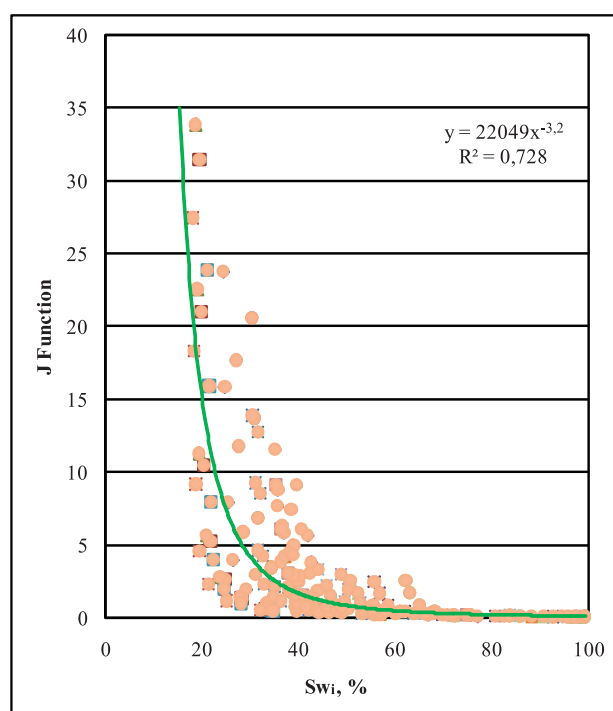


Hình 6. Biểu đồ quan hệ giữa RQI-Swi

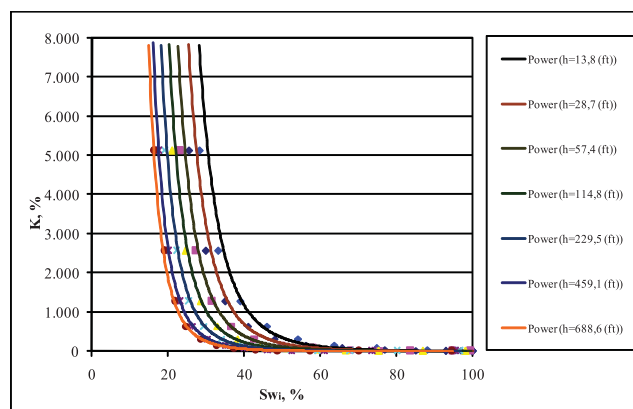
giếng khoan và bảo quản chúng ở trạng thái bão hòa nguyên thủy. Trên thực tế cho thấy tại các giếng khoan sử dụng dung dịch khoan gốc nước có ảnh hưởng nhiều



Hình 7. Biểu đồ quan hệ giữa K với Swi



Hình 8. Quan hệ hàm J-Function với Swi



Hình 9. Quan hệ giữa độ thấm và độ bão hòa nước dư theo chiều cao ranh giới dầu - nước

đến độ bão hòa nước ban đầu của mẫu đá. Trạng thái bão hòa nước ban đầu của mẫu được bảo tồn tốt nhất khi mẫu được khoan bằng dung dịch gốc dầu.

Theo tính toán, độ bão hòa nước trung bình tại giếng khoan 1X là 51,8% và giếng khoan 2X là 54,7%. Kết quả phân tích mẫu được thể hiện trong Bảng 1. Ngoài cách đo trực tiếp trên mẫu, độ bão hòa nước còn được xác định gián tiếp thông qua quan hệ áp suất mao dẫn - độ bão hòa nước hoặc từ các đường cong địa vật lý giếng khoan.

2.4. Khả năng trao đổi cation

Xác định lượng trao đổi cation (CEC) đối với mẫu của vùng nghiên cứu được tiến hành bằng phương pháp hóa ẩm và được tính theo công thức sau:

$$CEC = \frac{100 \cdot Q_v \cdot \phi}{\rho_g \cdot (1 - \phi)} \Rightarrow Q_v = \frac{CEC \cdot \rho_g \cdot (1 - \phi)}{100 \cdot \phi}$$

Trong đó:

CEC: Lượng trao đổi cation của mẫu, meq/100g;

Q_v : Lượng % trao đổi cation của sét, meq/ml;

ϕ : Độ rỗng, pdv;

ρ_g : Tỷ trọng của mẫu, g/cm³.

Kết quả phân tích CEC được trình bày trong Bảng 2 và được sử dụng để hiệu chỉnh độ dẫn của sét trong việc xác định các thông số đo điện.

2.5. Các thông số đo điện

2.5.1. Hệ số thành hệ (tham số độ rỗng) được xác định theo công thức sau:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Trong đó:

R_o : Điện trở suất của mẫu bão hòa 100% nước thành hệ, Ω m;

R_w : Điện trở suất của nước thành hệ, Ω m;

a : Hệ số môi trường;

m : Hệ số gắn kết xi măng.

2.5.2. Hệ số tăng điện trở được xác định theo công thức sau:

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$

Trong đó:

R_t : Điện trở suất của mẫu khi bão hòa một phần nước thành hệ, Ω m;

S_w : Độ bão hòa nước, pdv;

n : Hệ số bão hòa.

Các thông số đo điện được hiệu chỉnh độ dẫn của sét

dựa vào các giá trị Q_v (mục 2.4) và được thể hiện trong Bảng 3.

2.6. Áp suất mao dẫn (P_c)

Áp suất mao dẫn của các tập nghiên cứu được xác định bằng phương pháp màng bán thấm tại điều kiện phòng thí nghiệm theo công thức sau:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r}$$

Trong đó:

P_c : Áp suất mao dẫn, dynes/cm²;

σ : Sức căng bề mặt, dynes/cm;

θ : Góc dính ướt, độ;

r : Bán kính lỗ rỗng, cm.

Theo phương pháp như trên, 23 mẫu tập BH5.2.1 đã được chọn và xác định độ bão hòa nước tại các cấp áp suất: 0,12 - 6,0 bar. Số liệu áp suất mao dẫn được thể hiện trong Bảng 4. Kết quả đo áp suất mao dẫn được sử dụng để tính các thông số trong phần 3.

3. Tính toán các thông số phục vụ cho việc khai thác, đánh giá tính chất vỉa và xác định độ bão hòa nước dư của vỉa (S_{wi})

3.1. Xác định kích thước lỗ rỗng

Bán kính lỗ rỗng của các kênh dẫn được tính:

$$r = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{P_c}$$

Bán kính kênh rỗng phân bố từ nhỏ hơn 0,24 micron đến lớn hơn 12 micron. Theo Hình 5, sự phân bố kích thước lỗ rỗng tập trung chủ yếu trong hai khoảng: (1) từ 2,88 micron đến > 12 micron và (2) dưới 0,24 micron. Sự phân bố kích thước lỗ rỗng kết hợp với tính chất dính ướt của đá là vấn đề cần phải nghiên cứu, đánh giá để tìm biện pháp tối ưu tác dụng vào vỉa nhằm tăng cường khả năng thu hồi dầu của mỏ.

3.2. Xác định độ bão hòa nước dư thông qua việc lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa với độ bão hòa nước dư và quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư

Chỉ số chất lượng vỉa (RQI) được định nghĩa như sau:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

Trong đó:

K : Độ thấm;

ϕ : Độ rỗng.

Bảng 1. Kết quả phân tích mẫu

Mẫu số	Độ sâu, m	Độ rỗng %	Tỷ trọng hạt, g/cm ³	Độ thấm Klinkenberg, mD	Độ bão hòa		Chỉ số chất lượng vỉa (RQI)	Swi* %
					Dầu %	Nước %		
1	2696,60	20,6	2,62	1005	%	54,3	2,195	25,08
2	2696,90	20,9	2,62	1075	14,1	45,3	2,249	24,82
3	2697,22	21,4	2,62	1528	14,3	48,5	2,654	23,18
4	2697,60	21,5	2,63	1754	16,4	40,2	2,834	22,55
5	2697,90	19,4	2,63	1466	12,9	43,7	2,727	22,92
6	2698,22	21,3	2,62	1580	24,9	36,4	2,706	22,99
7	2698,53	14,1	2,64	0,425	23,2	47,7		
8	2698,81	22,3	2,64	360	7,8	59,1	1,260	31,57
9	2699,06	10,5	2,65	1,57	5,0	75,9	0,122	83,24
10	2699,28	1,6	2,67	0,0014	2,5	82,3		
11	2699,70	20,0	2,65	172	13,9	52,4	0,923	35,93
12	2700,00	21,1	2,64	325	14,2	46,3	1,231	31,87
13	2700,30	20,0	2,63	299	14,4	53,6	1,212	32,08
14	2700,60	20,6	2,62	759	17,3	39,3	1,904	26,60
15	2700,90	20,2	2,63	740	28,0	35,3	1,899	26,63
16	2701,20	21,9	2,62	3124	21,7	40,3	3,747	20,09
17	2701,53	20,6	2,62	1038	18,4	30,3	2,227	24,93
18	2701,80	20,9	2,63	815	22,3	38,3	1,960	26,28
19	2702,10	22,2	2,62	840	20,1	40,1	1,932	26,44
20	2702,42	22,6	2,63	810	19,9	39,8	1,880	26,74
21	2702,59	23,4	2,62	1074	28,2	32,7	2,128	25,40
22	2702,86	22,8	2,62	155	22,2	50,2	0,819	37,75
23	2703,18	25,5	2,62	3707	16,7	38,3	3,786	20,00
24	2703,61	17,9	2,68	70,4	22,1	47,5	0,623	42,28
25	2703,96	20,8	2,64	176	20,8	41,7	0,913	36,08
26	2704,26	17,2	2,63	79,1	25,6	43,1	0,673	40,95
27	2704,60	18,0	2,63	336	23,2	35,4	1,356	30,62
28	2704,88	19,9	2,62	997	18,8	40,9	2,221	24,95
29	2705,20	19,5	2,62	745	16,4	43,0	1,941	26,39
30	2705,49	21,6	2,62	1148	22,4	38,6	2,292	24,63
31	2705,77	20,1	2,62	248	14,1	47,8	1,104	33,35
32	2706,10	21,7	2,62	963	16,9	40,8	2,094	25,57
33	2706,40	21,3	2,63	790	16,4	44,4	1,911	26,56
34	2706,53	22,0	2,63	879	19,9	43,5	1,987	26,13
35	2706,83	24,5	2,62	852	23,7	42,1	1,854	26,90
36	2707,10	21,4	2,65	123	19,7	44,6	0,753	39,08
37	2708,06	20,8	2,65	174	28,8	41,6	0,906	36,19

Swi*: Độ bão hòa nước dư tính theo quan hệ RQI-Swi

Lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa (RQI) với độ bão hòa nước dư (Swi) (Hình 6) và quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư (Hình 7). Cả hai đường quan hệ này đều có hệ số hồi quy rất tốt ($R^2 > 0,9$) và có thể dùng để tính độ bão hòa nước dư cho các điểm độ sâu khác nhau trong vỉa. Để có quan hệ toàn diện hơn với vỉa, ta

dùng quan hệ RQI-Swi để tính độ bão hòa nước dư cho các mẫu (Bảng 1).

$$RQI = 5185,3 * S_{wi}^{-2,4108}$$

Kết quả từ hàm quan hệ cho thấy độ bão hòa nước dư trung bình đo trực tiếp trên mẫu cao hơn so với kết quả

Bảng 2. Kết quả tính toán sử dụng phương trình Waxman-Smith-Thomas cho giếng 1X và 2X

Giếng khoan	Mẫu số	Độ sâu m	Khả năng trao đổi Cation meq/100g	Tỷ trọng hạt g/cm ³	Tại điều kiện áp suất nén hông				
					Độ rỗng %	FF	FF*	m	m*
1X	1	2702,70	0,69	2,63	21,5	15,71	16,37	1,79	1,82
	2	2706,30	0,63	2,62	21,9	15,11	15,67	1,79	1,81
	3	2707,40	0,70	2,63	26,6	11,60	11,98	1,85	1,87
	4	2709,10	1,81	2,63	17,7	26,11	29,80	1,89	1,96
	5	2709,70	1,72	2,64	25,2	13,93	15,13	1,91	1,97
	6	2815,35	1,00	2,63	21,9	16,77	17,78	1,85	1,89
	7	2819,75	1,23	2,63	13,7	35,47	40,09	1,80	1,86
	8	2823,43	1,03	2,63	20,1	19,17	20,49	1,84	1,88
	9	2829,70	1,20	2,63	22,5	16,32	17,46	1,87	1,92
	10	2836,13	1,18	2,65	20,1	18,34	19,79	1,82	1,86
2X	1	2850,49	1,35	2,64	22,6	13,27	14,30	1,74	1,79
	2	2859,34	2,31	2,65	21,8	14,32	16,34	1,75	1,83
	3	2864,03	1,27	2,62	23,6	13,39	14,31	1,79	1,84
	4	2867,03	1,08	2,62	24,2	11,51	12,17	1,72	1,76
	5	2872,90	2,01	2,63	19,8	19,73	22,44	1,84	1,92
	6	2874,95	1,65	2,65	17,1	26,00	29,53	1,85	1,92

Bảng 3. Giá trị trung bình các thông số m, m*, n, n* tại các giếng khoan

Giếng khoan	m	m*	n	n*
1X	1,84	1,89	1,81	1,91
2X	1,78	1,84	1,83	1,97
3X	1,86		2,02	
Trung bình	1,83	1,87	1,89	1,94

Bảng 4. Độ bão hòa nước theo các cấp áp suất mao dẫn

Giếng khoan	Mẫu số	Độ sâu m	Tại điều kiện áp suất nén hông		Áp suất, bar							
			Độ thấm Klinkenberg mD	Độ rỗng %	0	0,12	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	6,0
1X	1	2702,70	1754	21,5	100,0	39,6	33,5	29,2	26,4	25,4	24,8	24,3
	2	2706,30	3124	21,9	100,0	33,2	28,2	24,7	21,8	20,4	19,9	19,5
	3	2707,40	4376	26,6	100,0	33,1	27,8	23,8	20,8	19,3	19,0	18,7
	4	2709,10	15,7	17,7	100,0	92,8	80,7	69,7	62,0	58,5	56,8	55,7
	5	2709,70	589	25,2	100,0	53,1	45,3	39,3	35,0	32,6	32,0	31,6
	6	2815,35	1330	21,9	100,0	49,0	43,1	38,5	34,3	31,6	30,8	30,3
	7	2819,75	109	13,7	100,0	72,2	60,0	50,3	43,0	39,9	38,9	38,5
	8	2823,43	387	20,1	100,0	55,7	48,0	41,9	38,1	36,4	35,6	35,0
	9	2829,70	1010	22,5	100,0	44,2	39,3	34,8	31,0	28,5	27,6	27,1
	10	2836,13	92,4	20,1	100,0	76,9	66,8	55,2	47,3	43,9	42,6	41,7
2X	1	2850,49	1852	22,6	100,0	34,7	28,1	24,7	22,4	21,9	21,5	21,2
	2	2859,34	126	21,8	100,0	88,3	56,8	45,9	39,5	37,8	37,0	36,6
	3	2864,03	652	23,6	100,0	63,9	42,1	36,4	32,8	31,6	31,0	30,5
	4	2867,03	2623	24,2	100,0	32,1	25,1	21,4	19,5	18,8	18,4	18,1
	5	2872,90	18,2	19,8	100,0	99,1	85,8	75,4	68,1	65,0	63,1	62,1
	6	2874,95	49,5	17,1	100,0	99,2	57,0	46,4	41,6	39,6	38,7	38,1
3X	1	2941,63	229	19,1	100,0	70,8	60,6	53,2	46,6	42,3	40,6	39,5
	2	2950,68	55,0	20,4	100,0	94,5	72,0	56,1	47,1	42,8	40,4	38,9
	3	2952,87	213	19,2	100,0	75,4	56,8	49,0	42,5	39,0	37,0	35,7
	4	2953,83	257	21,4	100,0	74,7	53,5	45,8	40,9	37,9	36,4	35,4
	5	2954,64	19,6	21,2	100,0	97,6	90,8	72,0	61,0	55,4	52,3	50,6
	6	2961,06	26,4	21,1	100,0	97,2	82,5	67,7	57,9	52,8	50,3	48,8
	7	2962,79	26,9	17,2	100,0	95,7	83,7	66,1	55,3	49,6	45,8	44,0

tính toán từ hàm quan hệ đến trên 10% (Bảng 1). Điều này phù hợp với kết luận của Kenedy, Van Meter và Jones [16].

3.3. Quan hệ tính chất của đá với chất lưu theo hàm J-Function

Thực tế thí nghiệm xác định áp suất mao dẫn chỉ được tiến hành trên từng mẫu nhỏ, chúng là các phần cực kỳ nhỏ của vỉa, vậy việc kết hợp các thông số mao dẫn cho từng loại đá chứa là một vấn đề cần thiết.

Phương pháp này lần đầu tiên được công bố bởi Leverett [10] và hàm quan hệ gọi chung là hàm J-Function đã được sử dụng:

$$J_{(sw)} = \frac{P_c}{\delta} \cdot \left(\frac{K}{\phi} \right)^{1/2}$$

Trong đó:

P_c : Áp suất mao dẫn, dynes/cm²;

K : Độ thấm, cm²;

δ : Sức căng bề mặt, dynes/cm;

ϕ : Độ rỗng, p.dv.

Tập hợp các kết quả phân tích đã được tính toán theo công thức trên với giá trị sức căng bề mặt $\delta = 72$ dynes/cm. Từ kết quả thu được, hàm J-Function đã được lập, có hệ số hồi quy ($R^2 = 0,728$) được thể hiện trên Hình 8. Từ quan hệ này ta có thể xác định độ bão hòa nước dư một cách tương đối tại mọi vị trí của đá chứa so với mặt ranh giới dầu nước khi biết giá trị độ rỗng và độ thấm.

So sánh các quan hệ giữa RQI, độ thấm và hàm J-Function với độ bão hòa nước dư cho thấy các quan hệ trong mục 3.2 có hệ số hồi quy tốt hơn. Do vậy, các quan hệ trong mục 3.2 đã được sử dụng cho việc xác định độ bão hòa nước dư cho các mẫu.

3.4. Xây dựng quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu - nước

Thí nghiệm đo áp suất mao dẫn được tiến hành đối với hệ khí - nước, để áp dụng đối với vỉa trong thực tế nếu là hệ dầu - nước thì trước hết cần phải chuyển đổi áp suất mao dẫn theo thí nghiệm sang điều kiện thực tế theo công thức sau [11-15]:

$$(P_c)_R = \frac{\delta_R \cdot \cos \theta}{\delta_L \cdot \cos \theta} \cdot (P_c)_L$$

Trong đó:

$(P_c)_R$: Áp suất mao dẫn ở điều kiện vỉa, psi;

δ_R, δ_L : Sức căng bề mặt giữa các chất lưu ở điều kiện vỉa và điều kiện phòng thí nghiệm, dynes/cm;

$(P_c)_L$: Áp suất mao dẫn đo trong phòng thí nghiệm, psi.

Mặt khác, dựa trên cơ sở xác định độ bão hòa dư khi mẫu bị đặt một áp suất mao dẫn bằng hay lớn hơn hiệu áp suất giữa một cột nước và một cột dầu có chiều cao h bằng khoảng cách từ ranh giới dầu - nước đến điểm lấy mẫu tương ứng. Trong suốt quá trình địa chất lâu dài của mỏ, sự tồn tại song song của nước và dầu nên có thể giả định rằng giữa chúng tồn tại sự cân bằng lực mao dẫn, nghĩa là:

$$P_c = \frac{h \cdot (\rho_n - \rho_d)}{144}$$

Từ đó có thể tính:

$$h = \frac{P_c \cdot 144}{(\rho_n - \rho_d)}$$

Trong đó:

P_c : Áp suất mao dẫn, psi;

h : Chiều cao so với mặt ranh giới dầu - nước, ft;

ρ_n, ρ_d : Tỷ trọng của nước và của dầu, lb/cft.

Do không có số liệu đo ở điều kiện vỉa nên các mối quan hệ được xây dựng ở điều kiện phòng thí nghiệm. Nếu các giá trị sức căng bề mặt của hệ khí - nước $\delta_L = 72$ dynes/cm, sức căng bề mặt của hệ dầu - nước $\delta_R = 48$ dynes/cm và tỷ trọng của nước và của dầu bằng 62,428 lb/cft và 51,815 lb/cft thì mối quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu nước đã được xây dựng như trên Hình 9. Các mối quan hệ có mức độ hồi quy tốt ($R^2 > 0,9$) có thể dùng để xác định độ bão hòa nước dư của vỉa theo độ thấm tại các vị trí so với ranh giới dầu - nước.

4. Kết luận

- Tập BH5.2.1, Trà Tân trên có độ thấm tốt, quan hệ độ rỗng - độ thấm tại điều kiện vỉa ở mức độ gần kết trung bình. Tính chất thấm chứa của vỉa rất tốt. Đá chứa có tới gần 50% kênh dẫn có bán kính $> 5,8$ micron, là đặc điểm rất thuận lợi cho việc khai thác lưu thể nằm trong cấu tạo này.

$$\log(K) = 0,2700 \cdot \phi - 3,6003$$

- Độ bão hòa nước dư là một thông số vô cùng quan trọng trong khai thác dầu khí, được xác định trực tiếp từ mẫu hoặc gián tiếp từ tài liệu địa vật lý giếng khoan kết hợp với các thông số đo điện trong phòng thí nghiệm.

- Trên thực tế, có thể lập được một loạt các mối quan hệ giữa các thông số với độ bão hòa nước dư (như mục 3).

Từ đó lựa chọn quan hệ nào có hệ số hồi quy tốt nhất, gần nhất để tính độ bão hòa nước dư. Độ bão hòa nước dư có quan hệ tốt với RQI nên hàm tương quan này được sử dụng để xác định độ bão hòa nước dư cho các điểm khác trong tập.

$$RQI = 5185,3 * S_{wi}^{-2,4108}$$

- Có thể sử dụng quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo các chiều cao so với ranh giới dầu - nước để xác định độ bão hòa nước dư tại các vị trí khác nhau trong vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis Report*. VPI-Labs. 2/2007.
2. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis Report*. VPI-Labs. 1/2009.
3. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis*, VPI-Labs. 5/2006.
4. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Sample Analysis Report*, VPI-Labs. 6/2007.
5. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis*, VPI-Labs. 11/2006.
6. *Advanced rock properties report*. Core Lab Indonesia.
7. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Advanced rock properties report*, VPI-Labs. 6/2006.
8. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Advanced rock properties report*, VPI-Labs. 4/2007.
9. Cao Văn Đạo, Nguyễn Thanh Tuyến. *Hoàn thiện quy trình phân tích - thí nghiệm các chỉ tiêu hiện có của Trung tâm Phân tích Thí nghiệm*. 9/2011.
10. Leverett, M.C., L.L. *Capillary behaviour in porous solids*, Trans. AIME. 1941.
11. James W. Amyx, Daniel M. Bass, JR. Robert L. Whiting. *Petroleum reservoir engineering*.
12. Michael Holmes. *Capillary pressure and relative permeability petrophysical reservoir models*. Digital Formation, Inc. Denver, Colorado, USA. May 2002.
13. Y.Salimi Delshad, E.Kazemzadeh, A.Moradzadeh. *Combination of capillary pressure and hydraulic flow units for estimation of irreducible water saturation in carbonate hydrocarbon reservoir*.
14. O.Torsaeter, M.Abrahi. *Experimental reservoir engineering laboratory workbook*. January 2003.
15. A course in "The fundamentals of core analysis". Core Laboratories, INC.
16. H.T.Kennedy, O.E.Van Meter, R.G.Jones. *Saturation determination of rotary cores*. Petroleum Engineering. 1954.

Evaluation of the characteristics of sequence BH5.2.1, upper Tra Tan, Block A, Cuu Long basin based on core analysis data

Nguyen Van Hieu and Nguyen Hong Minh
Vietnam Petroleum Institute

Geological and hydrodynamic modeling of reservoirs and reserve estimation are essential in petroleum exploration and production. The reliability of reservoir models depends mostly on the accuracy of input data, which can be taken from core and fluid analysis. Core analysis provides precise data on reservoir properties that are measured directly on core samples gathered from the wells. The results are also used to calibrate with well logging data to determine rock properties in uncored intervals and to build a general scene of the reservoir. From that, an optimised production and EOR plan can be proposed. This article focuses on evaluating porosity - permeability characteristics of sequence BH5.2.1 based on core analyses, which include porosity, Klinkenberg permeability at net overburden condition, grain density, cation exchange capacity, electrical properties and capillary pressure [1-8], performed at the Analysis Laboratory Centre of the Vietnam Petroleum Institute.

GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ NÂNG CAO THU HỒI DẦU CÁC MỎ NGOÀI KHƠI

ThS. Trương Đức Trọng, TS. Hoàng Thịnh Nhân
Đại học Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên biển bắt đầu phát triển từ những năm 1950 và ngày càng trở nên sôi động với sự tham gia mạnh mẽ của các công ty dầu khí hàng đầu thế giới. Tính đến năm 2010, trữ lượng các vùng khai thác dầu mỏ ngoài khơi đạt khoảng 650 tỷ thùng dầu quy đổi (Gboe), chiếm 20% tổng trữ lượng dầu mỏ đã được xác minh [1]. Tuy nhiên, thăm dò, khai thác dầu khí trên biển đòi hỏi công nghệ rất phức tạp, trong đó quá trình khai thác, đưa dầu lên hệ thống xử lý và phân tách chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố như: độ sâu mực nước biển, tính chất của lưu chất (độ nhớt, tỷ trọng, thành phần tạp chất) và của vỉa chứa (nhiệt độ, áp suất...). Bài báo này giới thiệu công nghệ hút và xử lý ngầm (Subsea Boosting and Processing - SBP), một hướng đi mới đang được nghiên cứu và phát triển ứng dụng để nâng cao hiệu quả khai thác, qua đó giúp nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ ngoài khơi, đặc biệt đối với các mỏ dầu có tỷ trọng dầu cao và/hoặc áp suất vỉa thấp.

1. Giới thiệu công nghệ SBP

SBP là tổ hợp công nghệ phân tách hỗn hợp dầu khí, bơm đa pha và nén khí trên bề mặt đáy biển. Dòng sản phẩm sau khi qua hệ thống SBP được đưa lên giàn thu gom xử lý trung tâm (host platform) hoặc có thể đưa thẳng trực tiếp về bờ thông qua hệ thống đường ống. Đây là một công nghệ mới, đã và đang được áp dụng cho một số dự án lớn trên thế giới, như mỏ Marlim (Brazil) của Petrobras, mỏ Tordis (Na Uy) của Statoil, mỏ Pazflor (Angola) của Total, mỏ Perdido (vịnh Mexico) của Shell. Một số tên tuổi lớn các nhà cung cấp công nghệ SBP phải kể đến FMC Technologies, Cameron, ABB Vetco Gray, Aker Kvaerner Subsea, Schlumberger và Baker Hughes. Ưu điểm rõ rệt nhất khi sử dụng công nghệ SBP là giảm chi phí mua thiết bị xử lý và nén khí trên hệ thống xử lý nổi, tăng hệ số thu hồi dầu, tăng sản lượng khai thác [5]. Xét trên khía cạnh thu hồi dầu tăng cường (improved oil recovery - IOR), SBP là một trong những phương pháp đầy triển vọng trong tương lai và theo đánh giá của Tạp chí Offshore Technology, đến năm 2015, ngành công nghiệp subsea sẽ có giá trị 43,4 tỷ USD trong đó SBP là công nghệ triển vọng đầy tiềm năng nhất [6].

Công nghệ SBP gồm 3 nhóm thiết bị chính: Bơm tăng áp ngầm (subsea pumping units - SPU), thiết bị xử lý ngầm (subsea separation units - SSU) và thiết bị nén khí ngầm (subsea compression units - SCU). Trong đó, SCU còn đang trong giai đoạn phát triển phôi thai và hiện nay chưa có dự án nào trên thế giới áp dụng phương pháp này. Tuy nhiên, kế hoạch phát triển SCU vẫn đang được

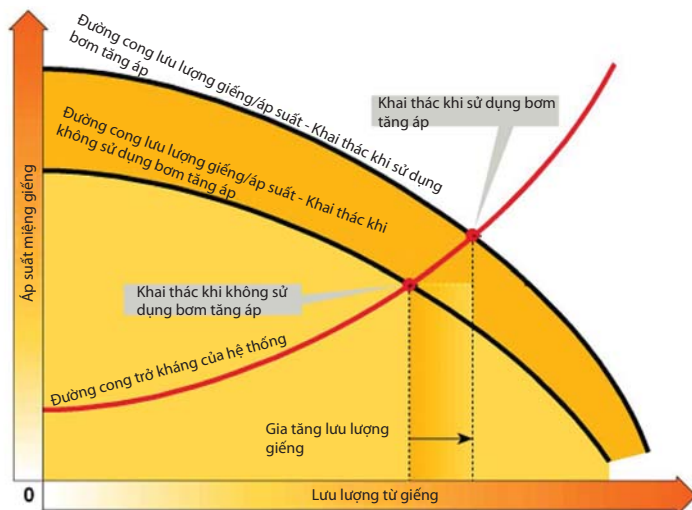
triển khai, với dự án thí điểm tại mỏ Ormen Lange (Biển Bắc) của Statoil với hy vọng khí sẽ được nén tại đáy biển và đẩy trực tiếp vào bờ cách đó 120km vào năm 2015 [6]. Do đó hiện nay SPU và SSU là những thiết bị chủ yếu cho công nghệ SBP. Tùy vào điều kiện của mỏ cũng như đặc tính của hỗn hợp dầu - khí - nước mà người ta xem xét việc lắp đặt SPU hoặc SSU.

1.1. Bơm tăng áp ngầm - SPU

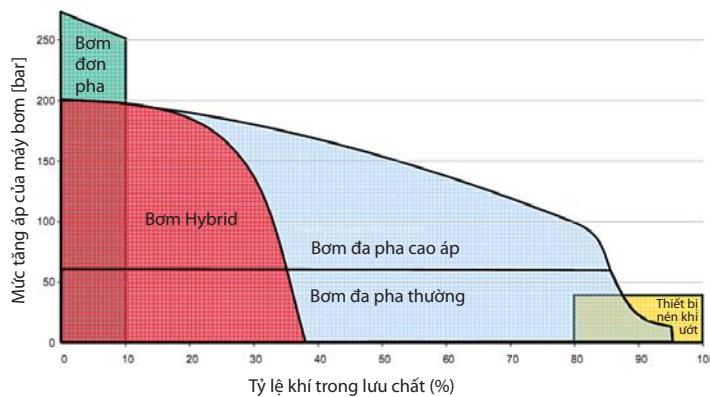
Năm 1992 đánh dấu việc sử dụng SPU cho mỏ Prezioso (Italia) nhằm bù đắp tổn hao áp suất nhanh trong quá trình khai thác, tăng áp suất để đẩy dầu lên thiết bị nổi bề mặt, tuy nhiên dự án chỉ mới mang tính chất thử nghiệm, chưa đáp ứng được các yêu cầu về thương mại [7]. Từ đó đến nay, rất nhiều dự án tăng cường hệ số thu hồi dầu sử dụng SPU đã được triển khai như dự án BP ETAP, Topacio, Ceiba, BP Schiehallion, Tordis... [6].

Dựa theo giản đồ áp suất - lưu lượng (Hình 1), có thể thấy trong trường hợp lắp đặt SPU, đường cong áp suất - lưu lượng sẽ dịch chuyển lên phía trên do hỗn hợp dầu khí được cung cấp một lượng áp suất đủ lớn. Đường cong này giao với đường cong hệ thống (đặc trưng cho từng giếng) tại đầu thì đó chính là sản lượng mới sau khi lắp đặt SPU [8].

Về cơ chế hoạt động, SPU tương tự như các hệ thống bơm dầu hoặc nước khác, hỗn hợp chất lỏng sẽ nhận được năng lượng từ máy bơm và di chuyển từ đáy biển lên hệ thống xử lý trung tâm trên bề mặt. Tuy nhiên, hỗn hợp chất lỏng từ miệng giếng lên là hỗn hợp chưa qua xử



Hình 1. Biểu đồ áp suất và lưu lượng dòng chảy từ giếng



Hình 2. Miền ứng dụng của các loại bơm tăng áp ngầm

lý, gồm nhiều tạp chất và nhiều pha, do đó cần phải có thiết kế đặc biệt để hạn chế ăn mòn, mài mòn và gia tăng tuổi thọ của máy bơm khi làm việc dưới điều kiện nhiệt độ và áp suất biến thiên lớn. Về chức năng, bơm tăng áp ngầm có ba loại chính: bơm đơn pha (single phase pump - SPP), bơm đa pha (multi phase pump - MPP) và bơm hybrid. Trong bơm đa pha MPP có bơm đa pha cao áp (high boost MPP) có thể tạo được áp suất lớn gấp 4 lần so với MPP thường. Hình 2 thể hiện ứng dụng của từng loại bơm cho từng điều kiện thành phần tỷ lệ khí trong lưu chất (gas volume fraction - GVF) và áp suất cần thiết [9].

Hình 2 cho thấy, bơm SPP có thể tạo ra áp suất cao nhất (tối đa lên đến trên 250 bar), tuy nhiên GVF chỉ giới hạn dưới mức 10%. Bơm MPP thường hoạt động trong miền 0 - 95% GVF và tạo ra áp suất khoảng trên dưới 50 bar. Bơm đa pha cao áp (màu xanh nhạt), có thể tạo ra áp suất tới 200 bar, tuy nhiên bị giới hạn hoạt động trong khoảng 20 - 95%. Bơm Hybrid có thể hoạt động tốt trong miền 0 - 38% GVF và tạo ra áp suất tối đa tương đương với đa pha cao áp. Thiết bị nén khí ướt (wet gas compressor - WGC) (phần màu vàng) thuộc về công nghệ SCU.

Trong thiết kế bơm đa pha thường và đa pha cao áp, có hai thiết kế chủ yếu là: thiết kế ruột gà đôi (twin-screw pump - TSP) và thiết kế trục xoắn

Bảng 1. So sánh giữa bơm TSP và bơm HAP [10]

Loại máy bơm (Nguyên lý)	Thiết kế ruột gà đôi (Dòng chảy tịnh tiến)	Thiết kế trục xoắn (Dòng chảy dọc trục)
Nhà cung cấp	1. Bornemann: chủ yếu cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi, có 2 dự án lắp đặt subsea (2005, 2007); 2. Leistritz: chủ yếu cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi, có 1 dự án lắp đặt subsea (2010); 3. GE Oil & Gas: cung cấp thiết bị subsea; 4. Flowserve: cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi.	1. Framo: chủ yếu cung cấp thiết bị subsea và cả trên bờ và ngoài khơi, đã có 15 dự án lắp đặt subsea; 2. Sulzer: cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi.
Hệ số thể tích khí (GVF) tối đa	100% (khi kết hợp cùng với hệ thống tái sử dụng lưu chất) ¹	100% (khi kết hợp cùng với thiết bị lọc hoặc thiết bị khuấy) ²
Áp suất tạo ra	Tối đa 100 bar (1.450psi) ¹	Tối đa 200 bar (~ 2.900psi), thay đổi theo GVF và điều kiện hút ²
Công suất	Tối đa 1.200.000 thùng/ngày ¹	Tối đa 450.000 thùng/ngày ²
Áp suất tối thiểu tại đầu hút	Áp suất khí quyển ¹	40psi ²
Độ nhớt lưu chất	Mức thấp: 0,55cp (đã kiểm chứng) ⁴ Mức cao: chưa xác định	Mức thấp: 2cp (đã kiểm chứng) ³ Mức cao: 4.000cp (đã kiểm chứng) ³
Áp suất làm việc	5.000psi ⁵	15.000psi ³
Thiết kế lắp đặt	Lắp đặt ngang (thiết kế lắp đặt đứng đang trong quá trình phát triển)	Lắp đặt đứng (subsea) hoặc lắp đặt ngang (trên giàn)

Ghi chú: ¹ Theo Bornemann (<http://www.bornemann.com/multiphase-boosting-technology>); ² Theo niên giám của Framo; ³ Theo Framo (<http://www.framoeng.no/page/207/framo-multiphase-pump-hx>); ⁴ Theo Saadawi and Al Olama (2003); ⁵ Theo Davis và nnk (2009)

(helico-axial pump - HAP). Ngoài ra còn có bơm ly tâm điện ngầm (electrical submersible pump - ESP), tuy nhiên do khả năng hạn chế của loại bơm này khi bơm hỗn hợp dầu có tỷ trọng cao, người ta thường phải xử lý hỗn hợp dầu trước khi đưa qua ESP. Ứng dụng của ESP sẽ được mô tả tại mục 1.2. Do đó với mục đích bơm tăng áp ngầm, người ta chủ yếu sử dụng TSP và HAP. Cả hai thiết kế này đều có thể xử lý lưu chất với GVF biến thiên lớn (từ 0 - 95%, tối đa đến 100%). Bảng 1 thể hiện sự so sánh giữa hai loại thiết kế cho bơm đa pha tăng áp ngầm theo một số tiêu chí chính.

Từ kết quả so sánh cho thấy công suất hoạt động của TSP hơn hẳn HAP (1.200.000 thùng/ngày so với 450.000 thùng/ngày), song với các tiêu chí khác (độ nhớt của dầu

có thể xử lý, áp suất chênh lệch tối đa) thì HAP vượt trội hơn TSP. Với mục đích khai thác ngầm thì HAP được áp dụng nhiều hơn TSP do khả năng vận hành tốt hơn và đã được kiểm chứng qua nhiều dự án. Nhà sản xuất HAP lớn nhất là Framo Engineering đã và đang phát triển hệ thống bơm tăng áp ngầm tích hợp thêm chức năng đo đặc kiểm soát lưu lượng lưu chất từ các giếng, gọi là framo dual pump station - FDS công suất vượt trội so với HAP bình thường. Hình 3 minh họa sơ đồ lắp đặt một FDS cho một mỏ đang khai thác.

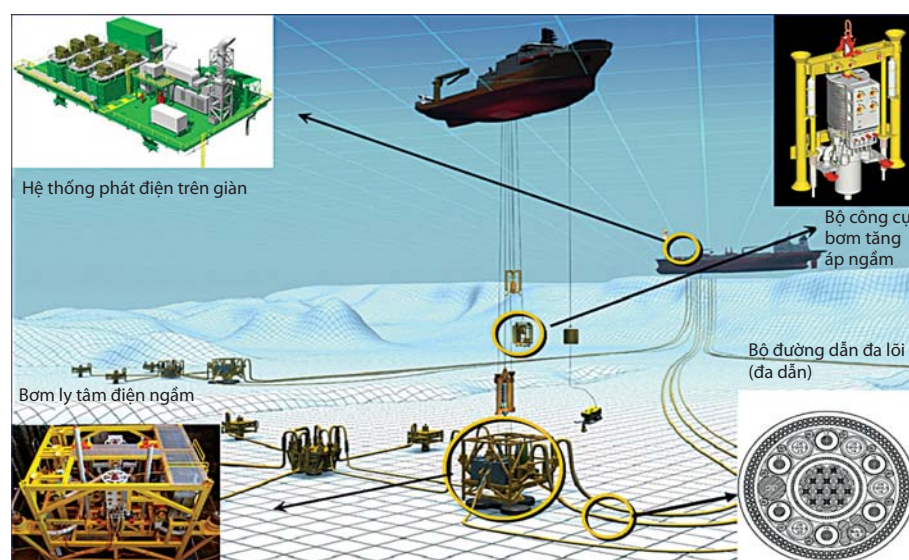
Theo Hình 3, FDS trông giống như một cụm phân dòng ngầm, có chức năng tiếp nhận lưu chất từ các giếng, đo đặc lưu lượng và xác định các tính chất của lưu chất, bơm ngược lên thiết bị xử lý nổi trên bề mặt biển. Phương

thức lắp đặt FDS, kết nối thiết bị với hệ thống đường ống và khai thác ngầm, cách thức lắp đặt chế độ theo dõi và kiểm soát FDS không nằm trong phạm vi bài viết này.

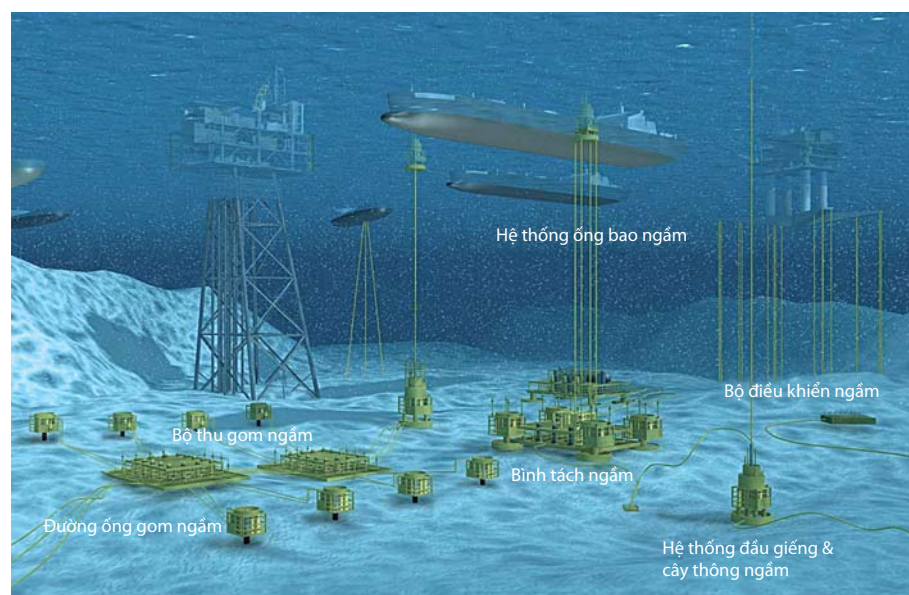
Bơm hybrid là sự cải tiến công nghệ, kết hợp hai kiểu thiết kế TSP và HAP, để đáp ứng một số yêu cầu khai thác đặc biệt (áp suất cần tạo ra cao, độ nhớt của dầu cao, GVF lớn) đã được tiến hành lắp đặt cho mỏ Pazfor (Angola) của Total [11].

1.2. Thiết bị xử lý ngầm - SSU

Thiết bị xử lý ngầm hay thiết bị phân tách ngầm - SSU có chức năng tách hỗn hợp dầu khí đa pha thành các pha riêng biệt. Về cơ chế hoạt động, SSU tương tự như các thiết bị phân tách trên các hệ thống xử lý nổi, hỗn hợp dầu khí được phân tách trong thiết bị dựa trên nguyên lý phân tách bằng trọng lực. Do các SSU được lắp dưới đáy biển, vì vậy hệ thống xả khí để đốt như trên mặt biển là không có. Ngoài ra, phân tách hỗn hợp dầu khí dưới đáy biển chỉ có thể phân tách hai pha thay vì ba pha như trên mặt biển, đó là: phân tách pha lỏng và pha khí (liquid/gas SSU) và phân tách



Hình 3. Sơ đồ lắp đặt bơm tăng áp ngầm [8]



Hình 4. Sơ đồ lắp đặt hệ thống SSU [12]

nước và dầu (oil/water SSU). Hình 4 minh họa sơ đồ lắp đặt thiết bị SSU.

1.3. Phân tách pha lỏng và pha khí

Khí sau khi được tách sẽ được đưa thẳng lên giàn xử lý trung tâm qua một lỗ thông và hệ thống ống dẫn bằng phương pháp tự nhiên do bản thân khí sau khi tách này tồn tại năng lượng bên trong nó (Hình 5). Hỗn hợp chất lỏng sau khi tách sẽ bao gồm dầu và nước sẽ được đẩy lên bởi một bơm điện ly tâm ngầm (electrical submersible pump - ESP). Như thiết kế trong hình, bơm ESP được thiết kế đặt trong thiết bị phân tách đứng (vertical annular subsea separation) có nhiệm vụ bơm hỗn hợp dầu và nước qua một đường ống riêng. Ngoài thiết kế va đập và phân tách bằng trọng lực, trong một số trường hợp, người ta lắp đặt thêm một số thiết bị nhằm làm tăng khả năng phân tách hỗn hợp lưu chất như lắp hydrocyclone để loại bỏ cát, thiết kế các đường xoắn ốc bên trong SSU để tăng khả năng tách khí và chất lỏng.

Trong thiết kế bình phân tách pha lỏng và pha khí, thường áp dụng định luật Stoke để tính toán vận tốc lắng của chất lỏng trong hỗn hợp lưu chất [14]:

$$V_l = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot D}{3 \cdot C_D} \cdot \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right)} \quad (\text{Eq-1})$$

Trong đó:

V_l : Vận tốc lắng của giọt chất lỏng (m/s);

g : Gia tốc trọng trường (9,81 m/s²);

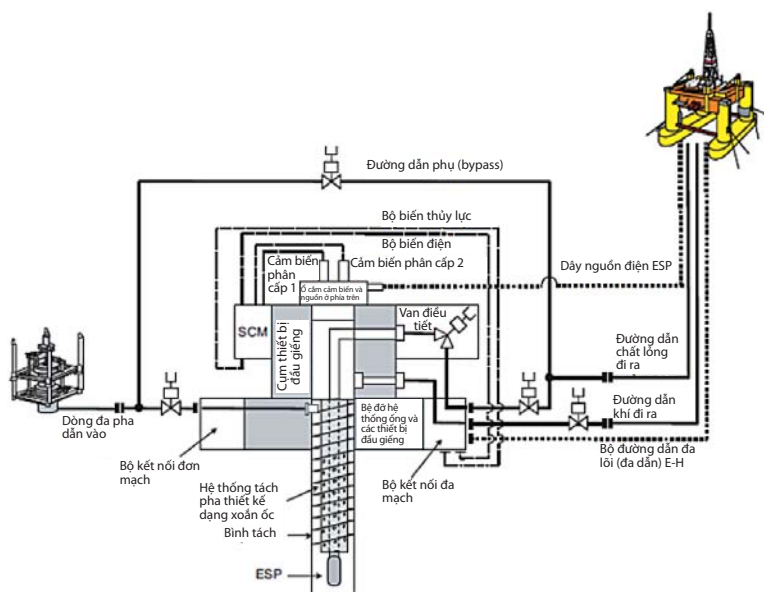
D : Đường kính của giọt chất lỏng (m);

C_D : Hệ số kéo;

ρ_l : Tỷ trọng của chất lỏng (g/l);

ρ_g : Tỷ trọng của khí (g/l).

Vận tốc lắng càng cao, thời gian để pha khí tách khỏi pha lỏng càng nhanh. Theo phương trình Eq-1, có thể thấy đường kính của giọt chất lỏng càng lớn hoặc hệ số kéo càng thấp thì vận tốc lắng sẽ càng lớn. Để đạt được đường kính tối ưu của chất lỏng trước khi tách khỏi hỗn hợp lưu chất và lắng xuống đáy bình phân tách, có thể thiết kế thêm một số bộ phận bên trong bình phân tách như thiết kế tấm tích tụ - coalescing plate nhằm tích tụ các giọt nhỏ thành giọt lớn [14]. Hệ số kéo C_D phụ thuộc vào hệ số Reynold được tính theo công thức sau:



Hình 5. Sơ đồ vận hành hệ thống SSU kết hợp bơm ESP [13]

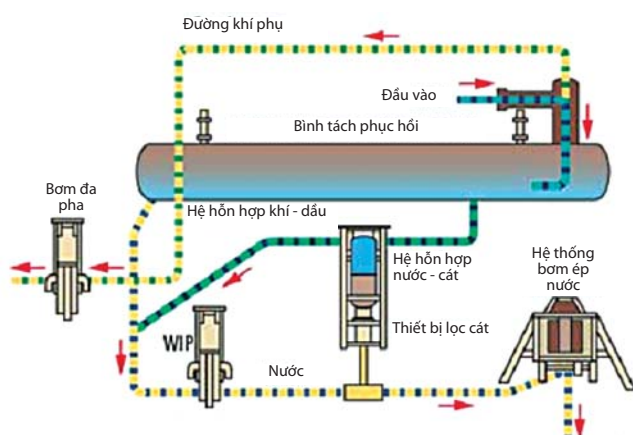
$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \quad (\text{Eq-2})$$

Hệ số Reynold tỷ lệ nghịch với độ nhớt của lưu chất. Vì thế, hỗn hợp lưu chất càng nhớt thì hệ số kéo càng lớn, tốc độ lắng của chất lỏng càng giảm.

Việc lắp đặt các Liquid/Gas SSU mà tiêu biểu là VASP tăng đáng kể hiệu suất thu hồi dầu, như tại mỏ Marimba (Brazil), trước và sau khi lắp đặt VASP, sản lượng khai thác dầu tăng từ 35.000 thùng/ngày lên 44.000 thùng/ngày, tăng khoảng 25,7% [13]. Đặc biệt, trước khi lắp đặt VASP, để đạt được sản lượng 35.000 thùng/ngày cần phải áp dụng phương pháp bơm ép khí, nhưng sau khi lắp đặt VASP, sản lượng đạt 44.000 thùng/ngày mà không cần sử dụng phương pháp bơm ép khí.

1.4. Phân tách dầu và nước

Thiết bị phân tách dầu và nước cho phép tách nước ra khỏi hỗn hợp dầu và khí. Hỗn hợp dầu và khí sẽ tiếp tục được đẩy lên để xử lý tiếp trên mặt biển bằng một bơm đa pha ngầm. Việc kết hợp sử dụng giữa thiết bị phân tách và thiết bị dùng cho mục đích bơm đang là xu hướng của thế giới khi áp dụng công nghệ SBP. Bằng cách kết hợp này, hiệu suất thu hồi dầu sẽ được tăng lên đáng kể về mặt lý thuyết. Nước sau khi tách có thể được dùng để bơm ép vỉa nếu đạt chất lượng theo yêu cầu bơm ép của từng vỉa. Hỗn hợp dầu và khí sẽ được bơm lên giàn xử lý để phân tách tiếp. Lúc này, thiết bị phân tách trên giàn trung tâm sẽ đơn giản hơn do chỉ yêu cầu phân tách hai pha, từ đó dẫn đến tiết kiệm chi phí của dự án. Hình 6 mô tả hệ thống phân tách ngầm hai pha nước và dầu.



Hình 6. Sơ đồ mô tả hệ thống phân tách ngậm pha dầu và nước [12]

Công nghệ kết hợp này đang được sử dụng ngày một nhiều và cho kết quả rất khả quan. Sau khi áp dụng công nghệ SBP, dự kiến mỏ Tyrihans (Na Uy) của Statoil - Hydro sẽ tăng sản lượng khai thác lên 10%; mỏ King (vịnh Mexico) của BP sẽ tăng sản lượng khai thác lên 20% và hệ suất thu hồi tăng 7%; mỏ Tordis (Biển Bắc) của Statoil sẽ tăng hệ số thu hồi từ 49% lên 55%.

Đối với thiết kế SSU để tách dầu và nước, ngoài kích thước, kiểu dáng, thiết bị bên trong... thì tốc độ lắng của nước so với dầu rất được quan tâm, thông thường được tính theo công thức [15]:

$$V_w = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot D}{3 \cdot C_D} \cdot \left(\frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o} \right)} \quad (\text{Eq-3})$$

Trong đó:

V_w : Vận tốc lắng của nước vỉa (m/s);

g : Gia tốc trọng trường (9,81m/s²);

D : Đường kính của giọt nước (m);

C_D : Hệ số kéo;

ρ_w : Tỷ trọng của nước vỉa (g/l);

ρ_o : Tỷ trọng của dầu (g/l).

Hệ số kéo C_D tính toán dựa theo công thức Eq-2 nhưng đơn giản hơn [14]:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (\text{Eq-4})$$

2. Ứng dụng công nghệ SBP

Bảng 2 tóm tắt thông tin một số mỏ tiêu biểu trên thế giới đã và đang áp dụng một phần hoặc toàn bộ công nghệ SBP. Việc ứng dụng giải pháp công nghệ này đã đem lại những kết quả cụ thể như: giảm chi phí CAPEX và OPEX, tăng sản lượng khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, tăng đảm bảo dòng chảy và độ bền hệ thống khai thác và vận chuyển ngầm.

Công nghệ SBP được xem là một giải pháp giúp nâng cao thu hồi dầu cho các mỏ ngoài khơi đang khai thác (sản lượng khai thác sụt giảm, mức độ ngập nước tăng, hệ thống nổi hạn chế) cũng như cho phép phát triển các mỏ mới (dầu có tỷ trọng cao, áp suất thấp, hydrate khí). Đối với Việt Nam, công tác thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi hiện nay đang gặp một số thách thức: áp suất vỉa trong khoảng trung bình và thấp, gây khó khăn trong việc đưa sản phẩm khai thác lên hệ thống xử lý nổi; nhiệt độ lưu chất thấp, làm cho khả năng hydrate khí tăng, gây bít đường ống dẫn lưu chất từ miệng giếng lên hệ thống xử lý và đường ống vận chuyển; sự xâm thực của nước sau một thời gian khai thác; sự sụt giảm áp suất đáy giếng sau một thời gian khai thác. Do đó, công nghệ SBP là một trong những hướng đi mới giúp giải quyết các vấn đề kỹ thuật trên trong quá trình khai thác dầu khí biển, cho phép nâng cao hệ số thu hồi dầu, gia tăng sản lượng khai thác cũng như hiệu quả đầu tư, tận thu nguồn tài nguyên quý giá trong lòng đất.

Tuy nhiên, khi nghiên cứu ứng dụng công nghệ SBP cho từng dự án cụ thể cần cân nhắc các vấn đề sau:

- Độ tin cậy của các thiết bị SBP: do SBP đặt dưới đáy biển và vận hành tự động, khả năng kiểm soát từ bờ hay từ trên giàn xử lý, cũng như việc bảo trì sẽ bị hạn chế.

Bảng 2. Các mỏ trên thế giới áp dụng công nghệ SBP trong khai thác

Dự án/Địa điểm	Chủ đầu tư	Độ sâu nước (m)	°API	Công nghệ	Kết quả
Pazflor/Anglola	Total	800	17 - 22	SBP	First oil 2011
Marlim/Brazil	Petrobras	900	19,6	VASP + ESP	Tăng sản lượng từ 35.000blpd lên 44.000blpd
Tordis/Na Uy	Statoil	200	19	SBP	Thu hồi tăng 35MMbbl, RF tăng từ 49% lên 55%
Perdido/vịnh Mexico	Shell	2.438	22	SBP	Lắp đặt 2010
BC-10/Brazil	Shell	2.100	16 - 24	SBP	Lắp đặt 2009
Marimba/Brazil	Petrobras	400	20 - 30	VASP + ESP	N/A

- Điện năng cần thiết để vận hành hệ thống SBP là rất lớn. Trong một số dự án, do hạn chế về nguồn điện năng có thể cung cấp cho máy bơm (2,5MW) mà người ta phải cải tiến bơm đa pha tăng áp ngầm thường thành bơm hybrid để đáp ứng yêu cầu.

- Lựa chọn hệ thống SBP phù hợp (theo công suất, kích thước, khả năng xử lý cát) để tối ưu hiệu quả đầu tư.

Tài liệu tham khảo

1. *Offshore hydrocarbons*. <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2012>
2. Pham Thanh Liem. *Exploration and production activities in 2006 - 2010, plan for 2011 - 2015 and strategy for future upstream activities*. Deep water conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.
3. Mads Hjelmeland. *Framo engineering - subsea processing system*. Deep water conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.
4. Nikhil Chaube. *FMC technologies - subsea separation*. Deep water Conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.
5. *Subsea boosting and processing developments*. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-70/issue-50/subsea/subsea-boosting-and.html>
6. *The subsea processing promise*. <http://www.offshore-technology.com/features/feature1412>.
7. *VetcoGray integrated subsea systems*. http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/VetcoGray%20integrated%20subsea%20systems.pdf.
8. *Framo subsea technologies*. http://www.ncesubsea.no/publish_files/Framo_NCE_Presentation.pdf.
9. *Subsea pumps*. <http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/22993/Nils%20Arne%20S%C3%B8lvik.pdf>.
10. *Comparison of multiphase pumping technologies for subsea and downhole applications*. http://www.spe.org/ogf/print/archives/2012/02/02_12_16_146784.pdf.
11. *Hybrid pump, a new type of pump for the Pazflor deep sea project*. <http://www.utc.no/content/download/830/5042/version/5/file/1+Pierre>.
12. *Subsea separation and processing of oil, gas and produced water*. http://www.forum.rice.edu/wp-content/uploads/2011/06/011312RT_Prescott.pdf.
13. John Preddy. *Engineering of subsea production systems*. 2012.
14. *Surface production operation, Volume I, 2nd edition*. Ken Arnold and Maurice Steward - Gulf Publishing Company. 1999.
15. *Terminal Velocity*. http://en.wikipedia.org/wiki/Terminal_velocity.

Subsea boosting and processing technology, a solution for enhancing oil recovery of offshore fields

Truong Duc Trong, Hoang Thanh Nhan
Petrovietnam University

Summary

Offshore exploration and production activities have been boomed since the 1950s and increasingly developed with the active participation of the world's leading oil and gas companies. According to statistics by 2010, offshore production regions represented nearly 650 billion barrels of oil equivalent (Gboe), accounting for 20% of known remaining global oil reserves [1]. Nevertheless, offshore production requires complex technologies as a result of water depth, fluid characteristics (viscosity, density, and impurities) and reservoir conditions (temperature, pressure, etc.) involved. This article introduces Subsea Boosting and Processing (SBP) technology, a new development which has been researched and tested with the aim of enhancing oil recovery of offshore fields, especially fields with high density oil and/or low pressure reservoir.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO VÀ ỨNG DỤNG XÚC TÁC ĐA MAO QUẢN THỂ HỆ MỚI VÀO QUÁ TRÌNH CRACKING CẶN DẦU THU NHIÊN LIỆU

PGS. TS. Nguyễn Khánh Diệu Hồng

Đại học Bách khoa Hà Nội

ThS. Hoàng Linh Lan

Viện Dầu khí Việt Nam

KS. Ngô Minh Tú

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Cặn dầu sinh ra trong quá trình tồn chứa, bảo quản, thường bám dính chặt vào bề mặt bồn bể chứa. Ước tính hệ số phát sinh cặn dầu cho một tấn dầu mỏ vào khoảng 7kg/tấn. Với thành phần phức tạp nhưng chủ yếu vẫn là các hydrocarbon hoặc dẫn xuất hydrocarbon mạch dài, cặn dầu hoàn toàn có thể được xử lý sâu trong quá trình cracking để tạo thành nhiên liệu. Do vậy, việc nghiên cứu chế tạo và ứng dụng xúc tác đa mao quản thể hệ mới vào quá trình cracking cặn dầu thu nhiên liệu vừa góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế, vừa giảm thiểu ảnh hưởng tới môi trường. Trong bài báo này, nhóm tác giả đã tổng hợp được xúc tác đa mao quản thể hệ mới trên cơ sở Al_2O_3 , zeolite HY, zeolite Meso-HY, zeolite Meso-HZSM-5; khảo sát quá trình cracking cặn dầu trên các loại xúc tác đa mao quản khác nhau và tìm được xúc tác tốt nhất cho phản ứng cracking cặn dầu thải để thu tối đa nhiên liệu lỏng.

1. Giới thiệu

Xúc tác cho quá trình cracking vẫn là các hệ dị thể có tính acid mạnh. Tuy nhiên, do trong thành phần cặn dầu có rất nhiều tác nhân gây giảm hoạt tính hay ngộ độc xúc tác như: nhựa, asphaltene, kim loại nặng, lưu huỳnh... Nếu xử lý trước nguyên liệu để tách các thành phần này thì quá tốn kém, nên xúc tác cho quá trình cracking cặn dầu phải là loại xúc tác vừa có hoạt tính cao, vừa bền trong các điều kiện có nhiều chất có khả năng ức chế hoạt động xúc tác [3, 4, 7, 8]... Xúc tác đa mao quản mà nhóm tác giả đã nghiên cứu có đầy đủ các tính chất trên do trong thành phần xúc tác có các thành phần và vai trò chính như sau:

- Các hợp phần có mao quản trung bình và mao quản lớn như $\gamma-Al_2O_3$, hay các zeolite có mao quản trung bình như: meso-HY, meso-HZSM-5. Các hợp phần này có cấu trúc mao quản rộng và thông thoáng, phù hợp với kích thước các phân tử cồng kềnh trong cặn dầu, lại có tính acid nên sẽ thúc đẩy tốt quá trình cracking sơ cấp tạo ra các sản phẩm mạch ngắn hơn;

- Các hợp phần có các vi mao quản như: HY, meso-HY, meso-ZSM-5, phù hợp cho quá trình cracking thứ cấp để tạo ra các sản phẩm cuối cùng. Các hợp phần vi mao quản có tính acid mạnh nên khả năng cracking sâu kết hợp với các mao quản nhỏ nên có xu hướng tạo nhiều khí nếu sử dụng hàm lượng lớn. Do đó, nhóm nghiên cứu đã tìm ra hàm lượng các hợp phần cần thiết cho quá trình cracking;

- Các hợp phần cấu thành xúc tác đều có độ bền nhiệt, thủy nhiệt lớn nên hoàn toàn đáp ứng được các điều kiện phản ứng của quá trình cracking pha lỏng.

2. Thực nghiệm

2.1. Tổng hợp $\gamma-Al_2O_3$

Mẫu $\gamma-Al_2O_3$ được tổng hợp bằng phương pháp kết tủa sử dụng nguyên liệu là hydroxide nhôm Tân Bình, NaOH, H_2SO_4 , H_2O_2 . Quá trình điều chế qua các bước tạo muối aluminate, oxy hóa bằng H_2O_2 để thu dung dịch aluminate sạch rồi trung hòa bằng acid sulfuric tạo ra boehmite, tiếp đến là quá trình nung để tạo $\gamma-Al_2O_3$.

2.2. Tổng hợp HY

Chuẩn bị gel với thành phần: $2NaOH: 1 Al_2O_3: 7,5 SiO_2: 4,7 DHy: 248 H_2O$ bằng cách hòa tan hoàn toàn NaOH tinh thể trong H_2O , sau đó thêm từ từ bột $Al(OH)_3$ (hoặc $AlOOH$) vào, khuấy đều trong vòng 30 - 60 phút. Sau đó, cho dung dịch DHy vào, khuấy đều thu được dung dịch 1. Đổ từ từ dung dịch 1 vào dung dịch TEOS, khuấy đều trong 30 - 60 phút. Điều chỉnh pH của dung dịch trong khoảng 9 - 13. Sản phẩm được già hóa ở nhiệt độ phòng sau đó kết tinh ở $95^\circ C$. Sản phẩm sau đi kết tinh đem lọc chân không và sấy ở $110^\circ C$, nung tại $550^\circ C$ để loại bỏ chất tạo cấu trúc. Cuối cùng là quá trình trao đổi ion để tạo HY. Các mẫu zeolite Y biến luận dưới đây đều ở dạng HY.

2.3. Tổng hợp HY có mao quản trung bình (Meso-HY)

Thành phần gel trước khi thêm CTAB: $0,078 \text{ Na}_2\text{O}$; $5,44 \text{ SiO}_2$; $1 \text{ Al}_2\text{O}_3$; $4,7 (\text{TMA})_2\text{O}$; $248 \text{ H}_2\text{O}$ [10,11].

Meso-HY được tổng hợp theo phương pháp kết tinh thủy nhiệt, sử dụng nguồn Si là Ludox và TEOS, nguồn nhôm là boehmite, chất tạo cấu trúc là TMAOH. Các hóa chất được đưa vào với thứ tự và hàm lượng thích hợp để tạo hệ gel. Hệ này được già hóa trong 3 ngày, sau đó kết tinh tạo mầm tinh thể tại 100°C trong 12 giờ.

Mầm tinh thể sẽ được chuyển sang dạng mao quản trung bình bằng cách bổ sung CTAB, sau đó sẽ kết tinh cũng tại 100°C trong 36 giờ. Tinh thể thu được đem sấy khô và nung tại 500°C trong 8 giờ để loại bỏ các chất tạo cấu trúc. Cuối cùng là quá trình trao đổi ion tạo Meso-HY.

2.4. Tổng hợp HZSM-5 dạng mao quản trung bình (Meso-HZSM-5)

Vật liệu được tổng hợp theo phương pháp 1 giai đoạn với 2 chất tạo cấu trúc (TPABr, CTAB) cùng với sự có mặt của PEG 20000. Các bước thực nghiệm được tiến hành như sau:

Cân chính xác lượng CTAB, PEG, NH_4F , NaOH, $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ và TPABr, hòa tan vào nước cất, khuấy liên tục ở nhiệt độ 60°C trong khoảng 30 phút cho tới khi dung dịch trở nên trong suốt, sau đó thêm từ từ TEOS vào và tiếp tục khuấy ở 60°C trong 24 giờ. Thành phần mol của hỗn hợp cuối cùng là: SiO_2 : CTAB: Al_2O_3 : TPABr: NaOH: PEG20000: NH_4F : H_2O = 1: 0,09: 0,0165: 0,126: 0,42: 0,0028: 0,15: 248 [5].

Hỗn hợp sau khi khuấy liên tục trong 24 giờ được chuyển sang autoclave kết tinh thủy nhiệt tại 160°C , thời gian 24 giờ. Các tinh thể được hình thành sau quá trình kết tinh được đem lọc chân không và rửa bằng nước cất tới pH = 7, rồi đem sấy khô trong khoảng thời gian 5 giờ ở 110°C . Mẫu sau khi sấy khô đem đi nung ở 270°C trong 2 giờ và 550°C trong 5 giờ để loại bỏ chất tạo cấu trúc, tạo mao quản trung bình, cuối cùng đem đi trao đổi ion để tạo hệ Meso-HZSM-5 [1, 13, 14].

Tạo hạt xúc tác: Hỗn hợp xúc tác theo tỷ lệ đã định được trộn với 3% chất kết dính K-Sil (thành phần của K-Sil như sau: SiC - 73%; Si_3N_4 - 21%;

SiO_2 - 3%; Al_2O_3 - 2,7%; Fe_2O_3 - 0,3%). Hàm lượng Fe trong K-sil để tạo hạt là khá nhỏ nên khả năng không ảnh hưởng đến hướng phản ứng cracking. Hệ này được nhào trộn đều (có thêm nước đủ để thấm ướt) sau đó sấy khô tại 110°C trong 12 giờ và nung tại 400°C trong 5 giờ. Tiến hành giả xúc tác rồi rây lấy kích thước 0,25 x 0,25mm để sử dụng...

2.5. Cracking cận dầu thu nhiên liệu sử dụng xúc tác đã mao quản

Cho xúc tác và nguyên liệu cận dầu theo tỷ lệ đã định vào thiết bị cracking pha lỏng gián đoạn. Vừa khuấy vừa gia nhiệt hỗn hợp. Nhiệt độ của phản ứng được nâng dần bằng điện trở lắp ở vỏ thiết bị. Nhiệt độ bên ngoài thiết bị và trong hỗn hợp phản ứng được đo bằng các cặp nhiệt điện hiển thị đồng hồ. Nhiệt độ được khống chế bằng rơle nhiệt tự động đóng - ngắt. Các phân tử hydrocarbon sau khi bị cracking, bay hơi lên đỉnh thiết bị, qua sinh hàn, các thành phần nặng hơn được ngưng tụ trong sinh hàn và đi vào bình chứa sản phẩm.

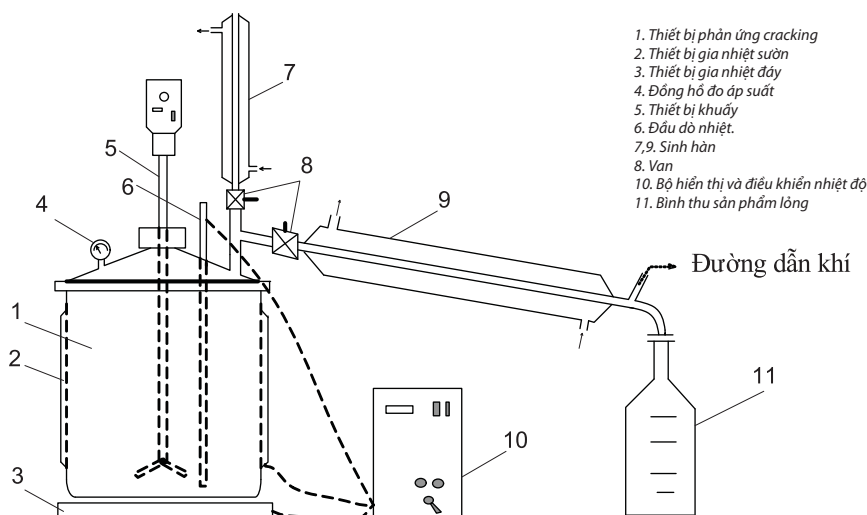
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Tổng hợp g- Al_2O_3 theo phương pháp kết tủa

Các thí nghiệm nghiên cứu cho thấy điều kiện tối ưu để tổng hợp g- Al_2O_3 gồm: nhiệt độ phản ứng: $80 - 85^\circ\text{C}$; độ pH: 8,5 - 9; tốc độ khuấy: 40 - 50 vòng/phút; thời gian già hóa: 2 giờ; nhiệt độ già hóa: $80 - 85^\circ\text{C}$. Boehmite thu được đem nung tại nhiệt độ 500°C trong 5 giờ để thu g- Al_2O_3 .

3.1.1. Xác định pha tinh thể từ giản đồ nhiễu xạ tia X của boehmite

Qua giản đồ XRD ta thấy mẫu Boehmite thu được xuất hiện các pic đặc trưng của boehmite tại các góc 2θ bằng



Hình 1. Sơ đồ thiết bị cracking cận dầu trong pha lỏng gián đoạn

14,4°; 28,2°; 38,4°; 49,2°.... Các pic cao, rõ ràng, đường nền phẳng cho thấy boehmite thu được có độ tinh khiết cao, hàm lượng tinh thể cao (Hình 2).

3.1.2. Xác định pha tinh thể từ giản đồ nhiễu xạ tia X của mẫu g-Al₂O₃

Mẫu g-Al₂O₃ sau khi được nung sẽ đem đi đặc trưng pha tinh thể bởi giản đồ nhiễu xạ tia X để xác định xem mẫu điều chế được có phải là g-Al₂O₃ không. Kết quả cho thấy, sau khi nung tại 500°C, xuất hiện các pic đặc trưng cho g-Al₂O₃, đường nền của vật liệu này khá cao, chứng tỏ g-Al₂O₃ thu được tồn tại chủ yếu ở dạng vô định hình (Hình 3).

3.2. Kết quả tổng hợp zeolite HY

Nhóm tác giả đã tổng hợp được 2 mẫu zeolite Y ký hiệu YT1 và YT2, trong đó mẫu YT1 được tổng hợp bằng phương pháp sử dụng mầm kết tinh và mẫu YT2 được tổng hợp bằng phương pháp không sử dụng mầm (sử dụng chất tạo cấu trúc). Hai loại trên có thành phần gel như Bảng 1.

3.2.1. Kết quả xác định đặc trưng cấu trúc bằng phổ XRD

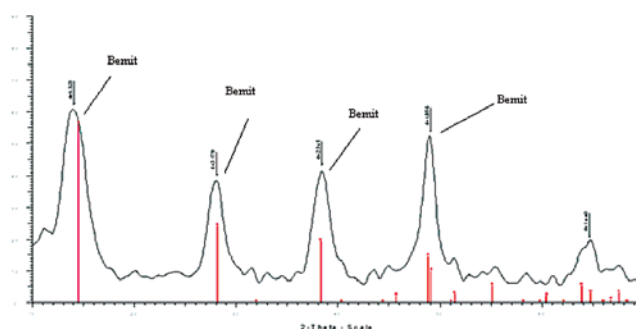
Quan sát kết quả thu được thấy rằng các mẫu zeolite Y tổng hợp được đều xuất hiện các pic đặc trưng của zeolite Y ở các góc 2θ = 6°20, 10°20... (theo *Database of Zeolite Structure*) với cường độ mạnh chứng tỏ các mẫu zeolite tổng hợp được là zeolite Y. Quan sát ban đầu thấy độ rộng các pic đặc trưng của các mẫu khá giống nhau nên độ tinh thể và kích thước hạt tinh thể cũng sẽ tương tự nhau (Hình 4, 5).

Phổ XRD đối với 2 mẫu này cho thấy trên phổ XRD của mẫu YT1, bề rộng của pic đặc trưng ở góc 2θ = 6°20 so với mẫu YT2 lớn hơn. Điều này chứng tỏ mẫu YT1 có kích thước hạt lớn hơn. Để thấy rõ hơn về điều đó đã tiến hành chụp SEM, kết quả đưa ra ở Hình 6.

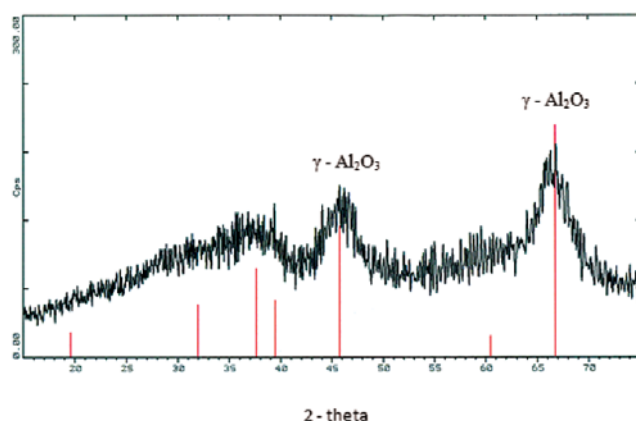
3.2.2. Kết quả xác định cấu trúc bằng phương pháp SEM

Trong Hình 6, ảnh hiển vi điện tử quét (SEM) của mẫu YT1 và YT2 tổng hợp được cho thấy rằng các hạt tinh thể có cấu trúc lập phương phù hợp với cấu trúc tinh thể của zeolite Y. Các tinh thể này có độ tinh thể cao, kích thước đồng đều.

Quan sát trên ảnh hiển vi điện tử quét của các mẫu cho thấy kích thước hạt của YT1 khoảng 300nm và YT2 khoảng 400nm và vẫn còn xuất hiện những cụm vô định hình xung quanh các hạt tinh thể. Từ ảnh SEM cho thấy



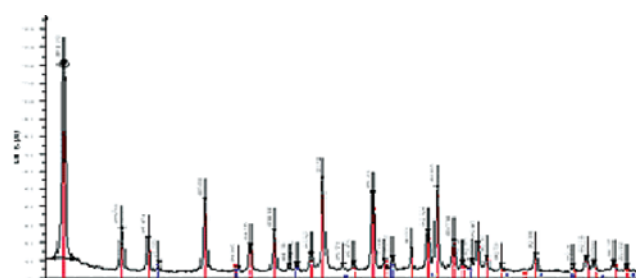
Hình 2. Phổ XRD của mẫu boehmite



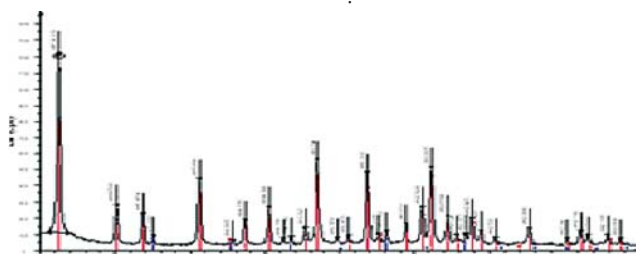
Hình 3. Phổ XRD của g-Al₂O₃

Bảng 1. Thành phần gel ban đầu của các mẫu YT1 và YT2

Mẫu	Thành phần gel ban đầu
YT1	12NaOH : 1 Al ₂ O ₃ : 7,5 SiO ₂ : 218 H ₂ O
YT2	2NaOH : 1 Al ₂ O ₃ : 7,5 SiO ₂ : 248 H ₂ O

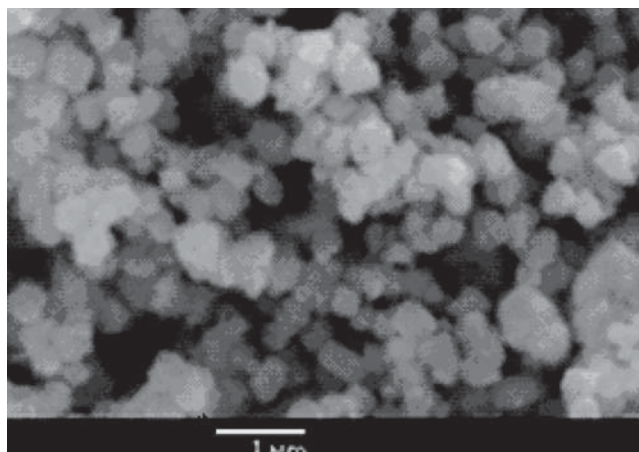


Hình 4. Giản đồ nhiễu xạ tia X của mẫu YT1

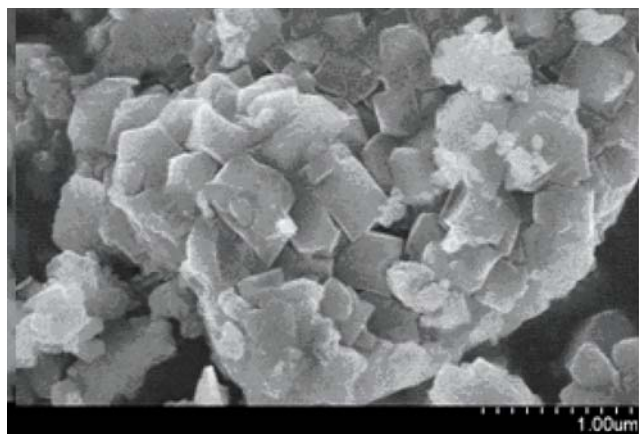


Hình 5. Giản đồ nhiễu xạ tia X của mẫu YT2

kích thước hạt của mẫu YT2 lớn hơn, kết quả này một lần nữa khẳng định kết luận thu được khi quan sát phổ XRD ở trên. Kết quả trên cho thấy phương pháp sử dụng mầm kết tinh, kích thước hạt tinh thể thu được nhỏ hơn.



a. Mẫu YT1



b. Mẫu YT2

Hình 6. Ảnh hiển vi điện tử quét của mẫu zeolite YT1 và YT2 tổng hợp được

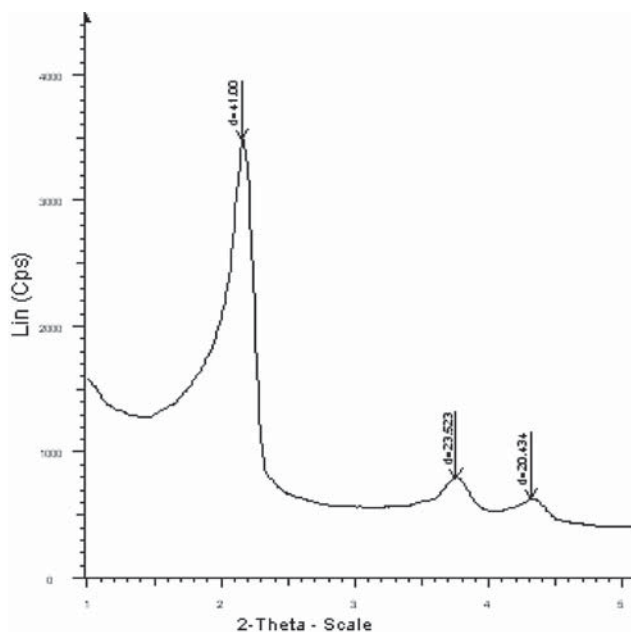
3.3. Kết quả tổng hợp zeolite Meso-HY (MY)

3.3.1. Giản đồ nhiễu xạ tia X góc hẹp (SAXS)

Theo Kresge và các cộng sự, vật liệu có pic đặc trưng ở góc $2\theta = 2,1^\circ$ sẽ có cấu trúc mao quản trung bình. Trong giản đồ (Hình 7), xuất hiện 1 pic có cường độ mạnh ở góc $2\theta = 2,1^\circ$ và 2 pic ở góc $2\theta = 3,8^\circ$ và $2\theta = 4,4^\circ$ tương ứng đặc trưng cho các mặt phản xạ (100), (110) và (200) của cấu trúc mao quản trung bình dạng hexagonal. Các pic thu được có cường độ tương đối lớn, đỉnh pic nhọn và sắc nét chứng tỏ cấu trúc mao quản vật liệu tổng hợp được có độ đồng đều và trật tự cao. Các mầm tinh thể zeolite Y dưới tác dụng của chất hoạt động bề mặt CTAB đã sắp xếp xung quanh các micelle tinh thể lỏng dạng lục lăng và ngưng tụ trong quá trình thủy nhiệt tạo ra cấu trúc mao quản trung bình rất trật tự.

3.3.2. Giản đồ nhiễu xạ tia X góc lớn

Kết quả phổ XRD đã xuất hiện các pic đặc trưng cho tinh thể zeolite Y tại các góc $2\theta = 6^\circ 20', 10^\circ 20', 11^\circ 85', 15^\circ 6'$,



Hình 7. Giản đồ nhiễu xạ tia X góc hẹp của vật liệu MY

$20^\circ 28'$... [2] đã chứng minh sự tồn tại của tinh thể zeolite Y trong mẫu tổng hợp. Các pic thu được có đỉnh pic nhọn và sắc nét, đường nền vô định hình thấp chứng tỏ zeolite Y thu được có độ tinh thể cao. Kết quả tính toán từ phổ XRD cho thấy tinh thể zeolite Y thu được có thông số mạng $a_0 = 24,99 \text{ \AA}$, kết tinh ở dạng cubic, độ trùng lặp đạt 97,51%. So sánh với phổ XRD của mẫu zeolite Y thương mại chuẩn của Mỹ ta thấy chân các pic trên phổ XRD của mẫu MY có độ rộng lớn hơn. Điều này cho thấy tinh thể zeolite Y trong mẫu tổng hợp có kích thước nhỏ hơn so với tinh thể zeolite Y trong mẫu chuẩn (Hình 8, 9).

3.3.3. Ảnh hiển vi điện tử quét của mẫu Meso-HY

Ảnh hiển vi điện tử quét cho thấy các tinh thể zeolite Meso-HY thu được có kích thước nhỏ và khá đồng đều (Hình 10). Sử dụng vạch chia ở thang đo 500nm quan sát thấy đã tạo ra các tinh thể zeolite Y có kích thước $< 100 \text{ nm}$ là kích thước tinh thể của zeolite Nano-Y, như vậy nhận xét về kích thước tinh thể tạo ra sẽ nhỏ khi độ rộng của chân pic lớn từ phổ XRD là chính xác. Từ ảnh hiển vi điện tử quét khẳng định được thành phần vật liệu MY tổng hợp được có chứa các tinh thể zeolite Nano-Y với kích thước nhỏ hơn 100nm. Điều này cho thấy đã có sự tái kết tinh các tiền chất chứa zeolite Y trong chất tạo cấu trúc TMAOH. Chất tạo cấu trúc TMAOH đã liên kết các vi tinh thể Y lại với nhau, tạo ra một khối lớn chứa vô số các hạt nhỏ và một hệ thống các mao quản trung bình nằm giữa các hạt nhỏ, chứa bên trong khối lớn đó. Hệ mao quản này được gọi là mao quản trung bình nội phân tử.

3.3.4. Ảnh hiển vi điện tử truyền qua

Ảnh hiển vi điện tử truyền qua (TEM) với các điểm sáng sắp xếp đều đặn khẳng định cấu trúc lục lăng hai chiều 2D dạng p6mm hexagonal và hệ thống mao quản một chiều 1D với độ trật tự cao. Kết quả này phù hợp với số liệu phân tích SAXS khi xuất hiện bộ các pic đặc trưng cho mao quản trung bình dạng lục lăng với các đỉnh pic nhọn và sắc nét. Do điều kiện đo chưa cho phép nhìn rõ hình dạng lục lăng của mao quản nhưng có thể thấy các mao quản tạo ra khá đồng đều (Hình 11).

3.3.5. Đường đẳng nhiệt hấp phụ và đẳng nhiệt khử hấp phụ

Các vi mao quản được hình thành từ các mầm zeolite nằm trên thành mao quản và nối các mao quản trung bình dạng lục lăng với nhau. Vòng trễ xuất hiện ở áp suất tương đối $P/P_0 > 0,4$ do sự ngưng tụ trong hệ thống mao quản trung bình. Hơn nữa, vòng trễ dạng H_2 chứng tỏ rằng giữa các mao quản hình trụ được nối thông bởi các mao quản có kích thước nhỏ hơn tạo ra hệ thống mao quản cấu trúc không gian 3 chiều (3D) kiểu lọ mực: ở đó “thân chính” là các mao quản trung bình, “cổ” lọ mực là các mao quản bé hơn nằm trên thành nối với mao quản trung bình.

Như vậy từ đường hấp phụ - khử hấp phụ xác nhận sự hình thành cấu trúc mao quản trung bình dạng lục lăng từ các mầm zeolite Y, vật liệu tạo ra tồn tại đồng thời

hai hệ thống mao quản trung bình và vi mao quản của zeolite Y (Hình 12).

Phương pháp BET cho phép nghiên cứu phân bố kích thước và thể tích lỗ mao quản. Đường phân bố kích thước mao quản cũng được đo theo phương pháp BET. Kết quả cho thấy kích thước lỗ mao quản tập trung ở khoảng 30Å, diện tích bề mặt riêng của mẫu tổng hợp đạt $405 \pm 6 \text{ m}^2/\text{g}$. Do hạn chế của phép đo nên không thể hiện được các vi mao quản của zeolite Y trên kết quả đo.

3.4. Kết quả tổng hợp Meso-HZSM-5

3.4.1. Xác định cấu trúc mao quản trung bình

Giản đồ này có một pic lớn cường độ cao nằm trong góc nhiễu xạ $2\theta = 2,1^\circ$ tương ứng với mặt phản xạ (100), cùng với 2 pic nhỏ tương ứng với góc $2\theta = 3,8^\circ$ và $4,4^\circ$ lần lượt ứng với các mặt phản xạ (110) và (200). Theo [1] thì xúc tác tổng hợp ra đã có cấu trúc của vật liệu mao quản trung bình (Hình 13).

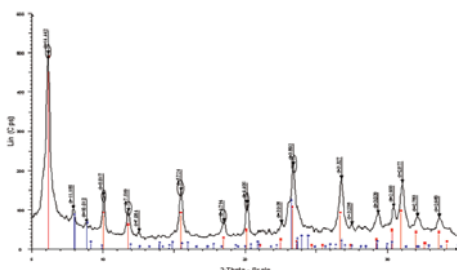
3.4.2. Xác định pha tinh thể

Giản đồ nhiễu xạ tia X góc rộng (WAXRD), gần như trùng khớp với giản đồ XRD của mẫu ZSM-5 (Hình 14). Như vậy có thể kết luận mẫu Meso-ZSM-5 có pha tinh thể của zeolite ZSM-5, độ tinh khiết cao, tinh thể lớn. Các tinh thể

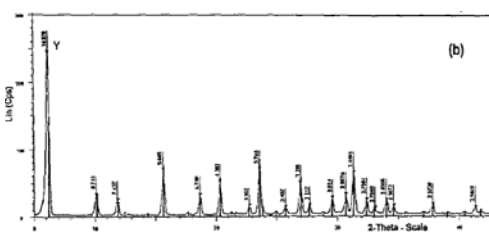
ZSM-5 này được tạo nên nhờ tác dụng của chất tạo cấu trúc TPABr. Theo quan sát, chân các pic mở rộng hơn so với các pic trong giản đồ XRD của mẫu ZSM-5 chuẩn, chứng tỏ trong mẫu có chứa các hạt tinh thể rất nhỏ [6].

3.4.3. Hình thái của tinh thể xác định từ ảnh hiển vi điện tử quét

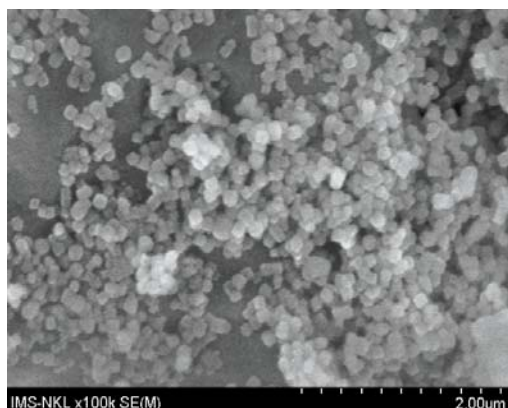
Trong Hình 15, ảnh hiển vi điện tử quét có độ phóng đại thấp (thang tỷ lệ 2µm), các hạt lớn có dạng lục lăng, độ tinh thể rất cao, kích thước đồng đều gần 2µm, đó là các hạt zeolite ZSM-5. Ngoài các hạt zeolite lớn còn xuất hiện rất nhiều



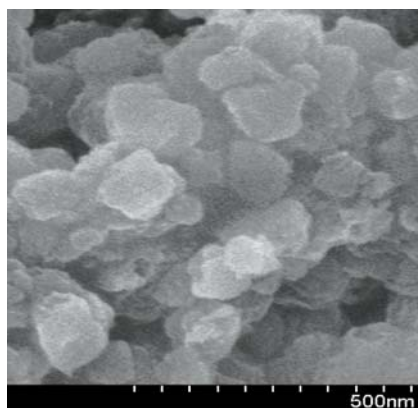
Hình 8. Giản đồ nhiễu xạ tia X của vật liệu Meso-HY



Hình 9. Giản đồ nhiễu xạ tia X (XRD) của mẫu zeolite Y chuẩn



Hình 10. Ảnh hiển vi điện tử quét của mẫu Meso-HY tổng hợp



các hạt nhỏ nằm trên bề mặt của các hạt lớn. Khi quan sát trong ảnh hiển vi điện tử quét có độ phóng đại lớn (thang tỷ lệ 500nm) thì thấy rõ các hạt này cũng là các hạt zeolite ZSM-5 hình lục lăng nhưng có kích thước nhỏ hơn 100nm, đây chính là các hạt nano ZSM-5.

Sự tồn tại của các hạt nano này do các tinh thể zeolite có kích thước lớn được kết tinh từ các hạt nhỏ mang kích thước nano. Trong quá trình kết tinh, các hạt này không liên kết hết với nhau tạo ra các hạt có kích thước lớn mà vẫn tồn tại với kích thước nano. Hoặc, trong quá trình kết tinh ở môi trường kiềm, các vi tinh thể trong thành các mao quản trung bình bị tan ra một phần và tái kết tinh thành các zeolite có kích thước rất nhỏ bé dưới tác dụng của chất tạo cấu trúc TPABr [14]. Điều này khác với sự tạo thành Meso-ZSM-5 khi tái kết tinh các tiền chất chứa zeolite ZSM-5 trong sự có mặt của chất tạo cấu trúc PVB. Chất tạo cấu trúc PVB đã liên kết các vi tinh thể ZSM-5 lại với nhau, tạo ra một khối lớn chứa vô số các hạt nhỏ và một hệ thống các mao quản trung bình nằm giữa các hạt nhỏ, chứa bên trong khối lớn đó. Hệ mao quản này được gọi là mao quản trung bình nội phân tử [3].

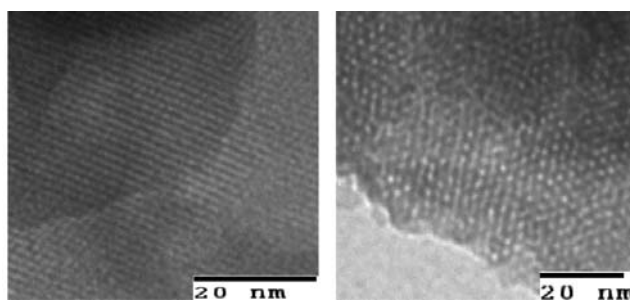
3.4.4. Kích thước và phân bố các mao quản trung bình xác định từ ảnh hiển vi điện tử truyền qua

Trong ảnh hiển vi điện tử truyền qua (Hình 16), mẫu xúc tác có hệ thống các mao quản phân bố rất trật tự và đồng đều, đó chính là các điểm sáng xuất hiện trên ảnh. Các lỗ xốp có dạng lục lăng là một dạng cấu trúc rất bền vững. Cấu trúc này kết hợp với tính chất tinh thể của các zeolite sẽ mang tính bền nhiệt rất cao và khả năng xúc tác rất tốt trong quá trình cracking xúc tác các chất có kích thước phân tử cổng kênh, nhất là các triglyceride - thành phần chủ yếu của dầu ăn thải.

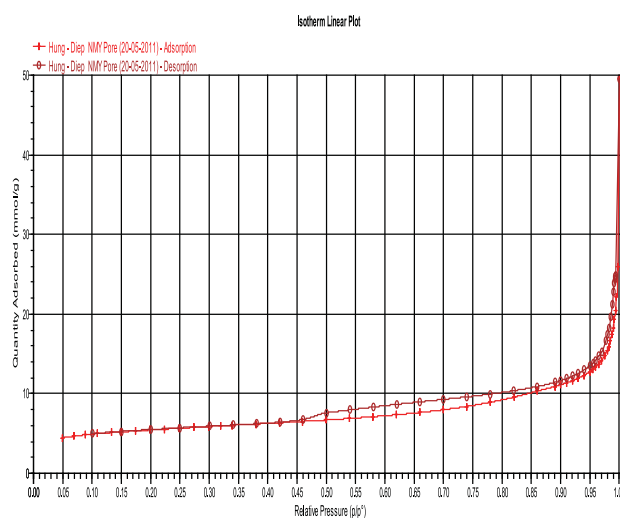
Từ ảnh hiển vi điện tử truyền qua, có thể đánh giá được kích thước mao quản đạt và độ dày của thành tinh thể. Kích thước mao quản càng lớn thì hiệu quả xúc tác càng tăng do diện tích bề mặt riêng của xúc tác tăng cao và tính chọn lọc hình dáng phù hợp. Độ dày thành mao quản càng lớn thì xúc tác càng bền, càng khó sập cấu trúc mao quản, do đó thích hợp với các phản ứng diễn ra ở nhiệt độ và áp suất cao như phản ứng cracking, hydro cracking... Xúc tác Meso-ZSM-5 tổng hợp có kích thước mao quản khoảng 4nm (40Å) là kích thước khá lớn, chiều dày thành mao quản khoảng 10Å.

3.4.5. Diện tích bề mặt, kích thước và thể tích mao quản

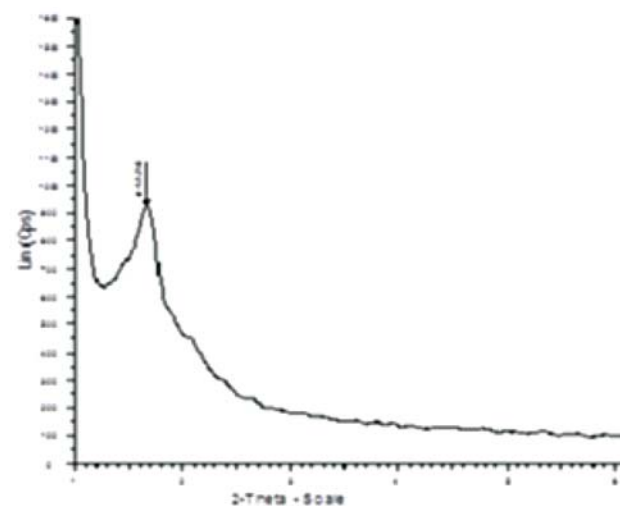
Mẫu Meso-ZSM-5 có diện tích bề mặt riêng BET đạt 494.0778m²/g.



Hình 11. Ảnh hiển vi điện tử truyền qua của mẫu Meso-HY tổng hợp



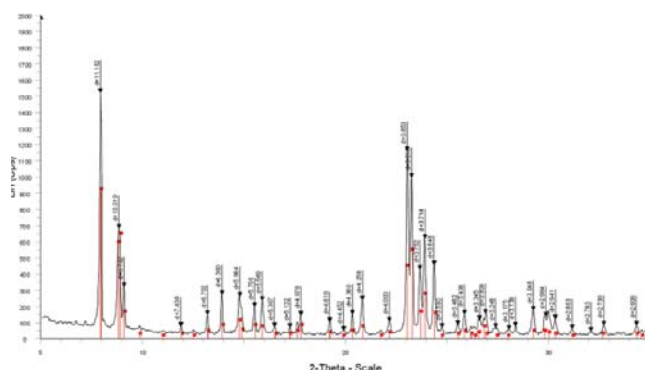
Hình 12. Đường đẳng nhiệt hấp phụ và khử hấp phụ N₂ của mẫu tổng hợp



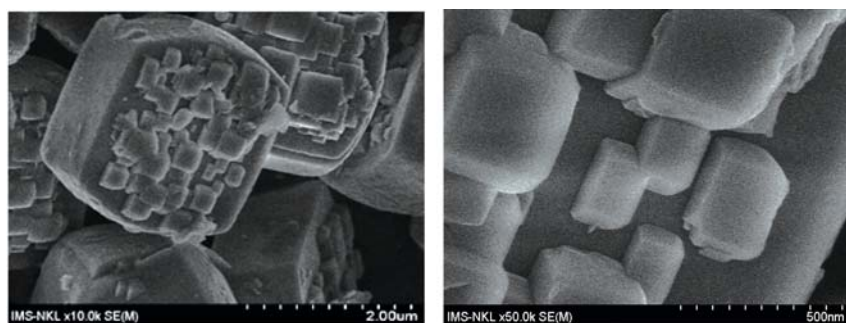
Hình 13. Giản đồ nhiễu xạ tia X góc hẹp của mẫu Meso-ZSM-5

Quan sát đường đẳng nhiệt hấp phụ - khử hấp phụ N₂ (Hình 17) thấy sự xuất hiện vòng trễ đặc trưng cho cấu trúc mao quản trung bình của vật liệu "Meso-ZSM-5". Trên đường này cũng thấy điểm tăng dung lượng hấp phụ đầu tiên (mũi tên trên hình) tại áp suất tương đối thấp ($P/P_0 \approx 0,15$) là do bước chuyển từ hấp phụ đơn lớp trên bề mặt các vi mao quản cũng như sự hấp phụ đơn lớp ban đầu của quá trình hấp phụ đa lớp sang quá trình hấp phụ đa

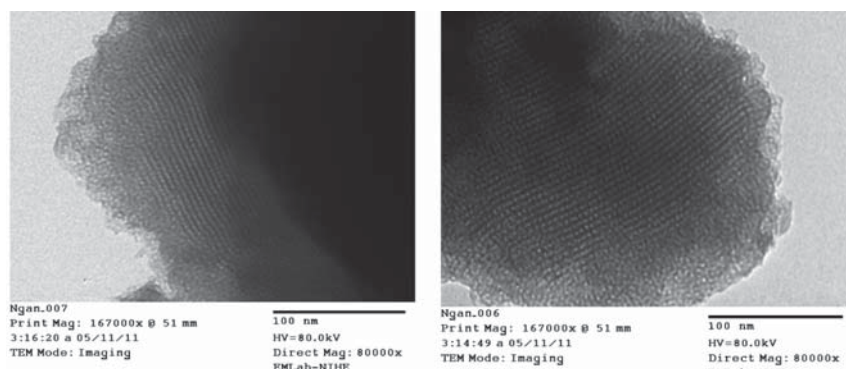
lớp trên bề mặt các mao quản trung bình. Vùng này có thể bị ảnh hưởng bởi sự hấp phụ kết hợp trên bề mặt vi mao quản và mao quản trung bình. Đối với vật liệu chỉ duy nhất có cấu trúc mao quản trung bình, điểm này tăng



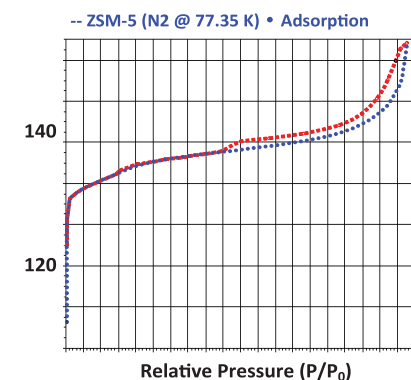
Hình 14. Giản đồ nhiễu xạ WAXRD của mẫu Meso-ZSM-5



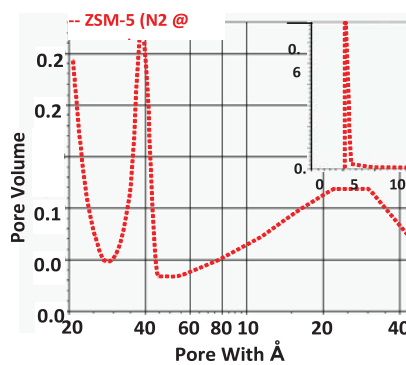
Hình 15. Ảnh hiển vi điện tử quét của mẫu Meso-ZSM-5



Hình 16. Ảnh hiển vi điện tử truyền qua của mẫu Meso-ZSM-5



Hình 17. Đường đẳng nhiệt hấp phụ - khử hấp phụ N_2 của vật liệu Meso-HZSM-5



Hình 18. Đường phân bố kích thước mao quản của vật liệu Meso-HZSM-5

thường ứng với giá trị thể tích hấp phụ nhỏ. Tuy nhiên, trên đường đẳng nhiệt hấp phụ - khử hấp phụ của Meso-ZSM-5, thể tích của điểm này tương đối lớn ($> 120 \text{ cm}^3/\text{g}$), chứng tỏ ngoài hấp phụ đơn lớp ban đầu trên bề mặt của các mao quản trung bình còn xảy ra hiện tượng hấp phụ đơn lớp trên bề mặt các vi mao quản, làm tăng dung lượng hấp phụ đơn lớp.

Vòng trễ xuất hiện trong vùng áp suất tương đối lớn ($P/P_0 = 0,45$) là kết quả của sự ngưng tụ các mao quản trung bình. Vòng trễ có dạng H1 đặc trưng cho các mao quản trung bình không nối thông như cấu trúc 1D của MCM-41.

Đường phân bố kích thước mao quản của vật liệu cho thấy vật liệu tổng hợp được ngoài cấu trúc vi mao quản

ZSM-5 kích thước khoảng 6 Å còn xuất hiện cấu trúc mao quản trung bình kích thước từ $40 - 300 \text{ Å}$ tập trung chủ yếu ở 40 Å , tạo nên độ xốp và sự thông thoáng trong cấu trúc của vật liệu (Hình 18).

3.5. Khảo sát quá trình cracking cặn dầu trong pha lỏng trên xúc tác đa mao quản

3.5.1. Khảo sát tính chất cặn dầu ban đầu

Kết quả Bảng 2 cho thấy mức độ ảnh hưởng của cặn dầu đến chất lượng sản phẩm của dầu FO trong bồn bể chứa. Tỷ trọng và độ nhớt của mẫu rất lớn, ảnh hưởng lớn đến quá trình tồn chứa vì có chứa nhiều hợp chất của nitơ, lưu huỳnh hoạt tính, thúc đẩy hiện tượng ăn mòn điện hóa, gây phá hủy thành và đáy thiết bị tồn chứa, tạo ra rỉ sắt và tạp chất cơ học nhiều hơn.

Bên cạnh đó, hàm lượng tro khá lớn, sẽ làm giảm hiệu quả sử dụng, thậm chí gây tắc lò, giảm khả năng truyền nhiệt của lò, ở nhiệt độ cao một số kim loại như vanadium có thể kết hợp với sắt tạo ra những hợp kim tương ứng có nhiệt độ nóng chảy thấp do đó có thể dẫn đến thủng lò... Hàm lượng cặn carbon condensation lớn gây trở ngại cho quá trình cháy, làm tăng lượng bụi của các chất thải rắn trong dòng khí thải.

Bảng 2. Kết quả phân tích chỉ tiêu chất lượng cặn dầu FO

TT	Tên chỉ tiêu	Đơn vị	Phương pháp thử	Mẫu cặn FO
1	Khối lượng riêng	Kg/l	D1298	< 0,991
2	Độ nhớt động học ở 50°C	Cst	D445	< 180
3	Hàm lượng tạp chất trích ly	% khối lượng	D473	0,068
4	Nhiệt độ bắt cháy cốc kín	°C	D93	69,2
5	Hàm lượng nước	% thể tích	D95	0,70
6	Nhiệt trị	KJ/Kg	D240	-
7	Cặn carbon condracon	% khối lượng	D189	9,568
8	Hàm lượng tro	% khối lượng	D482	< 0,15

Bảng 3. Sản phẩm quá trình cracking trên các loại xúc tác khác nhau

Sản phẩm, % V	Xúc tác 1	Xúc tác 2	Xúc tác 3	Xúc tác 4	Xúc tác 5
Sản phẩm khí	6,0	9,5	8,7	6,5	9,9
Sản phẩm lỏng	76,5	86,0	88,2	89,8	88,7
Cặn còn lại	17,5	4,5	3,1	3,7	3,2

Bảng 4. Thành phần sản phẩm lỏng

Phân đoạn sôi, % V	Xúc tác 1	Xúc tác 2	Xúc tác 3	Xúc tác 4	Xúc tác 5
Xăng	12,5	22,8	20,6	15,5	16,4
Kerosen	8,0	6,8	7,7	7,2	8,1
Diesel	31,5	42,3	49,5	51,6	52,0
Trên 350°C (FO)	48,0	28,1	22,2	25,7	23,5

Bảng 5. Các thông số ảnh hưởng trong quá trình cracking thu nhiên liệu lỏng

Các yếu tố ảnh hưởng		Nhiệt độ, °C	Thời gian, phút	Hàm lượng xúc tác, % khối lượng	Tốc độ khuấy trộn, vòng/phút
Các giá trị tối ưu		420,0	90,0	2,0	150,0
Hiệu suất tại các giá trị tối ưu, %	Khí	6,7	7,4	6,5	8,5
	Lỏng	84,7	89,5	90,4	79,8
	Diesel trong sản phẩm lỏng	50,0	51,0	53,0	52,0
	Cặn	8,6	3,1	3,1	11,7

Hàm lượng nước quá lớn (0,7% thể tích) có thể gây ảnh hưởng tới xúc tác trong quá trình cracking. Để thỏa mãn yêu cầu của nguyên liệu cho phản ứng cracking xúc tác, tiến hành xử lý sơ bộ cặn dầu nhằm loại nước, các tạp chất cơ học, nhựa, asphaltene để giảm ngộ độc xúc tác trong phản ứng cracking.

3.5.2. Nghiên cứu lựa chọn xúc tác

Để đánh giá ảnh hưởng của các loại xúc tác khác nhau đến hiệu suất thu sản phẩm lỏng, nhóm tác giả thực hiện phản ứng cracking xúc tác cặn dầu trong pha lỏng ở các điều kiện như sau: lượng nguyên liệu V = 500ml; nhiệt

độ 420°C; thời gian 90 phút; tốc độ khuấy 150 vòng/phút; tỷ lệ xúc tác/nguyên liệu: 1/10.

Phản ứng được thực hiện trên các loại xúc tác:

- Xúc tác 1: g-Al₂O₃
- Xúc tác 2: Zeolite Y
- Xúc tác 3: Zeolite Meso-Y

- Xúc tác 4: 70% Al₂O₃ và 30% zeolite Meso-Y

- Xúc tác 5: 70% Al₂O₃ và 30% zeolite Meso-ZSM-5

Thành phẩm thu được như Bảng 3.

Sản phẩm lỏng từ quá trình cracking được chưng cất phân đoạn, thu được kết quả như Bảng 4.

Kết quả từ các bảng trên cho thấy:

- Với xúc tác Al₂O₃, do độ acid thấp nên hiệu quả phản ứng cracking cặn dầu không cao, cụ thể lượng cặn còn lại không chuyển hóa khá

nhiều (17,5%), lượng sản phẩm lỏng nhẹ và diesel thấp.

- Xúc tác zeolite HY (xúc tác 2) cho lượng sản phẩm lỏng tăng đáng kể (86%), lượng cặn còn lại rất ít (4,5%).

- Khi sử dụng xúc tác có chứa thành phần hoạt tính chính là zeolite Meso-HY và zeolite Meso-HZSM-5, quá trình cracking cặn dầu cho hiệu quả cao nhất: lượng cặn còn lại rất ít, hàm lượng sản phẩm lỏng nhiều, trong đó diesel chiếm lượng nhiều nhất.

Có thể giải thích rằng, Meso-HY và Meso-HZSM-5 là những zeolite có độ acid tương đối cao, mao quản rộng. Hai yếu tố này rất quan trọng và quyết định hiệu quả của

phản ứng cracking: độ acid quyết định tốc độ phản ứng bề gãy mạch, mao quản rộng tạo điều kiện thuận lợi cho yếu tố chọn lọc hình dáng các phân tử cận dầu có kích thước lớn, cổng kênh, đường kính động học $>10\text{\AA}$. Các phân tử này không thể bị cracking trên mao quản của zeolite thông thường do hạn chế không gian. Mặt khác, kích thước hạt tinh thể zeolite HY càng nhỏ (kích thước nano), giúp tăng diện tích bề mặt của xúc tác, dẫn đến số tâm hoạt tính tăng lên, làm cho quá trình cracking cận dầu thành nhiên liệu diesel đạt hiệu suất cao nhất.

Từ các kết quả thu được, nhóm tác giả đã tìm được xúc tác thích hợp cho cracking cận dầu thải là xúc tác phối trộn 70% Al_2O_3 và 30% zeolite Meso-HY. Không cần phải sử dụng 100% zeolite Meso-HY do lượng các phân tử có kích thước lớn không quá nhiều và cần phải giảm giá thành xúc tác. Sử dụng xúc tác tối ưu tìm được để khảo sát các điều kiện cracking trong pha lỏng.

3.5.3. Khảo sát quá trình cracking cận dầu trên hệ xúc tác đã chọn

Kết quả Bảng 5 có thể đưa ra các điều kiện tối ưu cho quá trình cracking cận dầu thu nhiên liệu.

Các điều kiện tối ưu để cracking cận dầu thu nhiên liệu lỏng là: hàm lượng xúc tác là 2% khối lượng. Xúc tác có thành phần: 70% Al_2O_3 và 30% zeolite Meso-HY, sử dụng ở dạng hạt kích thước 0,25 x 0,25mm; tốc độ khuấy trộn hỗn hợp cận dầu là 150 vòng/phút; nhiệt độ cracking là 420°C ; thời gian phản ứng là 1,5 giờ cho thiết bị chứa 500ml nguyên liệu. Khi đó hiệu suất thu nhiên liệu lỏng là 90,4%, trong đó diesel chiếm 53%.

4. Kết luận

1. Tổng hợp được xúc tác đa mao quản thể hệ mới trên cơ sở Al_2O_3 , zeolite HY, zeolite Meso-HY, zeolite Meso-HZSM-5. Bằng các phương pháp hóa lý hiện đại: XRD, SEM, TEM, BET... đã đặc trưng được các vật liệu cấu thành xúc tác để kịp thời điều chỉnh các chế độ chế tạo xúc tác hợp lý.

2. Bằng phương pháp hóa học và hóa lý, xác định được một số tính chất của cận dầu FO làm nguyên liệu cho quá trình cracking thu nhiên liệu: gồm chủ yếu tạp chất cơ học, nước, nhựa, asphaltene, nhóm dầu có khối lượng phân tử trung bình lớn. Các chất này dễ gây ngộ độc xúc tác nếu chỉ sử dụng các hệ zeolite thông thường. Để thỏa mãn yêu cầu của nguyên liệu cho phản ứng cracking xúc tác, tiến hành xử lý sơ bộ cận dầu nhằm loại nước, các tạp chất cơ học, nhựa, asphaltene để giảm ngộ độc xúc tác trong phản ứng cracking.

3. Khảo sát quá trình cracking cận dầu trên các loại xúc tác đa mao quản khác nhau và tìm được xúc tác tốt nhất cho phản ứng cracking cận dầu thải để thu tối đa nhiên liệu lỏng, trong đó chủ yếu là dầu diesel (xúc tác phối trộn 70% Al_2O_3 và 30% zeolite Meso-HY).

4. Khảo sát tìm ra các điều kiện tối ưu cho quá trình cracking cận dầu thải thu nhiên liệu: tốc độ khuấy trộn 150 vòng/phút, nhiệt độ cracking 420°C , thời gian phản ứng 1,5 giờ cho thiết bị chứa 500ml nguyên liệu. Khi đó hiệu suất thu nhiên liệu lỏng là 90,4%, trong đó diesel chiếm 53%.

Tài liệu tham khảo

1. L.J.Guodong Chen, Lingzhi Wang, Jinlong Zhang. *Synthesis of mesoporous ZSM-5 by one-pot method in the presence of polyethylene glycol*. Microporous and Mesoporous Materials. 2010; 134: p. 189 - 194.
2. A.B.Sonia Abello, Javier Perez-Ramirez. *Mesoporous ZSM-5 zeolite catalysts prepared by desilication with organic hydroxides and comparison with NaOH leaching*. Applied Catalysis A: General. 2009; 364: p. 191-198.
3. S.Ernst. *Advances in Nanoporous Materials*. Elsevier Publications. 2009; 1.
4. O.T.Alexandra Navrotsky, Andrey A.Levchenko. *Thermochemistry of Microporous and Mesoporous Materials*. Chemical Reviews. 2009; 109(9): p. 3885 - 3900.
5. S.Y.Anton Petushkov, Sarah C.Larsen. *Synthesis of Hierarchical Nanocrystalline ZSM-5 with Controlled Particle Size and Mesoporosity*. Microporous and Mesoporous Materials. 2010.
6. M.Torrealba, M.R.Goldwasser, G.Perot, M.Guisnet. *Influence of vanadium on the physicochemical and catalytic properties of USHY zeolite and FCC catalyst*. Applied Catalysis A: General. 2002; 90: p. 35 - 49.
7. Greg M. Heath et al. *Paraffinic sludge reduction in crude oil storage tanks through the use of shearing and resuspension*. Acta Montanistica Slovaca Ročník 9 číslo. 2004; 3: p. 184 - 188.
8. Z.L.Haibo Zhu, Dejin Kong, Yangdong Wang, Xiaohong Yuan, Zaiku Xie. *Synthesis of ZSM-5 with intracrystal or intercrystal mesopores by polyvinyl butyral templating method*. Journal of Colloid and Interface Science. 2009; 331: p. 432 - 438.
9. B.Azambre, L.Zenboury, J.V.Weber, P.Burg. *Surface characterization of acidic ceria-zirconia prepared by direct*

sulfation. *Applied Surface Science*. 2010; 256, p: 4570 - 4581.

10. Brett A. Holmberg, Huanting Wang, Yushan Yan. *High silica zeolite Y nanocrystals by dealuminate ion and direct synthesis*. *Microporous and Mesoporous Materials*. 2004; 74: p. 189 - 198.

11. M.M.Rahman, N.Hasnida, W.B.Wan Nik. *Preparation of zeolite Y using local raw material rice husk as a silica source*. *J. Sci. Res*. 2009; 1, 285 - 291.

12. A.Corma. *From microporous to mesoporous*

molecular sieve materials and their use in catalysis. *Chem. Rev*. 2007; 97, p. 2373.

13. K.Suzuki, Y.A, N.Katada, M.Choi, R.Ryoo, M.Niwa. *Acidity and catalytic activity of mesoporous ZSM-5 in comparison with zeolite ZSM-5, Al-MCM-41 and silica-alumina*. *Catalysis Today*. 2008; 132: p. 38 - 45.

14. J.P.-R.Rosario Caicedo-Realpe. *Mesoporous ZSM-5 zeolites prepared by a two-step route comprising sodium aluminate and acid treatments*. *Microporous and mesoporous materials*. 2010; 128: p. 91- 100.

A study on preparation of multiporous catalytic systems and their application in the process of cracking fuel oil sludge to gain liquid fuel

Nguyen Khanh Dieu Hong

Hanoi University of Science and Technology

Hoang Linh Lan

Vietnam Petroleum Institute

Ngo Minh Tu

Vietnam National Petroleum Group

Summary

This report covers both the preparation of a new multiporous catalyst and the synthesis of fuel from fuel oil sludge through liquid phase cracking process using the as-synthesised catalyst system. The catalyst is a combination of many components such as-Al₂O₃, HY, mesoporous HY and mesoporous HZSM-5, in which each component contributes its own porous characteristics and plays an important role in the cracking reactions. All materials are prepared using suitable precursors and templates; after that, they are characterised by a lot of modern analytic techniques such as XRD, SEM, TEM, IR, and TG-DTA. The whole components of the catalyst are pelletised using adhesive substance K-Sil before entering the reaction. The report also studies the optimum conditions for the cracking process.

NGHIÊN CỨU QUÁ TRÌNH MANG CHẤT LỎNG ION LÊN MÀNG POLYMER ĐỊNH HƯỚNG CHO QUÁ TRÌNH TÁCH KHÍ CO₂ KHỎI HỖN HỢP VỚI KHÍ HYDROCARBON

TS. Bùi Thị Lệ Thủy

Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Một số chất lỏng ion (ILs) tạo thành từ cation 1-butyl-3-methyl imidazolium được tẩm lên màng polyethersulfone (PES), màng polyvinylidene fluoride (PVDF) và cellulose acetate (CA) để tạo thành màng polymer tẩm chất lỏng ion (SILM). Quá trình được thực hiện bằng cách nhúng màng polymer trong chất lỏng ion tương ứng. Lượng chất lỏng ion tẩm lên màng được xác định bằng cách cân màng trước và sau khi tẩm. Màng đã tẩm chất lỏng ion được đo bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) để xác định sự thay đổi bề mặt. Chất lỏng ion đã lấp đầy các mao quản và che phủ bề mặt của màng. Độ thấm của khí CO₂ và CH₄ qua màng PVDF tẩm chất lỏng ion 1-n-butyl-3-methyl imidazolium tetrafluoroborate ([BMIM][BF₄]/PVDF) đã được nghiên cứu. Độ chọn lọc của hỗn hợp CO₂/CH₄ tương đối cao cho thấy tiềm năng sử dụng SILM trong quá trình tách CO₂ ra khỏi CH₄.

1. Giới thiệu

Do nhu cầu năng lượng ngày càng tăng cùng với yêu cầu nghiêm ngặt về bảo vệ môi trường, nhiều loại khí đã và sẽ trở thành nguồn năng lượng quan trọng như: khí thiên nhiên, khí đồng hành, khí biomass và khí hóa than. Thành phần CO₂ có trong các loại khí là nguyên nhân gây ra tình trạng ăn mòn, làm giảm nhiệt trị của khí, tạo hydrate gây tắc nghẽn đường ống... Việc khai thác và xử lý các mỏ khí có CO₂ cao sẽ tạo cơ sở cho quá trình bơm CO₂ vào các mỏ dầu để gia tăng hệ số thu hồi. Vì vậy, việc nghiên cứu phương pháp và vật liệu phù hợp để tách và xử lý khí CO₂ trong các nguồn khí ngày càng trở nên quan trọng và cấp thiết.

Màng hấp phụ chất lỏng phối hợp được các tính chất ưu việt của chất lỏng (tính khuếch tán cao) và của vật liệu màng (khả năng thấm khí) [1]. Công nghệ tách sử dụng màng hấp phụ chất lỏng là lựa chọn tốt nhất để thay thế phương pháp truyền thống do chi phí đầu tư và vận hành thấp, tiêu thụ ít năng lượng, dễ vận hành [2 - 4]. Nhược điểm chính của màng này trong một số nghiên cứu trước là chất lỏng sử dụng không ổn định do bay hơi và chưa chọn lọc [5, 6].

Chất lỏng ion (hợp chất có nhiệt độ nóng chảy < 100°C) có khả năng hòa tan chọn lọc CO₂, bền nhiệt, bền hóa chất và không bay hơi, rất phù hợp khi dùng mang lên polymer thay thế cho các dung môi thông thường để chế tạo màng

[7 - 14]. Trong nghiên cứu này, một số chất lỏng ion sẽ được sử dụng và mang lên polymer phù hợp để tạo ra vật liệu màng có khả năng tách hiệu quả và chọn lọc CO₂.

2. Thực nghiệm

Chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] được tổng hợp tại Phòng Thí nghiệm bộ môn Lọc hóa dầu, Đại học Mở - Địa chất. Màng polyethersulfone, màng polyvinylidene fluoride và cellulose acetate được mua của Công ty Sterlitech, Mỹ.

2.1. Mang chất lỏng ion lên màng

Các màng polymer đưa vào bình hút ẩm để làm khô và xác định khối lượng màng. Nhúng màng này vào đĩa thủy tinh đựng chất lỏng ion và đặt đĩa trong thiết bị hút ẩm trong khoảng thời gian cần thiết để chất lỏng ion thâm nhập vào màng và ổn định. Sử dụng giấy lụa loại bỏ chất lỏng ion trên bề mặt màng và cân để xác định lượng chất lỏng ion trong màng. Màng đã tẩm chất lỏng ion được đo SEM để xác định sự thay đổi bề mặt.

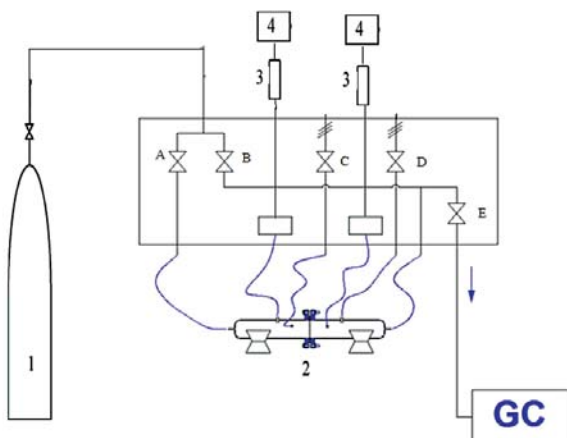
2.2. Đo độ thấm của CO₂ và CH₄ qua màng tẩm chất lỏng ion chế tạo được

Sơ đồ hệ thiết bị dùng đo độ thấm của các khí qua màng polymer tẩm chất lỏng ion và đánh giá khả năng tách khí của màng được mô tả trên Hình 1. Buồng đo độ thấm khí gồm 2 ngăn: ngăn nguyên liệu và ngăn thấm.

Thực nghiệm được thực hiện ở nhiệt độ phòng. Màng tẩm chất lỏng ion đặt giữa hai ngăn. Độ chênh áp giữa hai ngăn là 0,7at. Sự thay đổi áp suất trong hai ngăn được đo bằng hai máy đo Extech, Mỹ.

3. Kết quả và thảo luận

Sau khi tẩm chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] để ổn định trong 2 - 3 tuần, màng PES và màng PVDF không thấy có hiện tượng đổi màu, cong và trương nở, riêng màng cellulose acetate có hiện tượng bị trương.



Hình 1. Mô hình hệ thiết bị đo độ thấm khí qua màng và đánh giá khả năng tách khí của màng tẩm chất lỏng ion

Bảng 1. Khối lượng chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] hấp thụ trên màng PES

Chất lỏng ion	Khối lượng màng trước khi tẩm (g)	Khối lượng màng sau khi tẩm (g)	Khối lượng chất lỏng ion đã mang lên màng (g)
[BMIM][BF ₄]	0,0702	0,2728	0,2026
[BMIM][BF ₄]	0,0678	0,2726	0,2048
Trung bình			0,2037
[BMIM][CH ₃ COO]	0,0672	0,2808	0,2136
[BMIM][CH ₃ COO]	0,0650	0,2738	0,2080
Trung bình			0,2108

Bảng 2. Khối lượng chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] hấp thụ trên màng PVDF

Chất lỏng ion	Khối lượng màng trước khi tẩm (g)	Khối lượng màng sau khi tẩm (g)	Khối lượng chất lỏng ion đã mang lên màng (g)
[BMIM][BF ₄]	0,1355	0,2674	0,2319
[BMIM][BF ₄]	0,1351	0,2664	0,2313
Trung bình			0,2316
[BMIM][CH ₃ COO]	0,1358	0,2588	0,2230
[BMIM][CH ₃ COO]	0,1354	0,2572	0,2218
Trung bình			0,2224

3.1. Khối lượng của các chất lỏng ion được mang lên màng

3.1.1 Khối lượng của các chất lỏng ion được mang lên màng PES

Khối lượng của các chất lỏng ion được mang lên màng PES được thể hiện trong Bảng 1.

Ta nhận thấy khối lượng các màng cùng loại và khối lượng chất lỏng ion tẩm lên các màng sai khác nhau rất nhỏ. Chứng tỏ cấu trúc của màng là đồng nhất và chất lỏng ion tẩm lên màng đều đặn.

Thể tích độ xốp của màng PES tính theo công thức:

$$V_{dx} = V_{màng} \cdot \text{độ xốp}$$

Trong đó:

V_{dx} : Thể tích xốp của màng

$V_{màng}$: Thể tích của màng

Từ đó tính được V_{dx} của một màng PES bằng $0,182 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$.

Khối lượng chất lỏng ion [BMIM][BF₄] là 0,2037g thể tích chất lỏng ion mang lên màng PES là:

$$V_{[BMIM][BF_4]} = \frac{m}{d} = 0,1836 \text{cm}^3 = 0,1836 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

Khối lượng chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] là 0,2108g thể tích của [BMIM][CH₃COO] mang lên màng PES là:

$$V_{[BMIM][CH_3COO]} = \frac{m}{d} = 0,2066 \text{cm}^3 = 0,2066 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

So sánh các giá trị này với thể tích xốp của màng PES cho thấy thể tích của [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] trên màng PES sau khi tẩm lớn hơn thể tích độ xốp của màng, chứng tỏ chất lỏng ion đã lấp đầy lỗ xốp của màng PES và một phần dính trên bề mặt của màng. Do độ nhớt chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] (440cP) lớn hơn [BMIM][BF₄] (108,25cP) tại nhiệt độ 25°C nên dính trên bề mặt nhiều hơn dẫn đến thể tích mang lên màng của chất lỏng ion này cũng cao hơn.

3.1.2. Khối lượng của các chất lỏng ion được mang lên màng PVDF

Khối lượng của chất lỏng ion hấp thụ lên màng PVDF được thể hiện trong Bảng 2.

Tương tự thể tích độ xốp của màng PVDF là:

$$V_{dx} = V_{màng} \cdot \text{độ xấp} = 0,195 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

Từ Bảng 2 tính được thể tích chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] trên màng PVDF là:

$$V_{[BMIM][BF_4]} = \frac{m}{d} = 0,198 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

$$V_{[BMIM][CH_3COO]} = 0,218 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

Kết quả cho thấy thể tích của [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] trên màng PVDF sau khi tẩm cũng lớn hơn thể tích độ xấp của màng. Điều này cũng chứng tỏ chất lỏng ion đã lấp đầy lỗ xấp của màng PVDF và một phần dính trên bề mặt của màng. Thể tích chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] mang lên màng cũng cao hơn thể tích của [BMIM][BF₄].

3.1.3. Khối lượng của các chất lỏng ion được mang lên màng cellulose acetate

Khối lượng của chất lỏng ion hấp thụ lên màng cellulose acetate được thể hiện trong Bảng 3.

Thể tích độ xấp của một màng cellulose acetate bằng $0,182 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$.

Theo Bảng 3, thể tích chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và

Bảng 3. Khối lượng chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] hấp thụ trên màng cellulose acetate

Chất lỏng ion	Khối lượng màng trước khi tẩm (g)	Khối lượng màng sau khi tẩm (g)	Khối lượng chất lỏng ion đã mang lên màng (g)
[BMIM][BF ₄]	0,0790	0,2802	0,2010
[BMIM][BF ₄]	0,0794	0,2810	0,2016
Trung bình			0,2013
[BMIM][CH ₃ COO]	0,0787	0,2790	0,2003
[BMIM][CH ₃ COO]	0,0792	0,2830	0,2038
Trung bình			0,2021

[BMIM][CH₃COO] trên màng cellulose acetate được tính bằng:

$$V_{[BMIM][BF_4]} = \frac{m}{d} = 0,1814 \text{cm}^3 = 0,1814 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

$$V_{[BMIM][CH_3COO]} = \frac{m}{d} = 0,1981 \text{cm}^3 = 0,1981 \cdot 10^{-6} \text{m}^3$$

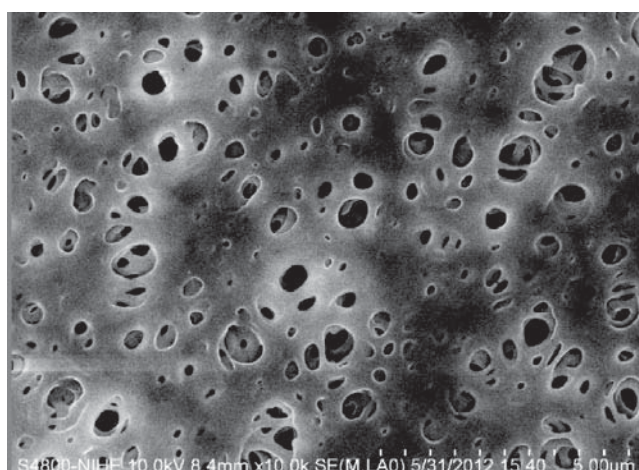
Thể tích của [BMIM][BF₄] trên màng cellulose acetate sau khi tẩm xấp xỉ bằng thể tích độ xấp của màng nên có thể coi như chất lỏng ion này đã lấp đầy các mao quản của màng. Chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] trên màng cellulose acetate sau khi tẩm lớn hơn so với thể tích độ xấp của màng, chứng tỏ chất lỏng ion đã lấp đầy lỗ xấp của màng cellulose acetate và một phần dính trên bề mặt của màng.

3.2. Kết quả đo SEM màng trước và sau khi tẩm chất lỏng ion

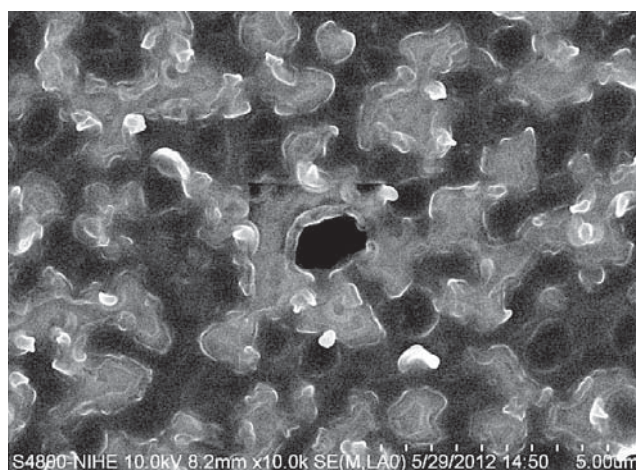
Các màng polymer trước và sau khi tẩm chất lỏng ion được đo SEM bằng kính hiển vi điện tử quét-4800 HI-9057-0006 tại Viện Vệ sinh Dịch tễ Trung ương. Hình ảnh SEM thu được của màng chất PES trước khi tẩm chất lỏng ion và sau khi tẩm chất lỏng ion thể hiện ở Hình 2 (a - c).

Trong Hình 2a, các lỗ xấp được phân bố đều trên bề mặt của màng PES và độ xấp của màng tương đối cao. Sau khi tẩm chất lỏng ion lên màng, các lỗ xấp của màng đã bị che phủ hoàn toàn chứng tỏ chất lỏng ion lấp đầy và ổn định trên màng (Hình 2b và c). Điều này là hợp lý so với kết quả đã tính được ở mục 3.1.

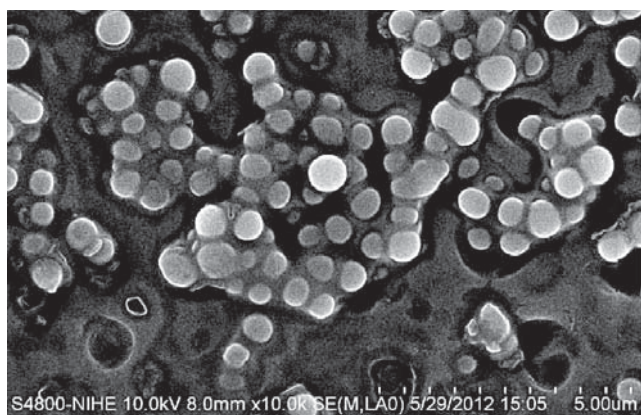
Hình 3 (a - c) thể hiện hình ảnh SEM của màng PVDF trước và sau khi tẩm các chất lỏng ion.



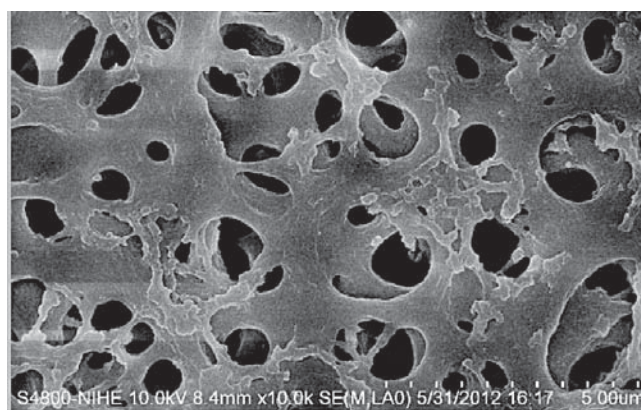
Hình 2a. Bề mặt màng PES trước khi tẩm chất lỏng ion



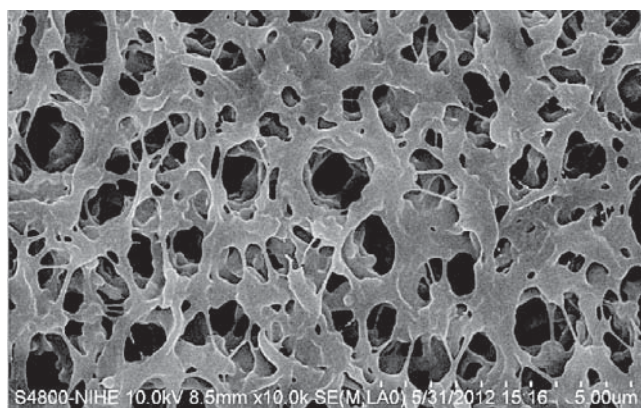
Hình 2b. Bề mặt màng PES sau khi tẩm chất lỏng ion [BMIM][BF₄]



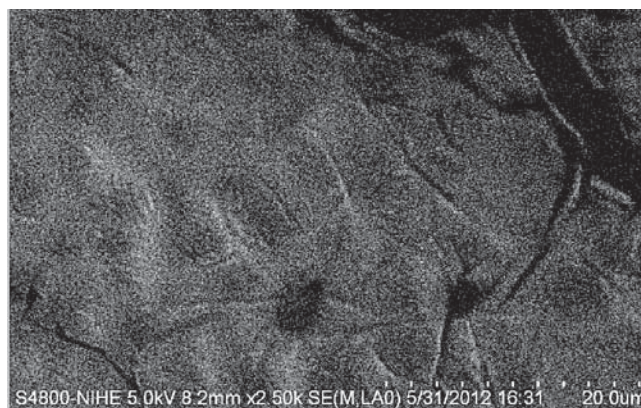
Hình 2c. Bề mặt màng PES sau khi tẩm [BMIM][CH₃COO]



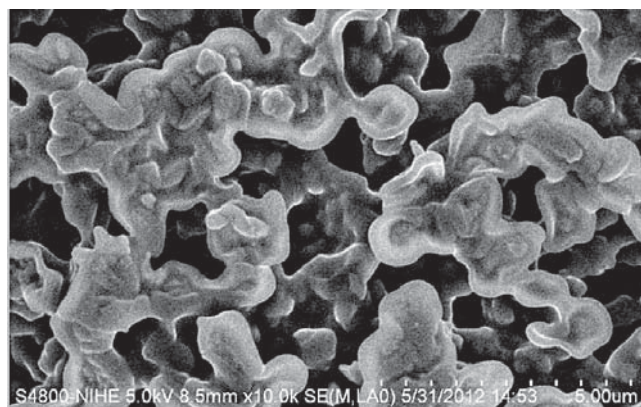
Hình 4a. Bề mặt màng cellulose acetate



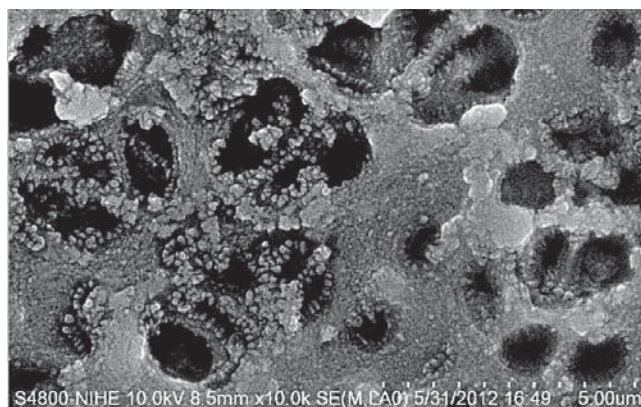
Hình 3a. Bề mặt màng PVDF



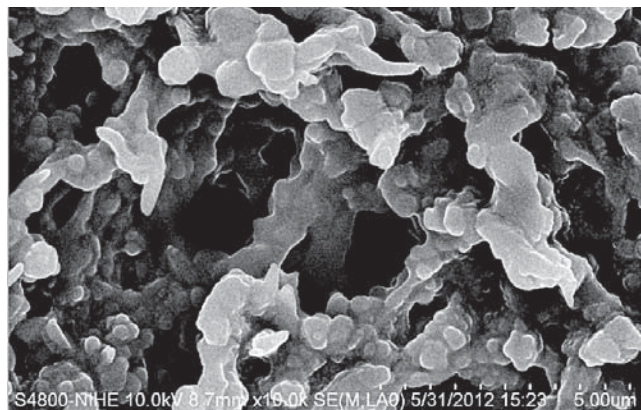
Hình 4b. Bề mặt màng cellulose acetate sau khi tẩm [BMIM][BF₄]



Hình 3b. Bề mặt màng PVDF sau khi tẩm [BMIM][BF₄]



Hình 4c. Bề mặt màng cellulose acetate sau khi tẩm [BMIM][CH₃COO]



Hình 3c. Bề mặt màng PVDF sau khi tẩm [BMIM][CH₃COO]

Hình 3a cho thấy bề mặt màng PVDF gồm các lỗ xốp phân bố đồng đều, ổn định và độ xốp cao. Trong Hình 3b và 3c, chất lỏng ion đã che phủ một phần lỗ xốp của màng PVDF. Ảnh SEM cho thấy các chất lỏng ion được mang đều đặn và ổn định trên màng PVDF.

Hình ảnh SEM của màng chất cellulose acetate trước và sau khi tẩm chất lỏng ion thể hiện ở Hình 4 (a - c).

Hình 4a cho thấy các lỗ xốp được phân bố đều trên bề mặt màng cellulose acetate, độ xốp của màng khá lớn. Sau khi tẩm chất lỏng ion [BMIM][BF₄] lên màng (Hình 4b)

các lỗ xốp của màng không còn, độ bền cơ học của màng giảm đi nhiều. Khi tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] lên màng cellulose acetate các lỗ xốp trên bề mặt màng bị che phủ một phần (Hình 4c).

Điều đó chứng tỏ màng cellulose acetate không phù hợp để sử dụng chất lỏng ion [BMIM][BF₄], do một số nguyên nhân: sự không tương thích của chất lỏng ion và màng cellulose acetate; khi các chất lỏng ion được tẩm lên màng cellulose acetate, các lỗ xốp gần như bị bít kín từ ngay ngoài bề mặt hoặc bị che phủ phần lớn; các tính chất cơ, lý của màng cellulose acetate không phù hợp để mang chất lỏng ion.

Trong nghiên cứu này, hai màng PES và PVDF phù hợp để tẩm các chất lỏng ion tổng hợp là [BMIM][CH₃COO] và [BMIM][BF₄]. Sau khi sử dụng các màng tẩm chất lỏng ion để xác định độ thấm của các khí qua màng có thể kết luận về khả năng sử dụng các màng này cho mức độ tách khí CO₂ ra khỏi khí methane.

3.3. Đánh giá độ thấm của CO₂ và CH₄ qua màng tẩm chất lỏng ion

Thực hiện đo độ thấm của khí CO₂ và CH₄ qua màng PVDF tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] theo các bước đã nêu ở phần thực nghiệm, thu được các số liệu ở Bảng 4. Áp dụng công thức sau để tính được độ thấm của khí qua màng:

$$\frac{1}{\beta} \ln \left(\frac{[p_{feed} - p_{perm}]_0}{[p_{feed} - p_{perm}]} \right) = \frac{1}{\beta} \ln \left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p} \right) = p \frac{t}{l}$$

Trong đó:

p_{feed} và p_{perm} : Áp suất trong ngăn nguyên liệu và ngăn thấm (Pa);

P : Độ thấm của màng (m²s⁻¹);

Bảng 4. Độ thấm của khí CO₂ và CH₄ qua màng PVDF tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO]

Khí	t (s)	P _{feed} (atm)	P _{perm} (atm)	P (m ² .s ⁻¹)
CO ₂	0	0,94	0,18	
	1.363	0,93	0,19	2,568.10 ⁻¹⁰
	2.724	0,92	0,20	2,605.10 ⁻¹⁰
	4.630	0,91	0,21	2,331.10 ⁻¹⁰
	Độ thấm trung bình			2,501.10 ⁻¹⁰
CH ₄	0	0,79	0,10	
	22.951	0,77	0,12	0,341.10 ⁻¹⁰
	28.382	0,76	0,13	0,421.10 ⁻¹⁰
	36.316	0,75	0,14	0,445.10 ⁻¹⁰
	Độ thấm trung bình			0,4.10 ⁻¹⁰

t : Thời gian;

l : Độ dày của màng (m);

β : Thông số hình học đặc trưng cho hình dạng của buồng thí nghiệm (Hình 1) được tính theo công thức:

$$\beta = A \times \left(\frac{1}{V_{feed}} + \frac{1}{V_{perm}} \right)$$

Trong đó:

A : Diện tích màng (m²);

V_{feed} và V_{perm} : Thể tích của ngăn nguyên liệu và ngăn thấm (m³).

Trong trường hợp này, $\beta = 11,428$

Độ chọn lọc lý tưởng $\alpha_{A/B}$ được xác định bởi các độ thấm riêng của hai khí nguyên chất khác nhau (A và B):

$$\alpha_{A/B} = \frac{P_A}{P_B}$$

Theo Bảng 4, độ chọn lọc lý tưởng của màng PVDF tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] là 6,25. Với giá trị độ chọn lọc này màng PVDF tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] sử dụng tương đối tốt cho quá trình loại khí CO₂ khỏi hỗn hợp khí hydrocarbon.

4. Kết luận

Các chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] đã được tẩm thành công lên màng polymer PES và PVDF bằng phương pháp ngâm tẩm trực tiếp. Các phép đo: cân khối lượng và SEM cho thấy chất lỏng ion đã lấp đầy lỗ xốp của màng polymer và một phần dính trên bề mặt của màng. Thể tích chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] mang lên màng cao hơn thể tích của [BMIM][BF₄] do [BMIM][CH₃COO] có độ nhớt cao hơn. Màng cellulose acetate bị trương sau khi tẩm các chất lỏng ion nghiên cứu nên không thích hợp dùng để tẩm chất lỏng ion [BMIM][BF₄] và [BMIM][CH₃COO] cho quá trình loại khí CO₂ khỏi hỗn hợp với khí hydrocarbon. Kết luận này cũng phù hợp với kết quả đo SEM.

Những nghiên cứu bước đầu cho thấy độ chọn lọc của màng PVDF tẩm chất lỏng ion [BMIM][CH₃COO] với khí CO₂ và CH₄ tương đối cao (6,25). Kết quả này cho thấy tiềm năng sử dụng màng polymer tẩm chất lỏng ion trong các quá trình tách khí CO₂. Cần có những nghiên cứu sâu hơn để lựa chọn ra chất lỏng ion, màng polymer và các thông số phù hợp nhằm cải thiện độ chọn lọc và tăng hiệu suất tách khí.

Tài liệu tham khảo

1. Maqsood Ahmad Malik et al. *Ionic liquid in supported liquid membrane technology*. Chemical Engineering Journal. 2011; 171: p. 242 - 254.
2. C.Myers, H.Pennline, D.Luebke, J.Illconich, J.K.Dixon, E.J.Maginn, J.F.Bren-necke. *High temperature separation of carbon dioxide/hydrogen mixtures using facilitated supported ionic liquid membranes*. J. Membr. Sci. 2008; 322: p. 28 - 31.
3. F.J.Hernández-Fernández, A.P.de los Ríos, F.Tomás-Alonso, D.Gómez, G.Víllora. *Preparation of supported ionic liquid membranes: influence of the ionic liquid immobilization method on their operational stability*. J. Membr. Sci. 2009; 341: p. 172 - 177.
4. A.P.de los Ríos, F.J.Hernandez-Fernandez, F.Tomas-Alonso, J.M.Palacios, D.Gomez, M.Rubio, G.Villora. *A SEM-EDX study of highly stable supported liquid membranes based on ionic liquids*. J. Membr. Sci. 2007; 300: p. 88.
5. Jiang Yingying et al. *Permeability and selectivity of sulfur dioxide and carbon dioxide in supported ionic liquid membranes*. Separation Science and Engineering - Chinese Journal of Chemical Engineering. 2009; 17(4): p. 594 - 601.
6. H.Takeuchi et al. *Some observation on the stability of supported liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 1987; 34: p. 19 - 24.
7. E.D.Bates, R.D.Mayton, I.Ntai, J.H.Davis. *CO₂ capture by a task-specific ionic liquid*. J. Am. Chem. Soc. 2002; 124: p. 926 - 927.
8. W.Wu, B.Han, H.Gao, Z.Liu, T.Jiang, J.Huang. *Sulfurization of flue gas: SO₂ absorption by an ionic liquid*. Angew. Chem. Int. Ed. 2004; 43: p. 2415 - 2417.
9. T.Welton. *Room-temperature ionic liquids, solvents for synthesis and catalysis*. Chemical Reviews. 1999; 99(8): p. 2071 - 2083.
10. S.Keskin, D.Kayrak-Talay, U.Akman, Ö.Hortaçsu. *A review of ionic liquids towards supercritical fluid applications*. Journal of Supercritical Fluids. 2007; 43(1): p. 150 - 180.
11. A.P.de los Ríos, F.J.Hernández-Fernández, M.Rubio, F.Tomás-Alonso, D.Gómez, G.Víllora. *Prediction of the selectivity in the recovery of transesterification reaction products using supported liquid membranes based on ionic liquids*. Journal of Membrane Science. 2008; 307(2): p. 225 - 232.
12. A.P.de los Ríos, F.J.Hernández-Fernández, M.Rubio, F.Tomás-Alonso, D. Gómez, G.Villora. *On the importance of the nature of the ionic liquids in the selective simultaneous separation of the substrates and products of a transesterification reaction through supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2008; 307(2): p. 233 - 238.
13. P.Scovazzo, J.Kieft, D.A.Finan, C.Koval, D.DuBois, R.Noble. *Gas separations using non-hexafluorophosphate [PF₆]⁻ anion supported ionic liquid membranes*. J. Membr. Sci. 2004; 238: p. 57 - 63.
14. J.Illconich, C.Myers, H.Pennline, D.Luebke. *Experimental investigation of the permeability and selectivity of supported ionic liquid membranes for CO₂/He separation at temperatures up to 125°C*. Journal of Membrane Science. 2007; 298(1- 2): p. 41 - 47.

Investigation of the process of supporting ionic liquids on polymer membranes for CO₂ separation from CO₂/hydrocarbon gas mixture

Bui Thi Le Thuy

Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Some 1-butyl-3-methyl-imidazolium based ionic liquids were supported on polyethersulfone, polyvinylidene fluoride, cellulose acetate membranes to form supported ionic liquid membranes (SILMs). The preparation of SILMs was performed by soaking membranes in the ionic liquids. The amount of ionic liquid supported on membranes was determined by weighing membranes before and after soaking in ionic liquid. SILMs were characterised by scanning electron microscopy (SEM). Ionic liquids filled up the pore and covered the surface of the membranes. The permeability of CO₂ and CH₄ through 1-n-butyl-3-methyl-imidazolium tetrafluoroborate supported polyvinylidene fluoride membrane was investigated. The high selectivity of CO₂/CH₄ gas mixture shows that SILM can be used for CO₂ separation.

LỰA CHỌN GIẢI PHÁP ĐÓNG MỚI VÀ HOÁN CẢI CÁC KHO CHỨA NỔ CHO CÁC MỎ KHAI THÁC DẦU KHÍ TRÊN THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

ThS. Nguyễn Ngọc Vinh

Công ty CP Đầu tư Kỹ thuật và Phát triển Công nghệ biển Việt Nam

TS. Đinh Khắc Minh

Viện Khoa học Công nghệ Tàu thủy

KS. Nguyễn Tất Hoàn

Công ty Liên doanh Điều hành Cừ Long

ThS. Nguyễn Văn Diệp

Công ty CP Dịch vụ Lắp đặt, Vận hành và Bảo dưỡng công trình Dầu khí biển PTSC

Tóm tắt

Đối với ngành công nghiệp dầu khí ngoài khơi, sử dụng kho nổi, chứa, xử lý và xuất dầu thô (FSO/FPSO) là một giải pháp hiệu quả đối với các mỏ dầu ở vùng nước sâu, xa bờ, đặc biệt là đối với mỏ cận biên khi chi phí xây dựng tuyến ống dẫn tỏ ra không hiệu quả. Trên thế giới hiện có 2 xu thế rõ rệt là (1) đóng mới kho chứa nổi để sử dụng cho vùng biển có điều kiện môi trường khắc nghiệt hoặc các mỏ có thời gian khai thác dài (trên 15 năm) và (2) hoán cải tàu dầu thành FSO/FPSO để sử dụng cho các mỏ có thời gian khai thác ngắn (dưới 15 năm) ở vùng biển có điều kiện môi trường tương đối êm hòa (như Tây Phi, Đông Nam Á, Brazil...). Việc lựa chọn giải pháp đóng mới hoặc chuyển đổi tàu chở dầu sẵn có thành kho chứa dầu nổi phụ thuộc vào kết quả phân tích hiệu quả kinh tế của quá trình đầu tư.

Nội dung bài viết phân tích ưu, nhược điểm của các xu thế trên trong điều kiện áp dụng thực tế tại Việt Nam; phân tích đặc điểm, ưu nhược điểm của các dạng tàu có khả năng hoán cải thành FSO/FPSO, từ đó cung cấp cho các nhà quản lý/chủ đầu tư bức tranh tổng quát hơn trước khi quyết định lựa chọn phương án đầu tư hiệu quả nhất.

1. Tổng quan về FSO/FPSO

Theo Tiêu chuẩn Quốc gia TCVN 6474-2007 “Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật kho chứa nổi” [1], FSO/FPSO là phương tiện dùng để xử lý/sản xuất hydrocarbon và/hoặc chứa và xuất hydrocarbon. FSO/FPSO có nhiều cấu hình như: dạng tàu, dạng giàn cột ổn định hoặc các dạng khác tùy thuộc vào chức năng khai thác và vận hành. Tùy vào chức năng và nhu cầu khai thác của mỏ, FSO/FPSO có các tên gọi khác nhau, nhưng nói chung gồm 2 dạng chính:

- FPSO: Kho nổi, xử lý, chứa và xuất dầu (floating production, storage and offloading).
- FSO: Kho nổi, chứa và xuất dầu không có thiết bị xử lý (floating storage and offloading).

1.1. Phân loại FSO/FPSO

FSO/FPSO là một kết cấu nổi gồm hệ thống máy móc, trang thiết bị đảm bảo an toàn, động cơ đẩy (nếu là dạng tự hành) và các bộ phận chức năng phụ khác. Kết cấu của FSO/FPSO có thể là dạng tàu (có và không có động cơ đẩy), dạng cột ổn định hoặc bất kỳ dạng kết cấu nổi nào khác được thiết kế riêng.

- FSO/FPSO dạng tàu là FSO/FPSO có thân chiếm nước, có thể là loại thân tàu hoặc xà lan được thiết kế mới hay hoán cải thành phương tiện sản xuất và/hoặc chứa. Phương tiện loại này có thể có động cơ đẩy và/hoặc thiết bị định vị (Hình 1a). So với các dạng công trình biển nổi khác thì FSO/FPSO dạng tàu có mớn nước đối nông nhưng lại có diện tích đường mặt nước lớn, có diện tích lớn để lắp đặt các trang thiết bị xử lý sơ bộ và không gian chứa lớn.

- FSO/FPSO dạng giàn có cột ổn định là phương tiện dạng nửa ngầm có các ponton ngầm và boong được đỡ bởi các cột ổn định. FSO/FPSO dạng này có diện tích đường mặt nước nhỏ và mớn nước vừa phải.

- Các dạng khác của FSO/FPSO là: FSO/FPSO có hình dạng kiểu mới và được đóng theo mục đích như giàn neo căng và dạng phao trụ (spar) (Hình 1b). FSO/FPSO dạng giàn neo căng hoặc phao trụ nói chung có mớn nước sâu, diện tích đường mặt nước nằm trong phạm vi vừa và nhỏ.

Hiện nay trên thế giới có 4 FSO/FPSO dạng phao trụ, đều là những công trình được thiết kế mới theo mục đích sử dụng đặc biệt. Do kho chứa nổi dạng cột ổn định và dạng phao trụ hiện nay trên thế giới được ứng dụng chưa

nhiều nên trong bài báo này, nhóm tác giả chủ yếu đề cập đến kho chứa nổi có dạng tàu.

1.2. Cấu tạo của FSO/FPSO

Một FSO/FPSO có thể bao gồm các thành phần chính sau:

- Thân FSO/FPSO (hull) bao gồm toàn bộ phần thân vỏ, khoang kết nối dùng để chứa sản phẩm sau khi sơ chế.

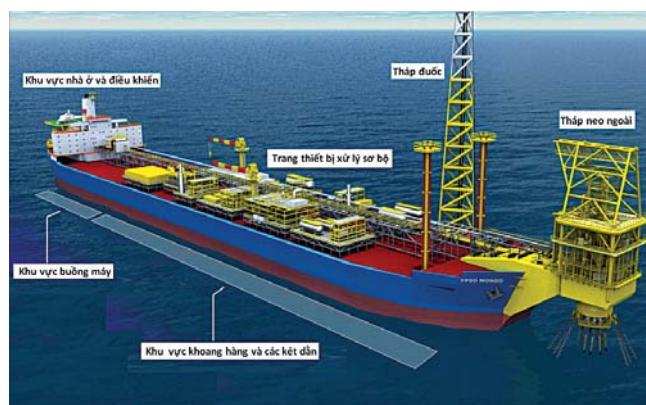
- Hệ thống định vị, neo (mooring system) là hệ thống neo buộc định vị giữ FSO/FPSO tại một vị trí. Hệ thống này gồm: dây neo buộc, các đầu nối và thiết bị, tời, cọc, neo và thiết bị đẩy. Hiện trên thế giới sử dụng rất nhiều các dạng neo khác nhau tùy vào đặc điểm điều kiện khai thác FSO/FPSO nhưng chủ yếu gồm 3 nhóm chính: neo chùm (spread), neo đơn (single point mooring) và neo đầu cuối (bow and stern mooring).

- + Neo chùm là hệ thống gồm nhiều dây neo vồng (catenary) được buộc vào các cọc hoặc neo cắm ở đáy biển. Tại mỗi đầu của dây neo được gắn vào tời hoặc chi tiết chặn (stopper) trên kho chứa nổi qua sôma dẫn hướng. Một dây neo vồng có thể gồm nhiều đoạn với các phao nổi hoặc các cục gia tải dọc theo dây. Đặc điểm của hệ neo này sẽ cố định hướng của công trình, vì vậy khả năng chịu tác động từ môi trường lớn nên không thể dùng cho vùng biển sâu hoặc vùng biển có điều kiện thời tiết khắc nghiệt. Tuy nhiên, dạng neo này cho phép dễ dàng kết nối các ống riser nổi từ đầu giếng lên mạn. Ở một số vùng biển có điều kiện thời tiết tốt đã có những nghiên cứu ứng dụng hệ ống riser dạng ống cứng kết hợp với thiết bị kéo đặt trên boong thay thế cho ống mềm để giảm thiểu chi phí.

- + Neo đơn là dạng neo cho phép FSO/FPSO xoay theo tác động của các điều kiện thời tiết. Ba loại neo đơn chính thường được dùng là: neo CALM, neo SALM và neo tháp.

Neo CALM (catenary anchor leg mooring) là hệ thống bao gồm 1 phao lớn được giữ bởi các dây neo vồng. FSO/FPSO được buộc vào phao bằng xích mềm hoặc kết cấu khung cứng (dạng neo này thường được sử dụng đối với dạng FSO/FPSO được hoán cải từ tàu dầu). Hình 2 thể hiện dạng phao CALM điển hình.

Neo SALM (single anchor leg mooring) là hệ thống gồm 1 kết cấu neo có sẵn tính nổi được đặt tại hoặc gần

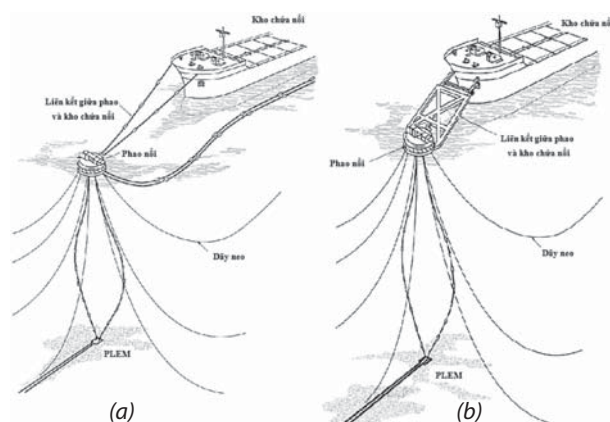


(a)



(b)

Hình 1. FSO/FPSO dạng tàu (a) và FSO/FPSO dạng phao trụ (b)



(a)

(b)

Hình 2. Neo CALM dạng cằng nối mềm (a) và neo CALM dạng cằng nối cứng (b)

bề mặt nước và được neo xuống đáy biển bằng liên kết dạng khớp hoặc bằng 1 tháp cố định. Dạng neo này thích hợp đối với dạng FSO/FPSO được hoán cải từ tàu dầu. Hình 3 thể hiện dạng phao SALM điển hình.

Neo tháp (turret) gồm nhiều chân neo gắn vào 1 tháp chỉ cho phép FSO/FPSO quay xung quanh tháp, nhờ đó FSO/FPSO có thể xoay theo tác động của điều kiện thời tiết. Tháp neo có thể được gắn bên trong hoặc bên ngoài tại mũi hoặc thân FSO/FPSO. Thông thường tháp này được nối xuống đáy biển thông qua hệ thống neo chùm. Vị trí của tháp neo có thể ở phía trong thân hoặc được đưa ra ngoài phía mũi của FSO/FPSO (Hình 4).

- + Neo đầu cuối (bow and stern mooring): FSO/FPSO được cố định tại vị trí khai thác bằng hai hệ phao neo độc lập đặt ở mũi và đuôi của công trình. Loại neo này chỉ áp dụng cho những công trình gần bờ, điều kiện môi trường biển êm hòa.

- Hệ thống xử lý/sản xuất (production) là hệ thống công nghệ gồm hệ thống xử lý, hệ thống an toàn và điều khiển, hệ thống trợ giúp công nghệ và các thiết bị phụ trợ cho quá trình xử lý hỗn hợp chất lỏng hydrocarbon và khí từ giếng. Thông thường, hệ thống này là các module

được đặt cao hơn mặt boong chính khoảng vài mét ($\geq 3\text{m}$), nhưng các đường ống liên quan lại đặt ngay trên mặt boong chính. Phụ thuộc vào kích thước của thân vỏ và bố trí thượng tầng, các module thượng tầng có thể có nhiều sàn để lắp đặt các thiết bị xử lý gas, nước và dầu. Các trang thiết bị thượng tầng sẽ được chế tạo thành từng cụm hoàn chỉnh. Hệ thống công nghệ gồm các hệ thống sau:

+ Hệ thống xử lý chất lỏng, gas hoặc hỗn hợp hydrocarbon từ giếng;

+ Hệ thống phụ trợ trợ giúp công nghệ như các hệ thống cung cấp năng lượng, khí nén, thủy lực, hơi, nước cho quá trình xử lý. Các hệ thống được dùng để kích hoạt giếng như hệ thống bơm khí, nước, hóa chất xuống giếng qua cây noel;

+ Hệ thống phát điện cho việc xuất dầu/khí;

+ Bộ phận và thiết bị điện liên quan đến thiết bị công nghệ;

+ Các hệ thống khác không đề cập ở trên như hệ thống sản xuất và/hoặc xử lý methanol, hệ thống khử muối;

+ Hệ thống ép vỉa: bơm trực tiếp nước hoặc khí đồng hành xuống vỉa để đảm bảo duy trì áp suất vỉa;

+ Hệ thống xuất và nhập dầu/khí gồm các ống cứng, ống mềm hoặc kết hợp cả hai loại ống trên, các bộ phận liên quan đến ống đúng như hệ thống kéo căng, các module nổi, phao nổi dọc ống đứng, kẹp cố định, hệ thống neo và các hệ thống điều khiển an toàn. Trong một hệ thống xuất và nhập tiêu biểu của FSO/FPSO, điểm bắt đầu là điểm nối ống đứng với PLEM và điểm kết thúc là điểm kết nối ống đứng với FSO/FPSO. Các điểm kết nối thông thường là mặt bích đầu ra (hoặc mặt bích đầu vào) của PLEM và mặt bích đầu vào (hoặc mặt bích đầu ra) của FSO/FPSO;

+ Khu sinh hoạt và điều khiển (accommodation) là nơi có buồng điều khiển, khu nhà ở và sinh hoạt chung của mọi người trên FSO/FPSO;

+ Sân bay (helideck) dùng để vận chuyển hàng và nhân lực bằng đường hàng không. Tùy theo cách bố trí công năng của FSO/FPSO mà sân bay có thể đặt trực tiếp lên nóc khu nhà ở hoặc nhô ra phía biển;

+ Hệ thống cầu (crane) dùng để cẩu nhắc các trang thiết bị, nhu yếu phẩm... phục vụ quá trình hoạt động của FSO/FPSO hoặc công việc sản xuất;

+ Cánh đuốc (flare boom) là hệ thống dùng để đốt khí đồng hành và khí tự nhiên xuất hiện trong quá trình khoan thăm dò, khai thác (không thải trực tiếp vào môi trường);

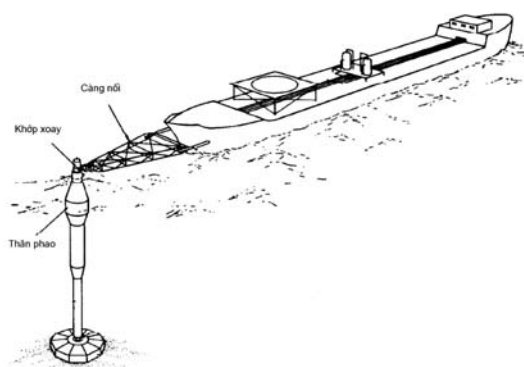
+ Hệ thống ống công nghệ và điều khiển;

+ Hệ thống thiết bị hàng hải (navigation equipments);

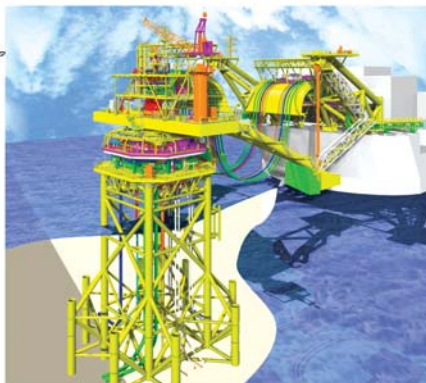
+ Hệ thống cứu sinh, cứu hỏa.

2. Nhu cầu và thực trạng sử dụng FSO/FPSO khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam

Ở Việt Nam các mỏ mới được phát hiện và các mỏ dự kiến khai thác đều ở độ sâu dưới 150m nước và là mỏ biên về góc độ kinh tế. Để khai thác hiệu quả các mỏ ngoài khơi, cần nghiên cứu áp dụng hệ thống khai



(a)



(b)

Hình 3. Neo SALM dạng phao trụ nổi khớp với đáy biển (a) và neo SALM dạng tháp liên kết cố định với đáy biển bằng hệ cọc (b)



(a)



(b)

Hình 4. Neo tháp ngoài (a) và neo tháp trong (b)

Bảng 1. Các kho chứa nổi đã và đang sử dụng tại các mỏ của Việt Nam

TT	Tên công trình	Dạng	Tên, dạng tàu hoán cải	Trọng tải/sức chứa	Khả năng xử lý dầu/khí	Dạng neo	Mỏ khai thác
1	FSO MV12	ĐM	***	-/300.000 thùng	18.000 thùng dầu /ngày	Tháp ngoài	Rồng Đồi
2	FSO MV19	ĐM	***	-/360.000 thùng	30.000 thùng dầu/ngày	Tháp ngoài	Sông Đốc
3	FSO Rạng Đông MV17	ĐM	***	-/350.000 thùng	60.000 thùng dầu/ngày	Tháp ngoài	Rạng Đông
4	FPSO Rạng Đông I *	HC	Prostor I oil tanker	800.000 thùng	53.000 thùng dầu/ngày/ 80 triệu ft ³ khí tiêu chuẩn/ngày	Tháp ngoài	Rạng Đông
5	FPSO Thái Bình Việt Nam	ĐM	***	-/1.000.000 thùng	65.000 thùng dầu/ngày/ 19,5 triệu ft ³ khí tiêu chuẩn/ngày	Tháp ngoài	Sư Tử Đen
6	FSO Queens Way	ĐM	***	159.878MT/ 1.140.015 thùng	130.000 thùng dầu/ngày	Tháp ngoài	Sư Tử Vàng
7	FPSO Ruby Princess *	HC	Suemax	141.000DWT/ 1.000.000 thùng	30.000 thùng dầu/ngày/ 17 triệu ft ³ khí tiêu chuẩn/ngày	Tháp ngoài	Ruby
8	FPSO Ruby Princess II	HC	**	141.000DWT	30.000 thùng dầu/ngày	Tháp ngoài	Ruby
9	FSO Kamari	HC	**	134.430DWT	**	CALM	Đại Hùng
10	FSO Ba Vì	HC	Bralanta oil tanker	1.000.000 thùng	**	CALM	Mỏ Rồng
11	FSO Chí Linh	HC	Krym oil tanker	150.500DWT/ 975.000 thùng	70.000 thùng dầu/ngày	CALM	Bạch Hổ
12	FSO Chi Lăng *	HC	**	1.000.000 thùng	70.000 thùng dầu/ngày	CALM	Bạch Hổ
13	FSO Vietsovpetro 01	ĐM	***	150.000DWT/ 1.000.000 thùng	**	Tháp ngoài	Bạch Hổ
14	FSO PTSC Bạch Hổ	ĐM	***	150.000DWT	**	Tháp ngoài	Bạch Hổ
15	FSO Sư Tử Vàng	ĐM	**	**	**	Tháp ngoài	Sư Tử Vàng
16	FSO Orkid	HC	Aframax	745.000 thùng	42.900 thùng dầu/ngày	CALM	Bunga Orkid
17	FPSO Lewek Emas	HC	**	683.000 thùng	50.000 thùng dầu/ngày	Tháp trong	Chim Sáo

Ghi chú: (*): các công trình đã từng được khai thác tại Việt Nam hiện nay đã được thanh lý hoặc không sử dụng nữa; (**): chưa có số liệu thống kê; (***): không áp dụng; ĐM: dạng đóng mới; HC: dạng hoán cải

thác theo quan điểm “giàn và các trang thiết bị phải phù hợp”. Đáp ứng quan điểm này mô hình sử dụng các giàn đầu giếng kiểu giàn nhẹ kết hợp một FSO/FPSO có công suất thích hợp cho quá trình khai thác, chứa, xử lý và xuất dầu thì chi phí đầu tư ban đầu cũng như chi phí duy trì và thanh lý giải bản mỏ sẽ là thấp nhất.

Hiện nay, các mỏ dầu đang khai thác ở Việt Nam chủ yếu đều sử dụng FSO/FPSO để chứa dầu khai thác từ giếng lên rồi vận chuyển về bờ bằng các tàu trung chuyển. Một số mỏ đang khai thác sử dụng kho chứa nổi để phục vụ quá trình khai thác dầu khí gồm Bạch Hổ và Rồng (Vietsovpetro) kết nối với các mỏ lân cận như: Cá Ngừ Vàng (Hoan Vu JOC), Đồi Mồi (VJR), Đại Hùng (PVEP),

Rạng Đông (JVPC), Ruby, Topaz và Pearl (PCVL), Sư Tử Đen/Sư Tử Trắng (Cuu Long JOC), Bunga Orkid (TML), Rồng Đồi (KNOC), Chim Sáo (Premier Oil). Ngoài ra, các mỏ mới đã và đang có kế hoạch phát triển xây dựng để đưa vào khai thác trong giai đoạn 2011 - 2015, bao gồm cả các giàn khai thác và hệ thống kho chứa nổi như: Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen/Trắng, Mộc Tinh - Hải Thạch, Lam Sơn, Thăng Long - Đông Đô, Lô B - Ô Môn, Hàm Rồng, Mèo Trắng, Gấu Trắng, Voi Trắng, Kinh Ngư... (Bảng 1).

Theo kế hoạch phát triển mỏ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, nhu cầu sử dụng FSO/FPSO ở Việt Nam trong tương lai là rất lớn.

3. Điều kiện môi trường biển tại các khu vực mỏ khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam

Điều kiện môi trường biển là dữ liệu đầu vào quan trọng trong quá trình thiết kế, đánh giá lựa chọn công trình biển cho mỏ dự định khai thác và ảnh hưởng trực tiếp đến thông số hình dạng, độ bền (liên quan đến lượng tôn sắt thép đóng mới và bổ sung khi hoán cải). Hiện nay, bộ số liệu thông số môi trường biển Việt Nam tại một số vùng trầm tích đã được Cục Đăng kiểm Việt Nam đánh giá xử lý. Đây là bộ số liệu có thể sử dụng trong giai đoạn thiết kế sơ bộ cho các công trình khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam (trong giai đoạn thiết kế chi tiết cần phải có số liệu môi trường biển cho từng lô, vị trí mà công trình dự kiến khai thác).

Theo những nghiên cứu về số liệu môi trường biển tại các vùng trầm tích đã được Cục Đăng kiểm Việt Nam thực hiện và số liệu thiết kế, chế tạo của các công trình trên thềm lục địa Việt Nam có thể tổng hợp các đặc trưng về số liệu môi trường phục vụ thiết kế công trình biển theo các vùng trầm tích (Bảng 2).

Khi hoàn tất việc phân tích số liệu môi trường, đặc trưng quá trình sản xuất tại mỏ (sơ đồ công nghệ xử lý) có thể định dạng các kích thước, hình dạng thân vỏ của FSO/FPSO và các yêu cầu như: lượng chiếm nước, mớn nước không tải và mớn nước đầy tải phù hợp với điều kiện mỏ và điều kiện thời tiết tại thềm lục địa Việt Nam.

4. Lựa chọn thông số của FSO/FPSO phù hợp với điều kiện khai thác các mỏ tại Việt Nam

Có 4 yêu cầu chính ảnh hưởng đến kích thước của FSO/FPSO:

- Việc đảm bảo khả năng chứa dầu tương thích với tốc độ xử lý và kế hoạch xuất dầu (khoảng thời gian dự định giữa hai lần xuất dầu);
- Đảm bảo không gian của thượng tầng đủ an toàn cho việc lắp đặt hệ thống xử lý khu vực sinh hoạt nhà ở;
- Lượng chiếm nước và khả năng dẫn đủ để giảm ảnh hưởng gây ra do các chuyển động của công trình lên hệ thống xử lý và hệ ống riser;
- Không gian dự kiến bố trí hệ tháp neo (tháp trong, tháp ngoài) và lượng chiếm nước gây ra do ảnh hưởng của lực căng hệ neo làm giảm khả năng chứa của công trình.

Đặc điểm của các FSO/FPSO được thiết kế

kiểu, thông số kỹ thuật phù hợp với điều kiện môi trường biển, tính chất của loại dầu, công suất khai thác của mỏ cho từng dải điều kiện khai thác tại các mỏ dự định khai thác. Thông số của FSO/FPSO cần thiết để lựa chọn đối với một mỏ khai thác dầu khí là sức chứa và công suất xử lý.

Đặc điểm và giá thành một FSO/FPSO để khai thác tại một mỏ phụ thuộc vào:

- Kế hoạch khai thác, sản xuất của mỏ theo thời gian. Yếu tố này ảnh hưởng đến quy mô của hệ thống xử lý, kích thước và bố trí các khoang kết. Đây chính là yếu tố đầu vào để lựa chọn khả năng chứa, xử lý và xuất dầu cho FSO/FPSO.
- Khả năng chứa và xử lý của FSO/FPSO phụ thuộc vào:
 - + Tốc độ xử lý sản phẩm và chu kỳ xuất sản phẩm: yếu tố này ảnh hưởng đến kích thước và dung tích của kho chứa, quy mô của trang thiết bị xử lý;
 - + Số lượng sản phẩm khác nhau của sản phẩm sau khi xử lý sơ bộ;
 - + Yêu cầu về khả năng lưu trữ đệm (buffer storage);
 - + Đặc trưng của dầu trong giếng;
 - + Tốc độ và áp lực của khí và nước ép vỉa;
 - + Nhiệt độ của dầu trong các kết sau khi xử lý.
- Chiều sâu nước và điều kiện môi trường tại khu vực khai thác ảnh hưởng đến hệ neo và yêu cầu về điều kiện độ bền của công trình.

Bảng 2. Vận tốc dòng chảy lớn nhất ở các khu vực [18]

Khu vực	Vận tốc dòng triều (m/s)	Vận tốc dòng do gió (m/s)	Vận tốc dòng chảy trong bão (m/s)
I	0,79	0,36	3,31
II	0,70	0,28	3,40
III	1,08	0,32	2,79
IV	0,80	0,26	3,43
V	1,18	0,38	3,58

Bảng 3. Giá trị chiều cao sóng H_{max} (m) tương ứng với các chu kỳ lặp [18]

Khu vực	Chu kỳ lặp, năm		
	25	50	100
I	17,6	18,3	19,0
II	17,3	17,9	18,5
III	16,9	17,6	18,4
IV	16,0	16,7	17,3
V	15,3	15,8	16,3

- Các yêu cầu trong quá trình hoạt động (cả trong quá trình vận hành và kéo biển) khai thác và độ tin cậy của công trình.

- Các yêu cầu về không gian lắp đặt hệ thống thiết bị xử lý trên boong và khu vực sinh hoạt.

- Vị trí và cách thức xuất sản phẩm cho tàu trung chuyển (cập mạn - side by side hay bố trí phía sau - tandem). Đối với trường hợp tàu trung chuyển cập mạn cần phải bố trí hệ thống chống va xem xét khả năng va chạm còn khi bố trí trước sau thì không cần xét đến khả năng này.

- Tuổi thọ khai thác dự kiến.

Tiến hành đánh giá và xem xét các yếu tố sau đây dựa trên các thông số đầu vào nêu trên để xác định FSO/FPSO đầu tư đóng mới, hoán cải hay đi thuê FSO/FPSO:

- + Tính kinh tế của dự án với từng trường hợp (trường hợp hoán cải phụ thuộc rất nhiều vào đặc điểm kinh tế, kỹ thuật của tàu dự kiến định hoán cải);

- + Tuổi thọ của mỏ và cách thức khấu hao công trình theo tuổi thọ của mỏ;

- + Giá trị còn lại của hệ thống sau khi sử dụng;

- + Khả năng sử dụng tiếp (tái sử dụng ở các mỏ khác).

Cách đơn giản để lựa chọn khả năng chứa của FSO/FPSO là xác định lượng dầu thô lớn nhất dự định xuất cho tàu chung chuyển và tính thêm công suất dự phòng. Thông thường lượng dự phòng cho phép lưu trữ thêm lượng dầu sản xuất trong 5 ngày với công suất vận hành lớn nhất để phòng trường hợp tàu trung chuyển đến chậm và chờ điều kiện thời tiết thuận lợi cho việc xuất dầu. Đôi khi có thể linh hoạt bằng cách giảm công suất vận hành khi xảy ra tình huống bất lợi.

Đối với những mỏ có sản lượng khai thác dưới 40.000 thùng/ngày chỉ cần sử dụng 1 FSO/FPSO dạng không tự hành có trọng tải từ 600.000 - 800.000 thùng (tương đương 84.000 - 110.000 tấn) và khả năng xử lý 60.000 thùng/ngày. Hiện nay, trên thế giới có xu thế đóng những FSO/FPSO dạng vừa và nhỏ để tiết kiệm chi phí đầu tư ban đầu cũng như giảm chi phí bảo dưỡng trong quá trình vận hành.

Theo phân tích sơ bộ về trữ lượng, điều kiện hóa tính của dầu khai thác của các mỏ dầu ở Việt Nam, đối với các mỏ có quy mô vừa và nhỏ chỉ cần sử dụng kho chứa nổi có sức chứa 500.000 - 800.000 thùng (tương đương khoảng 75.000 - 110.000 tấn) và sử dụng neo dạng CALM, SALM

(đối với dạng được chuyển đổi từ tàu dầu) hoặc turet ngoài (đối với dạng đóng mới).

Đối với những vùng nước nông, điều kiện môi trường tương đối êm hòa như khu vực vùng biển Tây Cà Mau (vùng V) có thể xem xét phương án sử dụng FSO/FPSO được hoán cải từ tàu dầu sử dụng hệ neo chùm. Khi sử dụng hệ neo chùm, công trình không thể xoay theo tác động của điều kiện môi trường (tải trọng môi trường tác động lên hệ tăng). Phương án này có thể giảm thiểu được hệ thống ngầm (cụm PLEM), các ống riser có thể bắt trực tiếp lên hệ giá treo ống được lắp đặt hai bên mạn.

5. Giải pháp đóng mới FSO/FPSO

Theo tổng kết của cơ quan đăng kiểm Lloyd's Register (Vương quốc Anh), trên thế giới hiện có khoảng 60% kho chứa nổi được đóng mới, 40% còn lại được chuyển đổi từ tàu chở dầu.

FSO/FPSO được thiết kế và chế tạo mới có các tính năng thích hợp hơn đối với các mục đích đặc biệt (sử dụng khai thác sớm các mỏ sau khi phát hiện, thỏa mãn điều kiện không cần lên đà kiểm tra định kỳ trong quá trình khai thác...) hoặc khai thác trong điều kiện môi trường biển khắc nghiệt hay để sử dụng lâu dài (ví dụ tuổi thọ khai thác lớn hơn 15 năm).

- Những ưu điểm chủ yếu của giải pháp đóng mới FSO/FPSO:

- + Thông số của công trình phù hợp với đặc trưng của mỏ dự kiến khai thác;

- + Dễ dàng xác định được tuổi thọ thiết kế và tuổi thọ mỏ ứng với một mỏ nhất định;

- + Dễ dàng kiểm soát những rủi ro có thể xảy ra về mặt kinh tế, kỹ thuật và môi trường;

- + Hệ thống được thiết kế thỏa mãn những vùng có điều kiện môi trường khắc nghiệt;

- + Khả năng thương mại và giá trị còn lại của công trình sau khi sử dụng cao.

- Một số nhược điểm của giải pháp đóng mới FSO/FPSO:

- + Chi phí đầu tư ban đầu lớn;

- + Thời gian triển khai dự án dài và chi phí quản lý lớn.

6. Giải pháp hoán cải tàu chở dầu thành FSO/FPSO

Giải pháp chuyển đổi tàu chở dầu thành FSO/FPSO thay vì phải thiết kế và chế tạo mới là giải pháp được

nhiều nhà khai thác sử dụng, đặc biệt đối với mỏ trong vùng có điều kiện môi trường biển tương đối êm hòa như điều kiện biển Việt Nam. Hiện có hơn 2/3 các công trình biển dạng tàu đang khai thác trên thế giới được hoán cải từ các tàu dầu. Đối với những mỏ cận biên, FSO/FPSO được hoán cải từ tàu chở dầu tỏ ra ưu việt hơn so với đóng mới do chi phí ban đầu bỏ ra ít và nhanh chóng được đưa vào khai thác.

Khi tàu chở dầu được sử dụng để hoán cải thành FSO/FPSO, IMO không bắt buộc phải thỏa mãn các Quy định 19 và 20 Phụ lục 1 của Công ước MARPOL [19], trừ khi được chính quyền hàng hải của quốc gia ven biển mà công trình khai thác tại đó quy định. Điều này chủ yếu ảnh hưởng đến yêu cầu bố trí dân và yêu cầu về vỏ kép. Thông thường đối với FSO/FPSO đóng mới chỉ cần thỏa mãn điều kiện mạn kép để chống va nếu là dạng không tự hành.

Hiện nay, FSO/FPSO dạng được hoán cải từ tàu chở dầu đã được xem xét xây dựng cho các vùng biển có điều kiện môi trường tương đối khắc nghiệt. Số lượng các tàu chở dầu thích hợp với việc chuyển đổi (là những tàu đáp ứng đồng thời cả điều kiện kinh tế và kỹ thuật khi chuyển đổi) thành FSO/FPSO ngày càng ít đi.

6.1. So sánh điểm khác nhau trong quá trình thiết kế, vận hành khai thác giữa tàu chở dầu và FSO/FPSO

6.1.1. Tổng quan về kích thước cơ bản của tàu chở dầu và FSO/FPSO

Mối tương quan giữa các kích thước chủ yếu ảnh hưởng đến các tính năng khác nhau trong thiết kế. Ví dụ, việc tăng chiều dài của thân tàu sẽ ảnh hưởng đến sức chứa, tăng lực neo buộc và mở rộng vùng nguy hiểm, ảnh hưởng đến chi phí. Thông thường chi phí chế tạo FPSO nhỏ nhất khi tỷ số L/B (chiều dài đặc trưng/chiều rộng đặc trưng) là nhỏ nhất..

Chiều chìm phải đạt tối đa so với chiều dài và chiều rộng. Chiều rộng cũng phải đạt tối đa so với diện tích mặt boong thiết kế. Mặc dù chiều chìm là tham số kích thước nhỏ nhất nhưng lại là yếu tố ảnh hưởng toàn bộ đến khả năng chứa của FPSO, ngoài ra chiều chìm cũng phải đủ lớn để tránh hiện tượng vỗ đáy (bottom slamming) quá mức. Hệ số béo thể tích của FPSO phải đạt tối đa để tăng sức chứa và tăng hiệu quả sử dụng của công trình.

Theo các số liệu thống kê của HSE [13, 14, 15]:

- Tỷ số L/B (chiều dài đặc trưng/chiều rộng đặc trưng) và T/D (chiều cao mạn/chiều chìm cực đại) của các kho chứa nổi dạng được chuyển đổi từ tàu chở dầu lớn

hơn so với dạng đóng mới. Sự phân phối trọng lượng và lực đẩy nổi trên các kho chứa nổi dạng được đóng mới có thể khác đáng kể so với dạng được chuyển đổi từ tàu chở dầu dẫn đến kết quả có sự khác biệt lớn giữa các hiệu ứng trên nước được tính toán và các giá trị cho phép được xác định theo quy phạm.

- Tỷ số giữa mô men uốn sagging và hogging theo phương đứng gây ra do sóng trên kho chứa nổi dạng được đóng mới (khoảng 1 - 1,33) lớn hơn so với các kho chứa nổi dạng được chuyển đổi từ tàu chở dầu (khoảng 0,72 - 1). Điều này cho thấy các hệ số an toàn đối với dạng phá hủy do mô men uốn sagging và hogging là rất khác nhau.

6.1.2. Các yếu tố thiết kế vận hành

Trong một số trường hợp, điều kiện hoạt động của công trình biển dạng tàu có thể phức tạp hơn so với tàu chở dầu: nhiệt độ của dầu chứa trong các khoang cao hơn, số chu trình nhập và xuất hàng nhiều hơn... Công trình biển dạng tàu chịu tải trọng tương đối lớn so với tàu chở dầu do phải bố trí thêm một số thiết bị thượng tầng và các trang thiết bị xử lý làm tăng tải trọng tác động lên kết cấu boong và nâng cao tọa độ trọng tâm của công trình so với tàu chở dầu ban đầu. Vì vậy các yếu tố này cần được xem xét chi tiết khi kiểm tra điều kiện bền, mạn khô, ổn định nguyên vẹn, ổn định tai nạn. Bảng 4 thể hiện sự khác biệt chính giữa tàu chở dầu và FSO/FPSO trong quá trình hoạt động [1, 3, 6, 7, 8, 16].

6.2. Các dạng tàu chở dầu phù hợp với điều kiện chuyển đổi thành FSO/FPSO

Căn cứ những yếu tố, đặc điểm khác nhau cơ bản giữa các thể hệ tàu chở dầu đã được thiết kế và chế tạo trong lịch sử tàu được phân ra như sau:

- Thể hệ 1 được thiết kế và chế tạo trong giai đoạn từ năm 1970 - 6/1982, là các tàu vỏ đơn có kích thước lớn do chưa ứng dụng các phương pháp số để tính toán nên mức độ chính xác không cao, đòi hỏi mức độ dự trữ về độ bền lớn. Thép sử dụng để chế tạo tàu trong giai đoạn này phần lớn là thép thường nên kích thước của kết cấu và lượng dự trữ ăn mòn tương đối lớn. Công nghệ đóng tàu còn nhiều hạn chế (công nghệ hàn và kiểm tra chất lượng mối hàn), độ tin cậy của công trình không cao.

Đầu thế kỷ XXI là thời điểm thuận lợi cho quá trình chuyển đổi tàu chở dầu thành kho chứa nổi do kích thước kết cấu tương đối lớn phù hợp với việc hoán cải (FPSO Ruby Princess đã được khai thác tại mỏ Ruby là dạng được

hoán cải từ tàu chở dầu trong giai đoạn này). Hơn nữa giá thành của tàu dạng này tại thời điểm đó thấp do thời gian khai thác đã lâu (gần 30 năm) là yếu tố thuận lợi để cân nhắc lựa chọn. Hiện nay, những tàu dạng này hầu hết đã chuyển đổi thành kho chứa nổi hoặc đã thanh lý, số tàu còn lại cũng không thể đem chuyển đổi được do một số nguyên nhân:

- + Các tàu chở dầu dạng này là những tàu vỏ đơn nên không phù hợp với quy định kỹ thuật hiện hành là tối thiểu FSO/FPSO phải có kết cấu mạn kép, đối với những vùng có khả năng va chạm với đáy biển còn phải yêu cầu thêm đáy đôi (vấn đề này vẫn có thể khắc phục bằng cách bổ sung mã hộp (sponson) nhưng chi phí khá tốn kém).

- + Vật liệu chế tạo đã bị lão hóa, để khắc phục cần kinh phí đầu tư lớn mà công trình sau khi chuyển đổi lại có tuổi thọ khai thác không dài nên không mang tính khả thi.

- + Quy định của Nhà nước Việt Nam về giới hạn tuổi tàu đã qua sử dụng đăng ký lần đầu tại Việt Nam không quá 15 năm.

- Thế hệ 2 được thiết kế và chế tạo từ tháng 6/1982 - 7/1996, là những tàu chở dầu có kích thước kết cấu mỏng hơn so với thế hệ 1. Kết cấu tàu trong giai đoạn này đã sử dụng thép cường độ cao làm giảm trọng lượng kết cấu thép và được thiết kế tối ưu do sử dụng phương pháp PTHH để tính toán. Điều này cũng ảnh hưởng đến việc tăng khả năng xuất hiện các vết nứt mỏi và khả năng ăn mòn trong quá trình khai thác kho chứa nổi sau khi được

chuyển đổi trong thời gian dài (ví dụ 10 năm hoặc lâu hơn nữa). Tàu được đóng trong giai đoạn này chủ yếu là vỏ đơn, một số có đáy đôi (chủ yếu là tàu đóng sau năm 1990). Hiện nay, những tàu chở dầu được thiết kế và chế tạo trong giai đoạn này có giá thành rẻ (do tuổi thọ khai thác lớn (trên 20 năm) và phải loại bỏ theo quy định của IMO về vỏ kép.

Quy định về vỏ kép hay được sử dụng đối với các FSO/FPSO để phòng tránh các rủi ro do va chạm hoặc mắc cạn khi di chuyển nhưng hiện nay chính quyền hàng hải của một số quốc gia ven biển chỉ yêu cầu FSO/FPSO thỏa mãn điều kiện mạn kép theo khuyến cáo của IMO nêu tại Nghị quyết MEPC.139(53). Tàu chở dầu vỏ đơn vẫn có khả năng thỏa mãn yêu cầu về mạn kép sau khi chuyển đổi bằng cách bổ sung thêm kết cấu như dạng mã hộp (sponsons). Đối với FSO/FPSO khai thác ở vùng biển ít có khả năng va chạm đáy (xa bờ, địa hình không phức tạp) thì chính quyền hàng hải của quốc gia ven biển hiện chỉ yêu cầu đảm bảo điều kiện mạn kép.

FSO/FPSO được chuyển đổi từ tàu chở dầu thế hệ này hoàn toàn có thể đảm bảo được điều kiện khai thác trong vòng 10 năm và thích hợp với các mỏ nhỏ có tuổi thọ khai thác ngắn. Như vậy, việc hoán cải các tàu chở dầu trong giai đoạn này hoàn toàn có khả năng nhưng cần lưu ý đến tuổi của tàu trước khi tiến hành chuyển đổi. Giá trị công trình sau khi chuyển đổi từ tàu chở dầu không cao. Tàu dạng này ở Việt Nam hiện nay hầu như không có. Như vậy, trở ngại lớn nhất của việc lựa chọn dạng tàu này để

Bảng 4. Sự khác biệt chính giữa tàu chở dầu và FSO/FPSO trong quá trình hoạt động

Tàu chở dầu	FSO/FPSO
Điều kiện thiết kế là môi trường sóng biển Bắc Đại Tây Dương	Điều kiện thiết kế là môi trường biển tại khu vực dự kiến khai thác và tuyến hàng hải dự định kéo (kéo từ địa điểm đóng mới tới mỏ khai thác hoặc kéo từ mỏ vào ụ để sửa chữa)
Sóng có chu kỳ lặp từ 20 - 25 năm	Sóng có chu kỳ lặp 100 năm
Chủ yếu là tác động của sóng	Tác động của gió và dòng chảy cũng khá đáng kể
Giới hạn số lượng các chu trình chất và dỡ tải, quá trình này được thực hiện trong cảng hoặc khu vực được che chắn	Quá trình chất và dỡ tải thường xuyên và quá trình này thường thực hiện ngoài mỏ chịu ảnh hưởng trực tiếp của điều kiện thời tiết
Các điều kiện tải trọng ít	Nhiều điều kiện tải trọng khác nhau và nhiều trạng thái trung gian
Khoảng 70% thời gian khai thác ngoài biển	Gần 100% thời gian khai thác ngoài biển
Có thể tránh được điều kiện thời tiết bất lợi trong quá trình khai thác	Khai thác tại vị trí cố định, do vậy phải chịu được các yếu tố bất lợi của điều kiện môi trường biển tại khu vực khai thác
Phải định kỳ vào ụ kiểm tra sửa chữa sau 5 năm	Có thể được thiết kế làm việc liên tục không phải vào ụ sửa chữa (trừ các trường hợp sự cố đặc biệt)
Không có trang thiết bị thượng tầng	Có thiết bị thượng tầng (hệ thống trang thiết bị xử lý lắp đặt trên mặt boong), vì vậy cần phải xem xét ảnh hưởng của quá trình tương tác giữa thượng tầng và kết cấu mặt boong

chuyển đổi là quy định của Nhà nước về giới hạn tuổi của tàu đã qua sử dụng đăng ký lần đầu tại Việt Nam.

- Thể hệ 3 là tàu chở dầu vỏ kép được thiết kế và chế tạo từ tháng 7/1996 - 2006. Giai đoạn này, OPA90 chính thức có hiệu lực do đó các tàu chở dầu phải được thiết kế dạng vỏ kép và sử dụng thép cường độ cao ở một số khu vực quy định. Nói chung, các tàu chở dầu được thiết kế và chế tạo trong giai đoạn này đều thỏa mãn các yêu cầu đặt ra để chuyển đổi thành FSO/FPSO. Việc chuyển đổi dễ dàng do thời gian khai thác ngắn (dưới 15 năm), có thể nhập khẩu dạng tàu này để chuyển đổi thành FSO/FPSO. Ngoài ra, do chất lượng tôn sắt thép còn tốt và đều là các tàu dạng vỏ kép nên khối lượng tôn sắt thép cần bổ sung để hoán cải ít. Kho chứa sau khi được chuyển đổi từ dạng tàu này đáp ứng được các yêu cầu khắt khe của chính quyền hàng hải các quốc gia ven biển (điều kiện vỏ kép). Công trình sau khi chuyển đổi sang FSO/FPSO có giá trị cao, trong khi chi phí đầu tư ban đầu không lớn.

- Thể hệ 4 là tàu chở dầu vỏ kép được chế tạo từ năm 2006 đến nay tuân thủ theo quy phạm chung (CSR) của Hiệp hội Tổ chức Phân cấp Quốc tế (IACS). Tàu dạng này còn rất mới (thời gian khai thác dưới 5 năm), việc hoán cải thành FSO/FPSO thuận lợi do trang thiết bị còn mới, khả năng tận dụng cao. Do các yêu cầu cao trong quá trình thiết kế kết cấu công trình theo quy phạm chung nên lượng tôn sắt thép cần bổ sung khi chuyển đổi không nhiều, quá trình duy tu bảo dưỡng sau khi chuyển đổi ít tốn kém, có khả năng khai thác trong thời gian dài, giá trị của công trình sau khi chuyển đổi cao. Tuy nhiên, chi phí đầu tư ban đầu lớn, hơn nữa tàu thể hệ 4 ít bán trên thị trường.

6.3. Những điểm cần lưu ý trong quá trình chuyển đổi tàu chở dầu thành FSO/FPSO

Các điều kiện tiên quyết sau phải được xem xét khi lựa chọn một tàu chở dầu để chuyển đổi thành FSO/FPSO:

- Giá của tàu dầu dự định sử dụng để hoán cải;
- Vùng hoạt động và lịch sử sử dụng của tàu trước khi hoán cải: khu vực hoạt động (tuyến hoạt động); các điều kiện hoạt động (lịch sử hoạt động), đây chính là các yếu tố liên quan đến tổn thương môi của kết cấu công trình;
- Công suất xử lý dự kiến và khả năng chứa của FSO/FPSO sau khi được chuyển đổi;
- Độ bền dự trữ và tuổi thọ môi thiết kế ban đầu;

- Các kích thước cơ bản của tàu chở dầu và khả năng chứa của nó;

- Dạng tàu chở dầu (Suezmax, Panamax hoặc VLCC, ULCC). Hầu hết các tàu chở dầu cỡ lớn đều có khả năng được lựa chọn để hoán cải thành FSO/FPSO. Đối với tàu dạng Suezmax và Panamax, khả năng chứa của FSO/FPSO sau chuyển đổi sẽ nhỏ hơn 1,5 triệu thùng dầu, đối với tàu dạng VLCC sau khi chuyển đổi có thể chứa nhiều hơn 1,5 triệu thùng dầu. Các tàu chở dầu dạng VLCC, ULCC có thể hoán cải thành FSO/FPSO có sức chứa lớn (trên 150.000DWT);

- Tuổi tàu (năm đóng): liên quan đến chất lượng của vật liệu (khả năng bị lão hóa hoặc bị môi);

- Bố trí kết cấu thân vỏ (vỏ đơn, mạn kép đáy đơn, vỏ kép hay đáy đôi mạn đơn);

- Trạng thái của kết cấu thân vỏ: hiện trạng thực tế của kết cấu (ăn mòn, thay thế, bảo dưỡng...). Đối với phần kết cấu, điều quan trọng cần xem xét chính là lượng thép bổ sung cần thiết để hoán cải không được quá lớn;

- Xem xét khả năng tái sử dụng hệ thống máy móc và trang thiết bị hiện có của các tàu chở dầu (sử dụng luôn hoặc nâng cấp theo các mức độ khác nhau tùy vào tình trạng thực tế và yêu cầu cụ thể khi hoán cải) trên FSO/FPSO sau khi hoán cải. Đây là yếu tố quan trọng để giảm chi phí đầu tư ban đầu, song khi thực hiện phải xem xét chi tiết. Các thiết bị và hệ thống có khả năng xem xét để tái sử dụng (xem xét để nâng cấp) gồm [3, 4, 5, 9, 11, 12]: hệ thống máy chính và máy dự phòng, hệ thống máy phát điện, nồi hơi tự đốt (nồi hơi phụ) và nồi hơi kinh tế, hệ thống khởi động bằng khí và hệ thống khí cụ, hệ thống ống (ống dẫn dầu và ống dẫn), hệ thống thủy lực mặt boong, hệ thống hút khô, hệ thống nước biển và hệ thống cứu hỏa, hệ thống hơi nước, hệ thống khí trơ và hệ thống làm sạch dầu thô, hệ thống dầu nhờn, các bơm hàng, bơm dẫn và hệ thống điều khiển đi kèm, hệ thống thông tin liên lạc, hệ thống cấp điện và bảng điều khiển, hệ thống gia nhiệt, các động cơ, hệ thống chiếu sáng, hệ thống báo lửa, báo rò rỉ khí, hệ thống trang thiết bị cứu sinh, cứu hỏa, hệ thống chống ăn mòn (bảo vệ bằng cathodic), khu vực nhà ở.

- Xem xét bổ sung các bộ phận, trang thiết bị mới gồm: hệ thống xử lý sơ bộ dầu, hệ neo (neo chùm, neo tháp hoặc dạng neo đơn) và hệ thống đỡ ống riser, hệ thống tháp đốt, hệ thống trang thiết bị và điều khiển, hệ thống xuất dầu, sàn sản bay trực thăng và các hệ thống đi kèm, hệ thống cầu và tầm hoạt động của chúng, hệ thống

nước ép vữa (nhằm tăng áp suất trong vữa để đảm bảo năng suất khai thác), biện pháp bảo vệ chống hiện tượng nước tràn boong (green-water) như vách chắn và phương pháp phá sóng.

Khi chuyển đổi tàu chở dầu thành FSO/FPSO cần quan tâm đến điều kiện độ bền, vấn đề ổn định do phải bổ sung rất nhiều trang thiết bị xử lý trên boong nên tọa độ trọng tâm của hệ sau khi chuyển đổi cao. Để đảm bảo thành công khi chuyển đổi tàu chở dầu thành FSO/FPSO cần xác định chính xác sự phân bố khối lượng của các trang thiết bị thượng tầng cần phải lắp đặt (hệ ống riser, tháp đốt, khu nhà ở và thiết bị thượng tầng phải được bố trí chi tiết) cũng như lượng tôn sắt thép phải bổ sung để đảm bảo các yêu cầu về độ bền. Điều này sẽ xác định chính xác được mạn khô tối thiểu, tránh hoặc hạn chế lượng được dẫn cố định hoặc phải tăng thể tích các khoang dẫn để điều khiển độ nghiêng, chúi hoặc phải bổ sung lực nổi bằng cách bổ sung các mã hộp (sponson).

Các trang thiết bị thượng tầng được chế tạo thành các module, được lắp đặt trên boong. Đối với các kho chứa nổi được hoán cải từ tàu chở dầu, các module thiết bị thượng tầng được đỡ trên mặt boong tại các vị trí trùng với các vị trí sườn khỏe bằng hệ thống các cột chống. Nguyên tắc này được chứng minh đem lại hiệu quả cao nhất, góp phần giảm thiểu chi phí trong quá trình hoán cải. Do các sườn khỏe thông thường của tàu chở dầu có độ dày từ 12 - 16mm và không được thiết kế để chịu tải trọng cục bộ lớn. Tải trọng gây ra do các module thượng tầng phân đều trên một số lượng lớn gối đỡ, dẫn đến tải trọng của các module gây ra phù hợp với các sườn khỏe hiện hữu của tàu chở dầu. Khả năng chịu tải của các sườn khỏe bị giới hạn nên trọng lượng của mỗi module thượng tầng sẽ bị giới hạn, thường không quá 500 tấn.

6.4. Ưu, nhược điểm của giải pháp hoán cải tàu chở dầu thành FSO/FPSO

Đối với những mỏ cận biên, FSO/FPSO dạng được hoán cải từ tàu chở dầu tỏ ra ưu việt hơn so với dạng đóng mới do chi phí ban đầu bỏ ra ít, có thể tận dụng một số trang thiết bị sẵn có, giảm khối lượng giám sát trong quá trình triển khai dự án và nhanh chóng đưa công trình vào khai thác.

Tuy nhiên, giải pháp hoán cải tàu chở dầu thành FSO/FPSO cũng có một số nhược điểm:

- Tuổi thọ thiết kế của công trình không lớn do tàu chở dầu trước đó đã được sử dụng;

- Điều kiện môi trường biển tại mỏ dự định khai thác bị giới hạn do dạng công trình này chỉ thích hợp với những vùng biển tương đối êm hòa;

- Chi phí vận hành khai thác công trình lớn do quá trình thực hiện hoán cải khó đạt được độ tin cậy cao, do tuổi của công trình lớn nên phải tăng các biện pháp để giảm thiểu rủi ro;

- Giá trị còn lại của công trình sau khi khai thác nhỏ do đó giá bán thấp.

7. Kết luận

Trên cơ sở phân tích, nhóm tác giả nhận thấy việc nghiên cứu chi tiết để tìm ra dạng FSO/FPSO phù hợp với điều kiện kinh tế, điều kiện khai thác của các mỏ trên thềm lục địa Việt Nam là thực sự cần thiết, góp phần đảm bảo an toàn, tiết kiệm chi phí đầu tư, chi phí vận hành (bảo trì, sửa chữa)... Trong bài viết này, nhóm tác giả đã cung cấp một số thông tin cơ bản để các nhà quản lý/chủ đầu tư lựa chọn giải pháp hiệu quả nhất khi đầu tư mới hoặc hoán cải tàu chở dầu thành FSO/FPSO. Để phát triển dịch vụ đóng mới, sửa chữa và nâng cấp các kho chứa nổi FSO/FPSO ở Việt Nam, cần có sự phối hợp nghiên cứu chuyên sâu giữa các ngành (khai thác, phát triển mỏ, công trình biển, đóng tàu...), phát huy tối đa nội lực để thiết kế và chế tạo thành công các FSO/FPSO phù hợp với điều kiện khai thác của Việt Nam với tỷ lệ nội địa hóa cao nhất, từ đó tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước do không phải thuê tàu hoặc đóng các tàu chứa ở nước ngoài.

Tài liệu tham khảo

1. TCVN 6474-2007. *Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật kho chứa nổi.*
2. Wanda J. Parker, WJP Enterprises and Todd W. Grove. *FPSO standards and recommended practices.* American bureau of shipping.
3. *Proposed use of floating production, storage, and offloading systems on the Gulf of Mexico outer continental shelf, Western and central planning areas, draft environmental impact statement.* Minerals management service, Gulf of Mexico OCS region. August 2000.
4. F.Korbijn, S.Valsgard, O.Bach-Gransmo. *Strength evaluation of hull girder for ship type floating units.* DNV Report Number 88-0036. 1988.
5. *FPSOs present and future workshop.* Presentations Houston, TX.

6. Wanda J. Parker, WJP Enterprises and Todd W. Grove. *OTC 13170 FPSO standards and recommended practices*. American Bureau of Shipping.
7. *FPSO and shuttle tanker positioning*. Chris Jenman Global Maritime, Inc.
8. *OTC 16198 Design and conversion of FPSO mystras*. T. Terpstra, IHC Gusto Engineering B.V.; G. Schouten, Single Buoy Moorings Inc.; L. Ursini, Saipem Energy International.
9. *FPSO Design & conversion practice Taco Terpstra*. Gusto engineering.
10. *OTC 15314. A solution for FPSO module integration*. P.A.Thomas, S. Malek, N. Tcherniguin and V. Bestel, Technip-Coflexip.
11. *OTC 13996. FPSOs: Design considerations for the structural interface hull and topsides*. M.H. Krekel, Bluewater offshore production systems (USA) Inc., M.L. Kaminski, Maritime Research Institute Netherlands (MARIN).
12. *UKOOA. FPSO Design guidance notes for ukcs service*. March 2002.
13. *OTO 98164. Reliability based design and assessment of FPSO structures*.
14. *OTO 98172. Shuttle tanker and offloading operations at FPSO/FSU's*.
15. *RR083. Margins of safety in FPSO hull strength*.
16. S. Chakrabarti (Ed.). *Floating offshore platform design*. Handbook of Offshore Engineering. 2005; 7.
17. Nguyễn Văn Đắc. *Trữ lượng dầu mỏ của Việt Nam. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*.
18. PGS.TS. Phan Văn Khôi. *Báo cáo đề tài nghiên cứu cấp bộ về xử lý số liệu môi trường biển phục vụ cho việc thiết kế các công trình biển trong thềm lục địa Việt Nam*. Cục Đăng kiểm Việt Nam.
19. *Guidelines for the application of the revised MARPOL Annex I Requirements to floating production, storage and offloading facilities (FPSOs) and floating storage units (FSUs)*. Resolution MEPC.139(53).

Selection of FSO/FPSO new building and conversion solutions for offshore oil fields on the continental shelf of Vietnam

Nguyen Ngoc Vinh

Vietnam Marine Technology Development and Technical Investment Co.,Jsc (Vimartec)

Dinh Khac Minh

Shipbuilding Science and Technology Institute

Nguyen Tat Hoan

Cuu Long Joint Operating Co., Ltd

Nguyen Van Diep

PTSC Offshore Services Co., Ltd

Summary

Using floating storage offloading/floating production, storage and offloading (FSO/FPSO) for storage and offloading process is an effective solution for oil fields which lie in deep waters and far from shore, especially for marginal fields where the cost of building pipelines proves ineffective.

There are currently two different trends in the world: (1) building new vessels for fields with harsh environmental conditions or a long life (over 15 years), and (2) converting oil tankers for fields with a short life (less than 15 years) or benign environmental conditions such as those in West Africa, Southeast Asia and Brazil. The choice between new building and conversion will depend on the results of the economic efficiency analysis of the investment process.

The article analyses the advantages and disadvantages of each trend under the specific conditions of Vietnam. It also examines the characteristics, the advantages and disadvantages of the types of ships that can be converted into FSO/FPSO, thus giving managers and investors a more general picture that helps them select the most efficient investment plan.

NGHIÊN CỨU HOÀN THIỆN “QUY CHẾ BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG VIỆC TÌM KIẾM, THĂM DÒ, PHÁT TRIỂN MỎ, KHAI THÁC, TÀNG TRỮ, VẬN CHUYỂN, CHẾ BIẾN DẦU KHÍ VÀ CÁC DỊCH VỤ LIÊN QUAN”

KS. Dương Đình Nam

Viện Dầu khí Việt Nam

TS. Hà Dương Xuân Bảo

Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

Tóm tắt

Bài viết trình bày kết quả của đề tài nghiên cứu khoa học cấp Ngành “Rà soát và cập nhật Quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan” (Quy chế 1998). Nội dung nghiên cứu chính là rà soát và đánh giá 48 điều của Quy chế 1998 trên cơ sở xem xét, cập nhật các quy định bảo vệ môi trường đang được áp dụng trong Ngành Dầu khí Việt Nam, ở một số quốc gia, của các tổ chức trên thế giới và các thông lệ quốc tế. Kết quả nghiên cứu chính đạt được là Quy chế dự thảo, dự kiến thay thế cho Quy chế 1998 sau khi được Bộ Tài nguyên và Môi trường xem xét, thẩm định, ban hành.

1. Giới thiệu

Cùng với việc đẩy mạnh hoạt động sản xuất kinh doanh, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam luôn quan tâm đến công tác bảo vệ môi trường. Các quy định pháp luật về bảo vệ môi trường liên quan được thực thi nghiêm chỉnh, nhiều tài liệu/hướng dẫn nội bộ đã và đang được xây dựng, điều chỉnh theo tiêu chí phát triển bền vững mà bảo vệ môi trường là yếu tố được ưu tiên.

Một trong những cầm nang cho các tổ chức dầu khí thực hiện công tác bảo vệ môi trường là “Quy chế bảo vệ môi trường trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan”, được ban hành theo Quyết định số 395/1998/QĐ-KHCNMT ngày 10/4/1998 của Bộ trưởng Bộ Khoa học Công nghệ và Môi trường” (gọi tắt là Quy chế 1998). Từ 1998 đến nay, nhiều sự thay đổi đã ảnh hưởng trực tiếp đến nội dung và tính phù hợp của Quy chế 1998 như: (1) Sửa đổi, bổ sung và ban hành mới các văn bản luật và dưới luật như Luật Bảo vệ Môi trường, Luật Dầu khí, Luật Hóa chất...; (2) Sự thay đổi của hệ thống quản lý Nhà nước: thành lập Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương...; (3) Sự mở rộng và phát triển cũng như định hướng phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Từ những thay đổi trên, việc điều chỉnh, bổ sung Quy chế 1998 là cấp thiết, nhằm kịp thời cho việc áp dụng Quy chế vào thực tiễn, thống nhất và nâng cao hiệu quả thực thi Quy chế.

Bài viết trình bày kết quả ban đầu của việc thực hiện nghiên cứu hoàn thiện Quy chế 1998. Trên cơ sở này, nhóm

tác giả Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE) - Viện Dầu khí Việt Nam đã đề xuất Quy chế dự thảo với tên gọi “Quy chế bảo vệ môi trường trong các hoạt động dầu khí”.

2. Nội dung và phương pháp nghiên cứu

2.1. Nội dung, đối tượng nghiên cứu

Nội dung nghiên cứu chính gồm: (1) Rà soát, đánh giá 48 Điều của Quy chế 1998 trên cơ sở xem xét, cập nhật các quy định bảo vệ môi trường đang được áp dụng trong Ngành Dầu khí Việt Nam; (2) Tham khảo các quy định bảo vệ môi trường áp dụng trong công nghiệp dầu khí ở một số quốc gia, các tổ chức trên thế giới và các thông lệ quốc tế; (3) Tham khảo các ý kiến chuyên gia trong và ngoài Ngành thông qua khảo sát thực tế tại đơn vị/nhà thầu dầu khí đại diện cho các lĩnh vực hoạt động dầu khí hiện nay ở Việt Nam, tổ chức hội thảo và gửi công văn/thư xin ý kiến.

Đối tượng nghiên cứu bao gồm: (1) Đặc điểm của các lĩnh vực hoạt động dầu khí: Tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, chế biến dầu khí, sản xuất phân bón, điện khí, thu gom - vận chuyển - tàng trữ dầu khí, các dịch vụ kỹ thuật dầu khí; (2) Các tư liệu, văn bản pháp lý liên quan ở Việt Nam và một số quốc gia, tổ chức trên thế giới; (3) Các quy định, tài liệu hướng dẫn thực hiện công tác quản lý an toàn và môi trường của PVN, các đơn vị, nhà thầu dầu khí; (4) Ý kiến đóng góp của các đơn vị, nhà thầu và các chuyên gia dầu khí thông qua các buổi hội thảo chuyên đề.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

- *Phương pháp thu thập, tổng hợp và phân tích tài liệu:* nhóm tác giả đã thực hiện các công việc cụ thể như: (1) Thu thập, phân tích và so sánh các quy định về bảo vệ môi trường trong công nghiệp dầu khí trên thế giới và Việt Nam; (2) Phân tích, đánh giá sự thay đổi khung pháp lý về bảo vệ môi trường và hoạt động dầu khí ở Việt Nam từ 1998 - 2012. Kết quả thu được từ phương pháp này làm cơ sở lý luận cho việc đề xuất các quy định trong Quy chế dự thảo.

- *Phương pháp chuyên gia:* tham khảo ý kiến, tư vấn của các chuyên gia, các nhà quản lý trong lĩnh vực bảo vệ môi trường và kỹ thuật dầu khí cụ thể: (1) Khảo sát việc thực thi Quy chế 1998 tại các đơn vị/nhà thầu dầu khí đại diện; (2) Lấy ý kiến và tổ chức hội thảo khoa học cho Quy chế dự thảo. Kết quả thu được từ phương pháp này làm cơ sở thực tiễn với độ tin cậy cao cho việc đề xuất và hoàn thiện các quy định trong Quy chế dự thảo.

2.3. Phương pháp luận, trình tự và tiêu chí nghiên cứu

- *Phương pháp luận:* Hoàn thiện Quy chế 1998 bao gồm việc xem xét mối quan hệ giữa nội dung Quy chế

1998 với các quy định pháp luật Việt Nam liên quan, các thông lệ quốc tế, thực trạng công nghiệp dầu khí Việt Nam và định hướng phát triển ngành trong tương lai. Từ mối quan hệ này, ta xác định được phạm vi, các vấn đề bất cập, lỗi thời cần hiệu chỉnh và bổ sung để hoàn thiện Quy chế 1998, trên cơ sở đó xây dựng Quy chế dự thảo. Phương pháp luận nghiên cứu được tóm tắt ở Hình 1.

- *Trình tự:* Trình tự các bước nghiên cứu nội dung Quy chế được tóm tắt ở Hình 2.

- *Tiêu chí:* Có nhiều tiêu chí để đánh giá một văn bản quy phạm pháp luật, trong khuôn khổ của nghiên cứu hoàn thiện nội dung Quy chế 1998 được dựa trên 6 tiêu chí cơ bản, mang tính khái quát và phù hợp với đặc điểm loại hình hoạt động dầu khí, bao gồm: *tính toàn diện, tính dự báo, tính minh bạch, tính hợp lý, tính thống nhất và tính khả thi*. Các tiêu chí này được xem xét trên các khía cạnh được tóm tắt ở Bảng 1.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Bổ sung tư liệu tham khảo quốc tế về bảo vệ môi trường trong công nghiệp dầu khí (Bảng 2)

3.2. Đánh giá việc thực thi Quy chế 1998

3.2.1. Ưu điểm

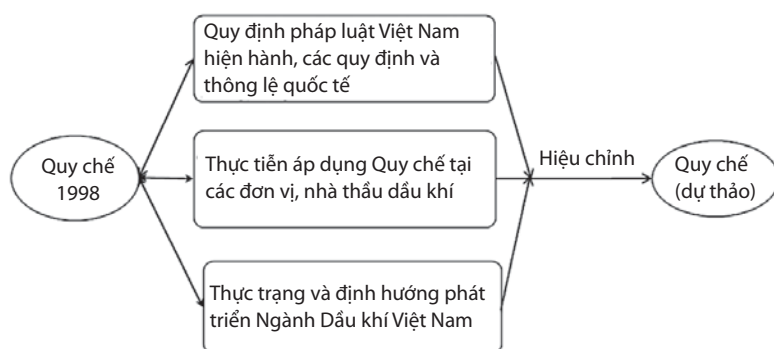
- Quy chế 1998 được coi như cẩm nang và cơ sở pháp lý cho các công ty dầu khí thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong những năm đầu mới ban hành, nhất là khi chưa ban hành luật sửa đổi bảo vệ môi trường 2005 và các văn bản dưới luật đi kèm;

- Nhiều quy định trong Quy chế vẫn còn phù hợp và có giá trị, đặc biệt là các quy định trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Chính vì vậy, các quy định này được thực thi nghiêm chỉnh và cam kết thực hiện trong các báo cáo về bảo vệ môi trường (báo cáo đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường, để án bảo vệ môi trường, báo cáo giám sát môi trường);

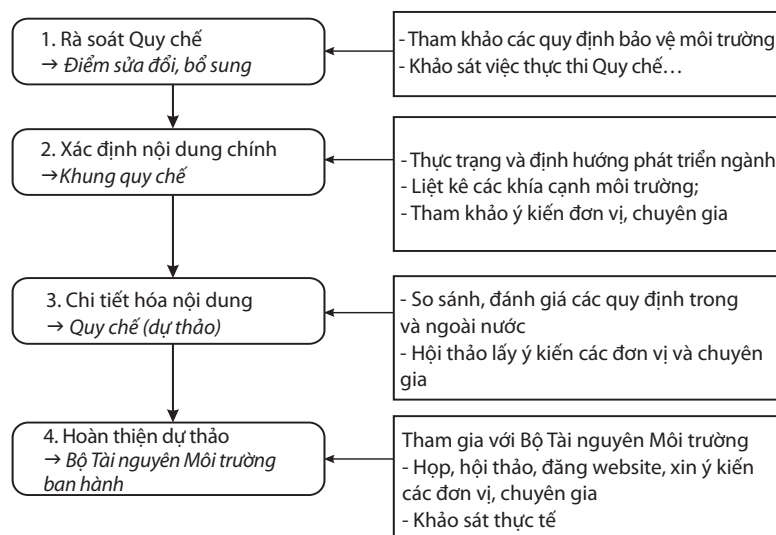
- Hầu hết các quy định bảo vệ môi trường không phân biệt đối xử đối với các loại hình doanh nghiệp dầu khí hiện nay (Nhà nước, cổ phần liên doanh, 100% nước ngoài, tư nhân).

3.2.2. Tồn tại, hạn chế

- Chưa cập nhật các văn bản pháp quy đã bị thay thế hoặc ban hành mới để tạo cơ sở



Hình 1. Sơ đồ tóm tắt phương pháp luận nghiên cứu



Hình 2. Sơ đồ trình tự các bước nghiên cứu hoàn thiện Quy chế 1998

Bảng 1. Tiêu chí rà soát, hiệu chỉnh và bổ sung Quy chế

Tiêu chí	Nội dung cụ thể
Tính toàn diện	- Quy chế có tham chiếu đầy đủ theo các quy định pháp luật liên quan hiện hành không? Những vấn đề nào hiện chưa có quy định pháp luật? - Bất cập của các quy định pháp luật liên quan khi áp dụng vào công nghiệp dầu khí? - Phạm vi Quy chế có bao hàm đầy đủ hoạt động dầu khí hiện nay?
Tính dự báo	- Quy chế này được hoàn thiện có dựa trên định hướng phát triển của Ngành? - Có phù hợp với xu hướng phát triển bền vững và biến đổi khí hậu? - Có coi trọng việc phòng ngừa hơn là xử lý ô nhiễm hay không?
Tính minh bạch	- Rõ ràng về hình thức: Ngôn ngữ sử dụng có chính xác, dễ hiểu? Diễn đạt có rõ ràng, có thể bị hiểu theo nhiều cách khác nhau? - Rõ ràng trong các quy định: Rõ ràng về quyền và nghĩa vụ? Rõ ràng về trình tự, thủ tục và thời gian? Có nguy cơ cho những nhiễu, tham nhũng?
Tính thống nhất	- Có tuân thủ các văn bản pháp luật liên quan có giá trị pháp lý cao hơn hay không? Có mâu thuẫn giữa các quy định trong bản thân Quy chế này? Có mâu thuẫn với nội dung của các văn bản pháp luật liên quan khác? - Có tương thích với các Công ước quốc tế mà Việt Nam tham gia/cam kết?
Tính hợp lý	- Quy chế có đưa ra các quy định bất hợp lý, gây cản trở hoạt động sản xuất kinh doanh, tăng thủ tục hành chính và chi phí cho các Tổ chức dầu khí? - Có phân biệt đối xử giữa các loại hình hoạt động của các tổ chức dầu khí?
Tính khả thi	- Có khả năng áp dụng được cho các tổ chức dầu khí, loại hình hoạt động? - Cơ quan chức năng có thực hiện được trên thực tế (tổ chức, nhân - vật lực)?

Bảng 2. Nguồn tư liệu quốc tế tham khảo

Quốc gia/Tổ chức	Các tài liệu và thông tin bảo vệ môi trường
Vương quốc Anh [2, 3]	- Hướng dẫn sử dụng hóa chất ngoài khơi - Hướng dẫn bảo vệ môi trường cho các công trình phân phối dầu khí - Quy định thải bỏ chất thải, nước khai thác và chất thải khoan
Cơ quan bảo vệ môi trường Hoa Kỳ (US EPA) [4, 5, 6]	- Các tiêu chuẩn cho: hệ thống xả kín và hệ thống kiểm soát thiết bị, hệ thống thu hồi hơi rò rỉ, yêu cầu hiệu quả đốt của các hệ thống đốt - Quy định thải bỏ chất thải, nước khai thác và chất thải khoan
Australia [7, 8]	- Quy định về xây dựng và vận hành đường ống dầu khí - Hướng dẫn tháo dỡ các đường ống dầu khí ngoài khơi - Quy định thải bỏ nước khai thác và chất thải khoan
Canada [9, 10, 11]	- Hướng dẫn sử dụng quy chế thải bỏ chất thải dầu khí - Quy trình thải bỏ chất thải xuống các vỉa địa tầng sâu - Hướng dẫn việc vận chuyển, tàng trữ và chuyển tải nhiên liệu
Na Uy [12]	- Thành phần và việc sử dụng chất phân tán và các tác nhân làm sạch bờ biển do ô nhiễm dầu
New Zealand [13]	- Hướng dẫn thải bỏ nước thải từ các khu vực có công nghiệp dầu khí
Trung Quốc [14, 15, 16, 17]	- Luật Bảo vệ Môi trường biển - Quy định bảo vệ môi trường trong thăm dò và khai thác dầu khí ngoài khơi - Kiểm soát việc thải bỏ chất thải xuống biển
Malaysia [18]	- Luật Dầu khí 2006 - Các quy định thải bỏ dung dịch khoan và nước khai thác
Thái Lan [19]	- Quy định thiết lập vùng an toàn cho các công trình dầu khí - Các quy định thải bỏ dung dịch khoan và nước khai thác
Tổ chức Tài chính Quốc tế (IFC)/Ngân hàng Thế giới (WB) [20 - 26]	- Các hướng dẫn an toàn, sức khỏe và môi trường trong khai thác dầu khí, lọc hóa dầu, sản xuất đạm, NH₃, xơ sợi tổng hợp và nhiệt điện - Quản lý chất thải, tiếng ồn, nguyên vật liệu nguy hiểm, khí thải và chất lượng không khí
Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) [27]	- Công ước phòng chống ô nhiễm dầu từ tàu MARPOL 73/78, bản bổ sung 2006 và 2009

pháp lý cho các tổ chức dầu khí thực hiện các vấn đề như: bắt buộc lập các báo cáo đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường trong quy trình lập và triển khai các dự án dầu khí; phân loại, phân cấp thẩm định và phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường, quy định nguồn kinh phí lập các báo cáo này; giới hạn thải của các chất thải như nước khai thác thải và mùn khoan thải xuống biển, nước thải từ các kho xăng dầu trên đất liền, khí thải từ các công trình lọc - hóa dầu; đảm bảo chất lượng và kỹ thuật trong quan trắc các môi trường... (Nghị định số 29/2011/NĐ-CP và các Thông tư đi kèm; Nghị định số 59/2007/NĐ-CP và các Thông tư đi kèm; các Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia, đặc biệt là QCVN 29:2010/BTNMT, QCVN 34:2010/BTNMT, QCVN 35:2010/BTNMT, QCVN 36:2010/BTNMT; các thông tư hướng dẫn của Bộ Tài nguyên và Môi trường về công tác quan trắc môi trường...);

- Không rõ ràng về nghĩa của một số thuật ngữ trong Quy chế như: “giảm đến mức tối đa”, “hóa chất độc hại khác”, “chất thải rắn độc hại”, “bãi thu gom, bãi thải” và “không gây ô nhiễm”... và một số khái niệm cần được thống nhất với các văn bản khác như: Tổ chức, cá nhân và nhà thầu (Luật Dầu khí 2000 và 2008 và các nghị định đi kèm), Người điều hành (Quy chế khai thác dầu khí 2010), nhà điều hành (Quy chế quản lý an toàn 1999); tổ chức dầu khí (Quy chế này);

- Thiếu nhiều quy định tham chiếu và nhiều văn bản trích dẫn không còn phù hợp, lỗi thời khi áp dụng vào Công nghiệp dầu khí như:

- + Quy định pháp lý riêng về thời điểm lập và phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường cho các dự án Lọc - hóa dầu có bản quyền công nghệ chưa có (hiện nay phải sử dụng công văn tạm thời của Thủ tướng Chính phủ);

- + Đối với các dự án xây dựng và vận hành đường ống dầu khí nối liền từ ngoài khơi về đất liền chưa xác định cơ quan thẩm định (Phụ lục của Nghị định 29/2011/NĐ-CP không đề cập tới trường hợp này);

- + Quy định lập lại các báo cáo bảo vệ môi trường thiếu định lượng và không phù hợp với dự án dầu khí Thông tư 26/2011/TT-BTNMT (Mục b, khoản 1 Điều 10 & 11): “Tăng quy mô, công suất hoặc thay đổi công nghệ...”;

- + Liên quan tới “Cam kết bảo vệ môi trường cho các dự án ngoài khơi”: Do Huyện có cơ sở xử lý chất thải phê duyệt (cụ thể huyện Tân Thành, Bà Rịa - Vũng Tàu nằm sâu trong đất liền phê duyệt cho một số dự án ngoài khơi, thậm chí hoạt động ở vùng biển miền Trung nếu nhà thầu vận chuyển chất thải về Bà Rịa - Vũng Tàu xử lý). Đây chỉ là

quy định mang tính “Tình huống” nên cần được thay thế bằng một quy định mới hợp lý hơn;

- + Thiếu các quy định bảo vệ môi trường và phục hồi môi trường trong giải phóng mặt bằng, nạo vét cảng và luồng hàng hải, thu dọn các công trình dầu khí...

- + Chưa có quy định về quản lý chất thải phát sinh trong quá trình thu dọn các công trình dầu khí;

- + Chưa có quy định cho việc bơm chất thải từ quá trình khoan, khai thác dầu khí trở lại vỉa thay vì phải xử lý tại chỗ hoặc mang về bờ để xử lý.

- + Hướng dẫn kỹ thuật quan trắc môi trường của Bộ Tài nguyên và Môi trường không phù hợp với thực tế hay chuẩn mực quốc tế như Thông tư 31/2011/TT-BTNMT về quy trình kỹ thuật quan trắc môi trường nước biển: bỏ qua việc lấy mẫu trầm tích đáy, sinh vật đáy khu vực xa bờ, một số chỉ tiêu không phù hợp, không quan trắc theo chiều sâu cột nước và không bảo đảm tính thống kê (quy định chỉ 1 mẫu/trạm);

- + Quy định cho công tác ứng phó sự cố tràn dầu: lỗi thời, không phù hợp về phân chia cấp độ, cấp thẩm quyền phê duyệt không xác định (Quyết định số 129/2001/QĐ-TTg ban hành Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu Quốc gia; Quyết định số 103/2005/QĐ-TTg ban hành Quy chế ứng phó tràn dầu...). Điều này gây nhiều khó khăn cho các tổ chức dầu khí trong khi áp dụng.

- + Quá nhiều loại báo cáo về bảo vệ môi trường cho nhiều cấp, tần suất và thời gian không giống nhau, mẫu báo cáo chưa thống nhất... như báo cáo bảo vệ môi trường cho Sở Tài nguyên Môi trường và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

- Chưa cập nhật sự thay đổi chức năng và trách nhiệm của một số cơ quan quản lý Nhà nước (theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2008, Bộ Công Thương quản lý Ngành Dầu khí Việt Nam);

- Trong các văn bản pháp quy về môi trường chưa có quy định về tổ chức, bộ phận chuyên môn về bảo vệ môi trường chung cho các doanh nghiệp (Nghị định 81/2007/NĐ-CP ngày 23/5/2007 của Chính phủ có quy định tổ chức, bộ phận chuyên môn về bảo vệ môi trường nhưng chỉ trong các cơ quan Nhà nước và doanh nghiệp Nhà nước).

- Chưa cập nhật kịp thời với sự mở rộng sản xuất kinh doanh của ngành công nghiệp dầu khí như: lọc hóa dầu, điện khí, đạm, hóa chất, chế tạo giàn khoan, đóng tàu... Do đó, một số đơn vị chưa hoặc ít khi tham khảo Quy chế trong công tác quản lý môi trường.

3.3. Dự thảo Quy chế bảo vệ môi trường trong các hoạt động dầu khí

Quy chế dự thảo được thống nhất sau khi tiếp thu các ý kiến góp ý của các chuyên gia với các điểm chính gồm:

- **Tên Quy chế dự thảo:** so với tên Quy chế 1998 được điều chỉnh theo hướng phù hợp hơn với phạm vi hoạt động của Ngành Dầu khí Việt Nam hiện nay;

- **Phạm vi:** bổ sung lĩnh vực đạm; làm rõ và đầy đủ các hoạt động dầu khí trên bờ và các loại hình dịch vụ dầu khí chính (vận tải dầu và chất thải, cảng); ràng buộc trách nhiệm của các tổ chức, cá nhân trong công tác ứng phó sự cố, phục hồi môi trường và bồi thường thiệt hại do sự cố gây ra;

- **Cấu trúc:** Dự thảo gồm 6 Chương và 22 Điều. Khung dự thảo đã được thống nhất gộp phần “chế biến dầu khí” và “thu gom, vận chuyển và tàng trữ dầu khí” thành Chương 3 “Chế biến, thu gom, vận chuyển và tàng trữ dầu khí”; thay đổi lại tên chương 4 “Ứng phó sự cố tràn dầu, sự cố hóa chất, phục hồi môi trường và bồi thường thiệt hại sau sự cố” thay vì chương 6 “Khắc phục ô nhiễm môi trường, suy thoái môi trường, sự cố môi trường” trong Quy chế 1998. Chương 1 “Những quy định chung” có bổ sung điều 4 “Trách nhiệm chung của các tổ chức dầu khí” - quy định các yêu cầu mà hầu hết các tổ chức dầu khí phải thực hiện, điều 5 “Trình nộp tài liệu” - quy định các tài liệu và cơ quan quản lý mà các tổ chức dầu khí phải trình nộp.

- **Nội dung:** Các điều trong mỗi Chương được trình bày theo trình tự các giai đoạn của một dự án (giai đoạn lập dự án đầu tư, thiết kế, xây dựng, nghiệm thu, vận hành và thu dọn) hoặc theo loại hình hoạt động tách biệt (khảo sát địa chấn, khoan thăm dò, phát triển và khai thác), các khoản trong từng điều được trình bày theo trình tự yêu cầu pháp lý (thực hiện quan trắc trước khi lập báo cáo đánh giá tác động môi trường...); liệt kê đầy đủ các khía cạnh môi trường cho các loại hình hoạt động dầu khí, phù hợp với yêu cầu thực tế và khả thi áp dụng. Đây là sự thay đổi khác biệt so với cách thể hiện nội dung trong Quy chế 1998, sự khác biệt này không chỉ về mặt trình tự mà còn cả về tính đầy đủ của nội dung. Ưu điểm của cách trình bày này là tạo điều kiện dễ dàng cho người sử dụng cũng như hạn chế thiếu sót các quy định. Nhược điểm là có nhiều quy định được nhắc lại trong từng chương, làm cho nội dung Dự thảo trở nên cồng kềnh.

- **Mức độ chi tiết:** Dự thảo sẽ do Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành, nội dung mang tính pháp lý và phần lớn được tổng hợp từ các văn bản pháp quy khác, mức độ chi tiết được đánh giá ở mức vừa phải, không chi tiết như một Hướng dẫn (chi tiết hơn Quy chế 1998).

4. Kết luận và kiến nghị

Việc triển khai công tác nghiên cứu hoàn thiện “Quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan” đã đáp ứng phần nào yêu cầu thực tiễn phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam hiện nay, thể hiện sự chủ động của Petrovietnam trong việc đóng góp với các cơ quan quản lý Nhà nước để hoàn thiện các cơ sở pháp lý về bảo vệ môi trường minh bạch, bình đẳng, phù hợp với thực tế, thuận lợi cho các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực dầu khí.

Các kết quả nghiên cứu đạt được sẽ là tư liệu tham khảo cho công tác cập nhật, sửa đổi, bổ sung, ban hành lại Quy chế cũng như xây dựng các văn bản pháp quy về bảo vệ môi trường đặc thù của Ngành. Nhóm tác giả mong nhận được sự ủng hộ, hợp tác với trách nhiệm cao của các cơ quan quản lý Nhà nước trong quá trình thúc đẩy việc sửa đổi và ban hành Quy chế chính thức trong thời gian sớm nhất, góp phần phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam theo hướng bền vững.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Phương và nnk. *Rà soát văn bản pháp luật - Luật Bảo vệ Môi trường 2005*. 2011.
2. The Department of Energy & Climate Change (DECC), UK. *Guidance notes on the offshore chemicals regulations 2002*.
3. The Energy Institute, UK. *Environmental guidelines for petroleum distribution installations*. 2006.
4. Office of Science, U.S. Department of Energy. *Produced water regulatory requirements around the world, USA*. 2006.
5. John A. Veil. *Why are produced water discharge standards different throughout the world?* San Antonio, TX. October 19, 2006.
6. U.S. Environmental Protection Agency. *Standards of performance for equipment Leaks of VOC in the synthetic organic chemicals manufacturing industry; Standards of performance for equipment Leaks of VOC in petroleum refineries*. Final Rule. 2007.
7. The Australian Department of Industry, Tourism and Resources (now renamed the Department of Resources, Energy and Tourism). *Guideline for the decommissioning of offshore petroleum facilities*. 2002.
8. The Australian Department of Industry, Tourism

and Resources (now renamed the Department of Resources, Energy and Tourism). *Guidelines for Offshore pipeline facilities*. 2006.

9. Environmental Protection Division. Ministry of Environment. B.C. Canada. *Oil and gas waste regulation - users guide*. 2007.

10. Ministry of Environment. B.C. Canada. *Procedure for authorizing deepwell disposal of wastes*.

11. Ministry of Water, Land and Air Protection. B.C. Canada. *A field guide to fuel handling, transportation & storage*. 2002.

12. The Climate and Pollution Agency (SFT) - The Norwegian Ministry of the Environment. *Chapter 19 "The composition and use of dispersants and beach-cleaning agents to combat oil pollution"*. 2009.

13. Ministry for the Environment - New Zealand. *Environmental guidelines for water discharges from petroleum industry sites in New Zealand*. 1998.

14. National Assembly of the Republic of China. *Marine environment protection law of the People's Republic of China*. 2000.

15. National Assembly of the Republic of China. *Regulations on the administration of environmental protection in the exploration and development of offshore petroleum*. 1983.

16. National Assembly of the Republic of China. *Regulations of the People's Republic of China on the control over dumping wastes into the sea waters*. 1985.

17. Li Wen You, Doug Linthorne. *Beibu gulf produced water and surplus gas disposal concepts*. 2007.

18. The Commissioner of Law Revision, Malaysia. *Act 95 - Petroleum Mining Act 1966*. 2006.

19. Ministry of National Development of Thailand. *Ministerial regulation establishing safety zones and distance marks*. No.6 - B.E. 2514. 1971.

20. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for onshore oil and gas development*. 2007.

21. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development*. 2007.

22. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for petroleum refining*. 2007.

23. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for nitrogenous fertilizer production*. 2007.

24. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for textile manufacturing*. 2007.

25. IFC. *Environmental, health and safety guidelines for thermal power plant*. 2007.

26. IFC. *Air emissions and ambient air quality; Wastewater and ambient water quality; Hazardous material management; Waste management; Noise management*. 2007.

27. IMO. *International convention for the prevention of pollution from ships marpol 73 - 78 consolidated edition, 2006 and 2009*.

Study for amendment and supplement of the Regulation on environmental protection in petroleum prospecting, exploration, field development, production, storage, transportation and processing, and related services

Duong Dinh Nam

Vietnam Petroleum Institute

Ha Duong Xuan Bao

Ho Chi Minh City University of Technology

Summary

This paper presents the initial results of the study entitled "Review and update the Regulation on environmental protection in petroleum prospecting, exploration, field development, production, storage, transportation and processing, and related services" (Regulation 1998). The content of the study is to review 48 articles of the regulation on the basis of studying and updating environmental protection requirements currently applicable in the petroleum industry of Vietnam and in some other countries and organisations in the world, as well as international practices. The main outcome of the study will be a draft regulation that is anticipated to substitute Regulation 1998 after appraisal and promulgation by the Ministry of Natural Resources and Environment.

TIN TRONG NGÀNH

Khánh thành dự án Kho chứa LPG lạnh Thị Vải



Kho LPG lạnh Thị Vải có công suất 60.000 tấn. Ảnh: PVN

Ngày 20/3/2013, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas) đã tổ chức Lễ khánh thành Dự án Kho chứa LPG lạnh Thị Vải. Với kho chứa có công suất 60.000 tấn, thời gian vận hành 30 năm, PV Gas có thể chủ động mở rộng thị trường, tăng khả năng tồn trữ, cung cấp LPG lâu dài, ổn định, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng

Quốc gia, đồng thời tạo ưu thế cho PV Gas trong hoạt động kinh doanh LPG, trở thành đơn vị dẫn đầu trong việc cung cấp LPG tại thị trường Việt Nam.

Dự án Kho chứa LPG lạnh Thị Vải được hoàn thành và đưa vào sử dụng có ý nghĩa lớn về mặt kinh tế - xã hội cho đất nước cũng như cho tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu; góp phần hoàn chỉnh hệ thống cơ sở hạ tầng ngành công nghiệp khí tại vùng kinh tế trọng điểm phía Nam, khu vực có nhu cầu tiêu thụ LPG lớn nhất cả nước.

Đặc biệt, trong quá trình triển khai, Dự án đã được điều chỉnh thiết kế mở rộng một số hạng mục để có thể sử dụng chung cho dự án Kho chứa LNG tại Thị Vải có công suất 1 triệu tấn/năm, đảm bảo các điều kiện về thi công, an toàn, tính khả thi và hiệu quả kinh tế.

Trước đó, chuyến hàng đầu tiên xuất ra tàu từ Kho chứa LPG lạnh Thị Vải được thực hiện vào ngày 15/2/2013 và tính đến nay tổng lượng LPG được xuất từ Kho LPG lạnh Thị Vải đạt khoảng 10.000 tấn.

Nguyễn Cẩm

Khởi công công trình giàn đầu giếng mỏ Kim Cương

Ngày 15/3/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty Petronas Carigali Việt Nam (PCVL) và Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã ký hợp đồng EPCC (tổng thầu thiết kế, mua sắm, xây dựng và đưa vào vận hành) giàn đầu giếng mỏ Kim Cương. Gói thầu EPCC giàn đầu giếng mỏ Kim Cương trị giá trên 57,3 triệu USD, gồm các hạng mục: chân đế có trọng lượng 2.350 tấn kể cả cọc, khối thượng tầng có trọng lượng 2.300 tấn... Cùng ngày, lễ khởi công dự án giàn đầu giếng mỏ Kim Cương đã diễn ra tại Cảng PVC-MS thuộc Khu căn cứ dịch vụ hàng hải Sao Mai - Bến Đình.

Tại lễ khởi công, ông Sharbini Suhaili - Phó Tổng giám đốc Petronas bày tỏ sự tin tưởng PVC-MS có đủ kinh nghiệm và chuyên môn xuất sắc để thực hiện dự án đúng tiến độ, đạt chất lượng và tuyệt đối an toàn. Theo ông Nguyễn Đình Thế - Giám đốc PVC-MS, áp lực về tiến độ thực hiện dự án rất lớn, theo kế hoạch PVC-MS phải hoàn thành công tác chế tạo chân đế trong 5,5 tháng, chế tạo topside trong 11 tháng. Song với đội ngũ cán bộ, kỹ sư giàu kinh nghiệm, lực lượng công nhân tay nghề cao, cơ sở hậu cần chế tạo và trang thiết bị hiện đại, đồng bộ, PVC-MS cam kết sẽ thực hiện phương án thi công, chế tạo tối ưu nhất; chuẩn bị đầy đủ nguồn lực và quản lý, điều



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chứng kiến nghi thức cắt ống, mở đầu cho việc thi công, chế tạo giàn đầu giếng mỏ Kim Cương. Ảnh: PTSC

phối dự án tốt nhất để đảm bảo tuyệt đối an toàn, chất lượng và tiến độ đã đề ra.

Theo kế hoạch, PVC-MS cam kết ngày 10/8/2013 sẽ hoàn thành việc chế tạo chân đế, ngày 28/2/2014 sẽ hoàn thành chế tạo topside và tiếp tục các công việc đấu nối, chạy thử ngoài khơi để giàn đầu giếng Kim Cương sẽ chính thức đón dòng dầu đầu tiên theo đúng kế hoạch đề ra vào ngày 19/5/2014.

Khánh Linh

Bàn giao cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng cho giàn Thăng Long và Đông Đô

Sau hơn 3 tháng thi công chế tạo, ngày 9/3/2013, tại Cảng PVC-MS, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã bàn giao 2 cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng (chemical injection skid) của giàn khai thác Thăng Long và Đông Đô cho chủ đầu tư Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC).

Dự án đã được chủ đầu tư nghiệm thu và đánh giá cao về chất lượng, đảm bảo tiến độ và tuyệt đối an toàn. Trong đó, cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng cho giàn Thăng Long nặng 10 tấn và cụm thiết bị tổ hợp bơm hóa phẩm đầu giếng cho giàn Đông Đô nặng 15 tấn. Mỗi cụm thiết bị gồm: bể chứa hóa phẩm, hệ thống bơm và hệ thống IRCD điều khiển lưu lượng bơm hóa phẩm ra đầu giếng...

PVC-MS đã thực hiện dự án từ khâu thiết kế chi tiết, mua sắm, triển khai chế tạo, chạy thử và bàn giao. Đây là các thiết bị dầu khí có tính công nghệ cao mà trước đây các nhà thầu thường phải nhập khẩu từ nước ngoài. Việc thực hiện thành công các gói thầu trên đánh dấu bước



Dự án được Lam Son JOC nghiệm thu và đánh giá cao về chất lượng, đảm bảo tiến độ và tuyệt đối an toàn. Ảnh: PVC

tiến quan trọng của PVC-MS trong lĩnh vực chế tạo thiết bị chuyên ngành dầu khí kỹ thuật cao.

Minh Phương

Hạ thủy thành công chân đế giàn Thỏ Trắng

Sáng ngày 7/3/2013, Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa các công trình Khai thác Dầu khí đã hạ thủy thành công chân đế giàn Thỏ Trắng thuộc dự án phát triển mở mới trong năm 2013 của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro".

Giàn Thỏ Trắng có khối lượng chân đế 906 tấn, topside 860 tấn, sân bay 140 tấn, khoang dầu chịu lực 160 tấn... Đây là công trình thứ 4 (sau RC6, RC7, Gấu Trắng) được Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa các công trình Khai thác Dầu khí thực hiện với phương pháp cuốn ống thép và hoàn thành khối lượng công việc trước kế hoạch 15 ngày. Với việc thi công bằng công nghệ mới một lần nữa đã khẳng định sự trưởng thành của đội ngũ cán bộ quản lý, kỹ sư, công nhân của Xí nghiệp về khoa học, kỹ thuật, công nghệ và gia tăng tỷ lệ nội địa hóa cho các công trình khai thác dầu khí, từ thiết kế đến thi công hoàn chỉnh công trình.

Hiện công tác thi công dự án Thỏ Trắng đã đạt 100% khối lượng trên bờ và sẽ hoàn thành theo đúng kế hoạch



Chân đế Thỏ Trắng trên sà lan. Ảnh: VSP

đảm bảo an toàn, chất lượng để phần đầu đưa giàn vào sử dụng trong tháng 6/2013, góp phần quan trọng đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác dầu của Vietsovetro năm 2013.

Hoàng Minh

Xí nghiệp Khai thác Dầu khí dẫn đầu phong trào sáng kiến - sáng chế



Lãnh đạo Vietsovpetro trao giải cho các cá nhân có thành tích trong công tác sáng kiến - sáng chế của Xí nghiệp Khai thác năm 2012. Ảnh: VSP

Tại Hội nghị khoa học - công nghệ được Xí nghiệp Khai thác Dầu khí (OGPE) tổ chức ngày 8/3/2013, các đại biểu đã nghe và thảo luận các vấn đề: “Nghiên cứu mặt cắt dòng trong giếng khí - condensate nghiêng - ngang”; “Xem xét những vấn đề phức tạp xuất hiện trong khai thác, xử lý, vận chuyển và theo dõi sản phẩm khai

thác trên các công trình biển”; “Báo cáo tình trạng kỹ thuật các bình áp lực, các bơm dầu của Xí nghiệp Khai thác Dầu khí”; “Những khó khăn phức tạp trong quá trình khai thác dầu khí và các giải pháp kiến nghị để thực hiện kế hoạch năm 2013”; “Báo cáo công tác sửa chữa ống đứng”; “Sự thay đổi chất lượng dầu thô Bạch Hổ và ảnh hưởng của nó đến giá trị dầu xuất”...

Cùng ngày, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí tổ chức Hội nghị tổng kết hoạt động sáng kiến - sáng chế năm 2012. Trong năm qua, Xí nghiệp được Hội đồng Sáng kiến Sáng chế Vietsovpetro công nhận trên 30 sáng kiến trong đó có 7 sáng kiến mang lại hiệu quả kinh tế và 26 sáng kiến có hiệu quả áp dụng không tính được bằng tiền. Hiệu quả kinh tế thu được do áp dụng sáng kiến của Xí nghiệp trong năm 2012 là 259.905 USD (chưa kể 2 sáng kiến có hiệu quả kinh tế cao trên 500.000 USD đang được Liên doanh xem xét). Trong năm 2013, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí tiếp tục đẩy mạnh phong trào sáng kiến - hợp lý hóa sản xuất, tiếp tục dẫn đầu phong trào hoạt động sáng kiến - sáng chế của Vietsovpetro.

Trần Tuyên

Đảm bảo tiến độ hạ thủy FPSO PTSC Lam Sơn

Ngày 1/3/2013, ông Nguyễn Hùng Dũng - Tổng giám đốc Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã có buổi làm việc với Keppel Shipyard (Singapore) và kiểm tra dự án hoàn cải tạo Poisedon (M) thành FPSO phục vụ dự án Thăng Long - Đông Đô cho Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Sơn JOC).

Theo thông tin từ nhà thầu, đến thời điểm này, tiến độ tổng thể của dự án đạt 56,5%. Về phía PTSC, Tổng giám đốc Nguyễn Hùng Dũng khẳng định sẽ ưu tiên mọi nguồn lực cho dự án trọng điểm này và cam kết sẽ thực hiện đồng bộ các giải pháp để bắt kịp tiến độ phục hồi của dự án theo kế hoạch. Hai bên thống nhất quan điểm sẽ phối hợp chặt chẽ, hiệu quả để đảm bảo thực hiện thành công dự án và coi đây là tiền đề cho sự hợp tác tiềm năng trong tương lai. Dự kiến, kho nổi FPSO PTSC Lam Sơn sẽ được hạ thủy vào cuối tháng 9/2013.

Cùng ngày, Tổng giám đốc PTSC đã có buổi làm việc với Ban QLDA và trực tiếp kiểm tra thi công tại công



Đoàn công tác của PTSC trực tiếp kiểm tra công tác thi công dự án hoàn cải tạo FPSO PTSC Lam Sơn tại công trường. Ảnh: CTV

trường. Hiện nay, công tác thay tôn mặt boong đang được tiến hành song song với việc gia cường tại các vị trí lắp đặt thiết bị trên topside và helideck; các kết đang được khảo sát đánh dấu cắt để chuẩn bị cho việc lắp ráp và hàn...

Đỗ Khánh

PVFCCo đón nhận Huân chương Lao động hạng Nhất



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao tặng Huân chương Lao động hạng Nhất cho PVFCCo. Ảnh: CTV

Ngày 26/3/2013, tại Tp. HCM, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã kỷ niệm 10 năm ngày thành lập (28/3/2003 - 28/3/2013) và đón nhận Huân chương Lao động hạng Nhất. Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, sự phát triển vượt bậc của PVFCCo đã khẳng định quyết sách đúng đắn của Đảng, Nhà nước khi giao cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia

Việt Nam đầu tư xây dựng Nhà máy Đạm Phú Mỹ, đồng thời ghi thêm một mốc son trong sự trưởng thành và ngày một lớn mạnh của nền công nghiệp chế biến dầu khí hiện đại của nước nhà.

Qua 10 năm phát triển, PVFCCo đã sản xuất hơn 6 triệu tấn urea Phú Mỹ, đáp ứng hơn 40% nhu cầu urea của cả nước. PVFCCo đã xây dựng được một đội ngũ các nhà quản lý, kỹ sư và công nhân vận hành có đủ tri thức và năng lực nắm bắt công nghệ hiện đại hàng đầu thế giới để tổ chức vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ an toàn, ổn định; sản xuất ra sản phẩm điển hình "Hàng Việt Nam chất lượng cao", xây dựng được một thương hiệu mạnh gắn liền với công tác an sinh xã hội. Với thương hiệu "Đạm Phú Mỹ - Cho mùa bội thu" PVFCCo đã trở thành một trong những đơn vị chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, giữ vai trò chủ đạo trong việc sản xuất và kinh doanh phân bón, góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh lương thực và sự nghiệp phát triển nông nghiệp nước nhà.

Thủy Nguyên

Bộ trưởng Bộ Năng lượng Brunei thăm công trường chế tạo của PTSC

Trong chương trình công tác với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, vừa qua, ông Pehin Yasmin - Bộ trưởng Bộ Năng lượng Brunei và ông Dato Paduka Matsatejo bin Sokiauw - Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei Darussalam (PetroleumBRUNEI) đã tham quan công trường chế tạo của Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) tại Tp. Vũng Tàu.

Sau 20 năm phát triển, PTSC đã khẳng định vị trí là nhà cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí hàng đầu tại Việt Nam và đã có những bước tiến mạnh ra thị trường khu vực. Đoàn công tác của Brunei đánh giá cao năng lực của PTSC trong việc thực hiện thành công các dự án có quy mô lớn và công nghệ phức tạp, đồng thời bày tỏ mong muốn



Bộ trưởng Bộ Năng lượng Brunei và đoàn công tác làm việc với PTSC. Ảnh: CTV

hai bên sẽ tăng cường hợp tác phát triển lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí trong tương lai.

Ông Phan Thanh Tùng - Phó Tổng giám đốc PTSC/Chủ tịch HĐQT Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) nhấn mạnh với năng lực và các nguồn lực như hiện nay, PTSC sẵn sàng hợp tác với các công ty dầu khí của Brunei và cam kết cung cấp các dịch vụ đạt chất lượng quốc tế.

Minh Phương

PVCFC ký thỏa thuận hợp tác với Đại học Nông nghiệp Hà Nội

Sáng ngày 16/3/2013, tại Hà Nội, Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) và Đại học Nông nghiệp Hà Nội đã ký thỏa thuận hợp tác nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực.

Theo đó, PVCFC và Đại học Nông nghiệp Hà Nội sẽ hợp tác chặt chẽ, đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ vào sản xuất phân bón. Đặc biệt, hai bên sẽ tập trung nghiên cứu các sản phẩm mới phù hợp với từng đối tượng cây trồng, phục vụ sản xuất nông nghiệp cho các tỉnh Đồng bằng sông Cửu Long nói riêng và cả nước nói chung, phù hợp với định hướng phát triển của PVCFC.

Võ Thái

Thành lập Công ty TNHH Bảo hiểm Nhân thọ PVI Sun Life

Ngày 12/3/2013 tại Hà Nội, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh, Bộ trưởng Ngoại giao Canada John Baird, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chứng kiến Lễ ra mắt Công ty TNHH Bảo hiểm Nhân thọ PVI Sun Life. Theo ông Nguyễn Anh Tuấn - Chủ tịch HĐQT PVI: "PVI Sun Life sẽ có thể mạnh và hướng đi khác biệt trên thị trường bảo hiểm Việt Nam. PVI Sun Life sẽ được thừa hưởng kinh nghiệm 150 năm phát triển của Sun Life Canada, đặc biệt là trong lĩnh vực quản trị rủi ro, thiết kế sản phẩm, quản trị kênh bán hàng và hệ thống công nghệ thông tin. PVI Sun Life sẽ kế thừa từ PVI sức mạnh thương hiệu, uy tín, kinh nghiệm kinh doanh trên thị trường nội địa và khát vọng và hoài bão lớn lao của đội ngũ lãnh đạo và cán bộ nhân viên toàn PVI."

Ông Dean Conner, Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc Sun Life Financial, nhấn mạnh: "Sun Life Financial và PVI không chỉ thành lập một công ty bảo hiểm, mà là thành lập công ty tốt nhất trên thị trường. Chúng tôi hướng tới trở thành công ty bảo hiểm nhân thọ hàng đầu ở Việt Nam. Chúng tôi tin rằng với danh tiếng, thương hiệu và sự thông hiểu thị trường Việt Nam của PVI cùng kinh nghiệm toàn cầu về định phí, quản lý rủi ro của Sun Life, chúng tôi sẽ đạt được mục tiêu."

PVI Sun Life là công ty bảo hiểm nhân thọ với số vốn điều lệ 1.000 tỷ đồng được thành lập bởi Công ty Cổ phần PVI (sở hữu 51% vốn điều lệ) và Tập đoàn Tài chính Bảo hiểm Sun Life Financial (sở hữu 49% vốn điều lệ).

Thu Hạnh

Hạ thủy thành công chân đế Thăng Long



Chân đế Thăng Long nặng 3.200 tấn. Ảnh: CTV

Ngày 22/3, tại Cảng Vietsovpetro, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã hạ thủy thành công chân đế Thăng Long. Chân đế Thăng Long nằm trong dự án phát triển mỏ Thăng Long - Đông Đô, do Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC) làm chủ đầu tư, Vietsovpetro làm Tổng thầu, PVC-MS là nhà thầu thi công, chế tạo.

Chân đế Thăng Long có tổng trọng lượng 3.200 tấn gồm: chân đế, bến cập tàu và cọc. Sau hơn 8 tháng thi công, chân đế Thăng Long đã được chủ đầu tư nghiệm thu đạt chất lượng Quốc tế, đảm bảo tuyệt đối 600.000 giờ làm việc an toàn và đúng tiến độ để ra. Hiện PVC-MS đang khẩn trương hoàn thành công tác chế tạo cọc, cập tàu và triển khai chằng buộc chân đế Thăng Long để ngày 3/4/2013 sẽ đưa ra khơi lắp đặt.

Kiểu Trang

Giàn khoan PV Drilling I vận hành an toàn liên tục trong 6 năm



Lễ ký thỏa thuận giữa PV Drilling và Cuu Long JOC. Ảnh: PVD

Ngày 10/3/2013, giàn khoan tự nâng PV Drilling I đã chính thức xác lập kỷ lục 6 năm liên tiếp vận hành an toàn, không xảy ra tai nạn mất thời gian lao động.

Trong suốt 6 năm qua, giàn khoan PV Drilling I đã thực hiện các hoạt động khoan thăm dò, khoan phát triển mỏ, sửa giếng cho 7 nhà thầu dầu khí với khoảng 2 triệu giờ lao động. Các giàn khoan khác do PV Drilling sở hữu cũng đang được vận hành an toàn với hiệu suất cao, bình quân đạt trên 98%.

Trước đó, ngày 27/2/2013 tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký thỏa thuận điều chỉnh và gia hạn hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling I cho Công ty Liên doanh Điều hành chung Cửu Long (Cuu Long JOC). Với hợp đồng mới, giàn khoan PV Drilling I sẽ tiếp tục phục vụ cho chiến dịch khoan của Cuu Long JOC trong 13 tháng sau khi hợp đồng hiện tại kết thúc vào cuối tháng 6/2013.

Nguyễn Hùng

TIN THẾ GIỚI

EIA: Mỹ có thể sẽ xuất khẩu dầu mỏ cuối năm 2013



EIA dự báo sản lượng dầu thô của Mỹ có thể đạt 8 triệu thùng/ngày vào đầu năm 2014. Ảnh: Trilogy Energy

Theo Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), Mỹ có thể trở thành nước xuất khẩu dầu mỏ ròng vào cuối năm 2013 khi sản lượng dầu thô trong nước lần đầu tiên vượt mức nhập khẩu trong 18 năm qua. Nhờ lượng dầu khí đá phiến sét có thể khai thác tại Bắc Dakota và Texas tăng lên, sản lượng dầu thô của Mỹ đã vượt mức 7 triệu thùng/ngày và có thể đạt 8 triệu thùng/ngày vào đầu năm 2014. Trong khi đó, lượng dầu mỏ nhập khẩu của Mỹ đã giảm dưới mức 8 triệu thùng/ngày và dự kiến sẽ thấp hơn sản lượng nội địa vào cuối năm 2013.

Theo dự báo, Mỹ có thể sản xuất nhiều dầu khí hơn so với mức nhập khẩu 2 triệu thùng/ngày vào cuối năm 2014. Sản lượng dầu mỏ trung bình của Mỹ tăng từ 5,5 triệu thùng/ngày (năm 2010) lên 6,5 triệu thùng/ngày (năm 2012) và dự kiến đạt mức trung bình 7,3 triệu thùng/ngày năm 2013. Trong khi đó, lượng dầu mỏ nhập khẩu giảm từ 9,2 triệu thùng (năm 2010) xuống mức trung bình dự kiến là 7,6 triệu thùng/ngày trong năm 2013.

Sản lượng dầu thô khai thác gia tăng tại Mỹ, cũng như ở Canada đã góp phần làm dịu giá dầu trên thế giới và giảm doanh số bán dầu của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), sau nhiều thập niên Tổ chức này chi phối thị trường năng lượng thế giới. Mới đây, OPEC đã nâng dự báo sản lượng dầu mỏ của các quốc gia không thuộc OPEC trong năm 2013 lên 11% (tương ứng 1 triệu thùng/ngày).

Tháng 11/2012, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đưa dự báo sản lượng dầu mỏ sẽ tiếp tục tăng cho đến năm 2020, đưa Mỹ vượt qua “đại gia dầu mỏ” Saudi Arabia trở thành nước sản xuất dầu mỏ nhiều nhất thế giới, đạt mức đỉnh 11 triệu thùng/ngày.

Minh Hằng (theo AFP)

Trữ lượng dầu mỏ ở thung lũng Great Rift - Kenya ước tính đạt trên 10 tỷ thùng

Công ty Dầu khí Tullow (Vương quốc Anh) ước tính thung lũng Great Rift ở Kenya (còn tồn tại một rãnh núi lửa dài hơn 700km do kiến tạo) có trữ lượng khổng lồ trên 10 tỷ thùng dầu, đủ cung cấp năng lượng cho Kenya trong 3 thế kỷ. Các mỏ dầu tại đây có thể giúp cho Kenya trở thành nền kinh tế lớn nhất Đông Phi và có tiềm năng trở thành một trong các cường quốc sản xuất dầu mỏ hàng đầu châu Phi. Để được như vậy, Kenya cần đầu tư 5 tỷ USD để xây dựng một hệ thống đường ống dẫn khí đốt, nhằm giúp thị trường châu Á có thể tiếp cận dễ dàng.

Tạp chí Bloomberg Businessweek cho biết Công ty Africa Oil (Canada) đã phát hiện dầu khí tại 2 giếng khoan thăm dò năm 2012 và có kế hoạch khoan thử nghiệm 11 giếng trong năm 2013. Bloomberg nhấn mạnh vị trí của Kenya tại vùng trung tâm của ngành công nghiệp dầu mỏ ở Đông Phi. Hiện Kenya đang nhập khẩu toàn bộ lượng xăng dầu tiêu thụ trong nước. Việc bảo đảm hoạt động cung ứng năng lượng thông qua nhiều nguồn dầu mỏ, cho phép Kenya trở thành một



Thung lũng Great Rift ở Kenya. Ảnh: Geology

trạm trung chuyển của các nhà sản xuất trong khu vực và tăng cường triển vọng kinh tế của quốc gia, với mức tăng trưởng dự kiến 6% trong năm 2013. Chính phủ Kenya cũng bắt đầu phát triển một dự án trị giá 5 tỷ USD để xây dựng mạng lưới đường ống dẫn kết nối với một thiết bị đầu cuối trên bờ biển. Từ đây, tàu chở dầu có thể vận chuyển dầu cho khách hàng tại Trung Quốc, Ấn Độ và các nước châu Á khác.

Hoàng Chiến (TTXVN)

Petrobras dự định tăng gấp 3 sản lượng dầu mỏ

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Brazil (Petrobras) cho biết, đến năm 2017 Petrobras sẽ khai thác 962.500 thùng dầu/ngày từ vùng nước sâu, tăng gấp 3 lần so với sản lượng hiện nay (300.000 thùng dầu/ngày).

Theo ông Graca Foster - Chủ tịch của Petrobras, Tập đoàn này dự định đầu tư 147 tỷ USD (tương đương 62% của kế hoạch 5 năm trị giá 236,7 tỷ USD) cho việc khai thác và sản xuất dầu khí, nhằm đạt mục tiêu 3,4 triệu thùng quy đổi/ngày vào năm 2017, bao gồm cả dầu thô và khí đốt tự nhiên. Riêng sản lượng dầu thô sẽ đạt 2,75 triệu thùng/ngày vào năm 2017, tăng mạnh so với sản lượng 1,98 triệu thùng/ngày của năm 2012.

Dự kiến ngân sách dành cho các dự án lọc dầu là 64,8 tỷ USD, trong khi 9,9 tỷ USD sẽ được sử dụng cho các dự án phát triển năng lượng và khí đốt tự nhiên. Chủ tịch Graca



Petrobras đặt mục tiêu sẽ khai thác 962.500 thùng dầu/ngày từ vùng nước sâu. Ảnh: Petrobras

Foster cũng cho biết sản lượng dầu sẽ đạt 4,2 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và 52% đến từ các nguồn mỏ dầu "tiền - muối" ở dưới độ sâu 6.000m tại khu vực Đông Nam Brazil.

Linh Đào (theo AFP, AP)

Chevron nỗ lực tăng sản lượng dầu khí lên 3,3 triệu thùng/ngày vào năm 2017

Chevron - Tập đoàn dầu mỏ và khí đốt lớn thứ 2 của Mỹ khẳng định, sẽ hoàn thành mục tiêu tăng sản lượng dầu khí lên 3,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2017, tăng 0,7 triệu thùng/ngày so với sản lượng của năm 2012. Theo ông John Watson - Giám đốc điều hành Chevron, sản lượng dầu sẽ tăng mạnh trong năm 2014 và 2015 do nhiều dự án lớn của Tập đoàn dự kiến được đưa vào hoạt động.

Theo kế hoạch, Chevron sẽ đầu tư mạnh vào các siêu dự án nhằm tăng sản lượng dầu khí như dự án khí Gorgon trị giá 52 tỷ USD tại Australia và nhiều dự án lớn tại khu vực nước sâu ở vịnh Mexico. Chevron đã tăng nguồn vốn đầu tư năm 2013 lên 36,7 tỷ USD, cao hơn so với mức 34,2 tỷ USD như trong năm 2012.

Một số dự án Chevron triển khai trong giai đoạn sau năm 2017 như Kitimat - Dự án hợp tác khai thác khí đốt đá phiến ở miền Tây Canada. Chevron vừa tham gia dự án này sau khi mua lại cổ phần ở Kitimat từ 2 công ty Encana và EOG Resources trong tháng 12/2012. Giám đốc điều hành Chevron cho hay, Canada là nước xuất khẩu tài nguyên và Kitimat được cấp giấy phép xây dựng đường ống dẫn và một cảng đầu cuối LNG là các điều kiện thuận lợi thu hút Chevron tới miền Tây Canada.

Nguyễn Linh (theo AFP)

Rosneft hoàn tất thương vụ mua lại liên doanh TNK-BP

Ngày 21/3/2013, Tập đoàn Dầu mỏ Rosneft của Liên bang Nga cho biết đã mua lại 50% cổ phần của TNK-BP (giá trị 27,73 tỷ USD) từ Công ty Alfa-Access-Renova (AAR). Trước đó, vào cuối năm 2012, Rosneft đã mua 50% cổ phần của TNK-BP từ BP, với hợp đồng trị giá hơn 27 tỷ USD. Sự kiện này đã đưa Rosneft trở thành tập đoàn dầu mỏ lớn nhất thế giới được niêm yết trên thị trường chứng khoán.

Trong một thương vụ khác, BP đã chi 4,87 tỷ USD để mua lại 5,66% cổ phần của Rosneft từ Tập đoàn Khí đốt Quốc doanh Liên bang Nga Rosneftegaz. Với 1,25% cổ phần có từ trước đó, BP hiện nắm giữ 19,75% cổ phần của Rosneft - Tập đoàn dầu mỏ hàng đầu thế giới, với 75% cổ phần do Chính phủ Liên bang Nga kiểm soát. Với lượng cổ phiếu mà BP đang nắm giữ hiện nay, ông Bob Dudley - Giám đốc điều hành của BP, sẽ trở thành một thành viên trong Hội đồng quản trị của Rosneft.

Theo ông Bob Dudley, việc hoàn tất thương vụ TNK-BP là một "ngày lịch sử đối với BP ở Liên bang Nga". Thỏa thuận này mang lại cho BP cơ hội tuyệt vời để thúc đẩy mối quan hệ đối tác mới với Rosneft. Trong khi đó, Lãnh đạo Rosneft hoan nghênh BP với tư cách là nhà đầu tư chiến lược của Rosneft và mong muốn tham gia vào việc vạch ra định hướng chiến lược tương lai của Tập đoàn này.

Huy Hiệp (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Thị trường dầu, khí và các sản phẩm dầu

Tình hình kinh tế thế giới từ đầu năm đến nay đã có những dấu hiệu phục hồi ở các nước đang phát triển và một số nước thuộc khối OECD. Nhu cầu tiêu thụ dầu của các nước đang phát triển tăng, đủ bù cho mức giảm ở các nước phát triển làm cho nguồn cầu dầu thô gần như ổn định. Cùng với than đá, khí đốt vẫn được sử dụng với tỷ lệ cao để làm nhiên liệu chính cho phát điện, do đó tại những nước xảy ra sự cố trong hệ thống điện hạt nhân thì giá khí đốt, nhất là LNG vẫn tiếp tục tăng.

Về nguồn cung, sản lượng dầu thô trên toàn cầu cơ bản ổn định, ngoại trừ sản lượng của Tây Âu giảm 9,3% và châu Á - Thái Bình Dương giảm 0,1% so với cùng kỳ năm 2012. Sản lượng dầu thô châu Phi tăng cao nhất (11,3%), tiếp đến là châu Mỹ (5,3%), Trung Đông (1,6%), Liên bang Nga và các nước khác thuộc Liên Xô cũ (0,2%).

Đứng đầu danh sách các nước có sản lượng giảm

Bảng 1. Dự báo tình hình cung - cầu dầu thô thế giới trong năm 2013

Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Cung/cầu	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
1	CẦU DẦU THÔ					
1.1	Khối OECD	46,0	44,7	45,9	46,3	45,7
	Bắc Mỹ	23,6	23,6	24,0	24,1	23,8
	Châu Âu	13,4	13,3	13,9	13,8	13,6
	Thái Bình Dương	9,0	7,8	8,0	8,4	8,3
1.2	Ngoài OECD	44,0	44,6	45,1	45,3	44,7
	Liên Xô cũ	4,6	4,6	4,8	4,9	4,7
	Châu Âu	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7
	Trung Quốc	9,9	9,7	9,7	10,0	9,8
	Các nước châu Á khác	11,6	11,7	11,3	11,8	11,6
	Mỹ Latinh	6,4	6,6	6,8	6,7	6,6
	Trung Đông	7,3	7,8	8,2	7,7	7,8
	Châu Phi	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	Tổng cầu thế giới	90,0	89,3	91,0	91,6	90,4
2	CUNG DẦU THÔ					
2.1	Khối OECD	20,3	20,0	20,1	20,6	20,3
	Bắc Mỹ	16,4	16,3	16,5	16,8	16,5
	Châu Âu	3,4	3,2	3,1	3,3	3,3
	Thái Bình Dương	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2.2	Ngoài OECD	29,6	29,6	29,4	29,8	29,7
	Liên Xô cũ	13,7	13,6	13,4	13,6	13,6
	Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
	Các nước châu Á khác	3,5	3,5	3,4	3,4	3,5
	Mỹ Latinh	4,2	4,3	4,4	4,5	4,4
	Trung Đông	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Châu Phi	2,4	2,4	2,4	2,5	2,4
2.3	Số lượng tăng thêm sau chế biến (Processing gains)	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
2.4	Nhiên liệu sinh học	1,6	2,0	2,4	2,1	2,0
2.5	OPEC	37,3	36,4	36,6	36,6	36,8
	Tổng cung thế giới	91,0	90,2	90,7	91,3	91,0
	Mức thay đổi dầu dự trữ	1,1	0,9	0,4	0,3	0,5

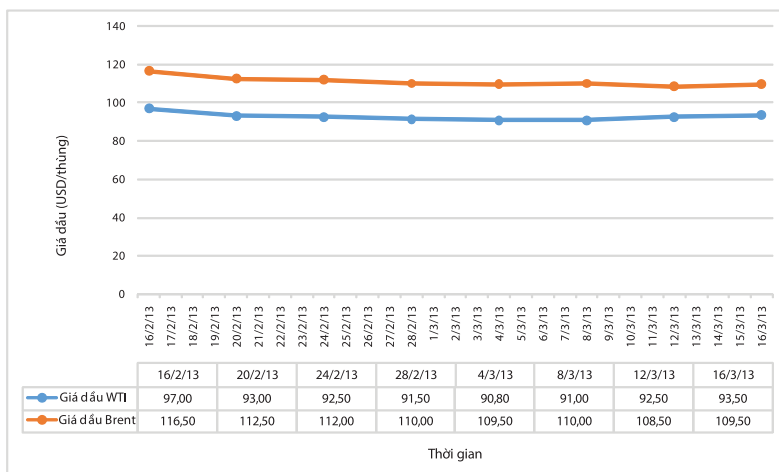
Nguồn: Oil & Gas Journal 7/1/2013

so với cùng kỳ năm 2012 là Vương quốc Anh với mức giảm 13,6% (140.000 thùng/ngày), tạo nguy cơ mất vị trí chuẩn của dầu Brent. Ở Đông Nam Á, sản lượng dầu của Indonesia giảm 4,6% (42.000 thùng/ngày) và sản lượng của nước này hiện chỉ đạt khoảng 850.000 thùng/ngày. Sau khi chính quyền Gaddafi bị lật đổ, hoạt động khai thác dầu của Libya bị đình trệ, tuy nhiên sản lượng giai đoạn này đã tăng lên 202,2% và đạt gần 1.600.000 thùng/ngày.

Nếu xét về quan hệ cung - cầu, thị trường dầu khí thế giới xem như ổn định (Bảng 1). Tuy nhiên, giá dầu thô trong tháng 3/2013 vẫn tăng nhẹ so với tháng 2, chủ yếu do những căng thẳng trong quan hệ giữa Tây Âu, Israel và Mỹ với Iran; giữa Mỹ, Hàn Quốc, Nhật Bản với Cộng hòa Dân chủ Nhân dân Triều Tiên và khủng hoảng nợ công ở châu Âu vẫn chưa được giải quyết. Các nguyên nhân khác góp phần làm tăng giảm giá dầu thô đột xuất trong những thời điểm nhất định là do sự thay đổi giá trị đồng USD so với 6 đồng tiền mạnh nhất thế giới và đi kèm với nạn đầu cơ. Do vậy, các ngân hàng có thể sử dụng công cụ này để điều khiển giá dầu theo ý muốn trong thời gian ngắn làm cho việc dự báo giá trở nên khó khăn hơn.

Theo trang tin Oil Price, đầu tháng 3/2013 giá dầu WTI khoảng 91USD/thùng, dầu Brent 110USD/thùng thì ở phiên giao dịch ngày 15/3 giá dầu WTI đạt 93,45USD/thùng, nhưng dầu Brent chỉ đạt 109,82 USD/thùng, khiến độ chênh lệch giữa 2 loại dầu ngày càng giảm. Giá xăng ở Mỹ giao tháng 4/2013 đạt 3,16USD/gallon, tăng 0,7% so với ngày trước đó. Giá dầu đốt lò đạt 2,94 USD/gallon, giá khí đạt 3,782USD/MMBtu. Ngày 18/3/2013, Quốc hội Cyprus bỏ phiếu không chấp nhận đề xuất của các quốc gia chủ nợ về việc đánh thuế tiền gửi tiết kiệm của dân chúng để đổi lấy gói cứu trợ tài chính. Sự kiện này báo hiệu sự rạn nứt trong EU không giảm, nguy cơ suy thoái kinh tế của châu Âu sẽ còn tiếp diễn, nhu cầu năng lượng sẽ giảm và hệ quả giá dầu WTI giao tháng 4/2013 trên NYMEX phiên giao dịch ngày 19/3 giảm xuống còn 92,6USD/thùng, giá dầu Brent còn 107,45USD/thùng, giá xăng còn 3,04USD/gallon, giá dầu đốt lò còn 2,86USD/gallon, riêng giá khí tăng lên 3,97USD/MMBtu. Như vậy, khác với dầu thô, giá xăng dầu tăng giảm thường xuyên, giá khí đốt ở Mỹ liên tục tăng từ đầu năm đến nay. Diễn biến giá dầu trung bình của WTI và Brent từ giữa tháng 2 đến 20/3 được trình bày trên Hình 1.

Giá dầu thế giới giao trong tháng 3/2013 được trình bày trong Bảng 2.



Hình 1. Diễn biến giá dầu WTI và Brent từ ngày 15/2 - 20/3/2013

Bảng 2. Giá dầu thế giới tháng 3/2013 (OPEC basket chuẩn ngày 8/3/2013: 107,06 USD/thùng)

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Tháng 2/2013	Tháng 1/2013
OPEC basket chuẩn	112,75	109,28
Arabia nhẹ - Saudi Arabia	113,95	110,64
Basrah nhẹ - Iraq	110,48	107,51
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	118,69	115,41
Es Sider - Libya	116,29	113,01
Girassol - Angola	116,22	112,24
Iran nặng	112,24	108,52
Kuwait xuất khẩu	111,79	108,31
Marine - Qatar	110,94	107,87
Merey - Venezuela	101,94	96,99
Murban - UEA	113,92	110,39
Oriente - Ecuador	103,41	101,39
Saharian trộn 44° - Algeria	116,62	114,21
Minas 34° - Indonesia	119,62	114,21
Fateh 32° - Dubai	111,25	107,94
Isthmus 33° - Mexico	113,44	106,48
Brent 38° - UK	116,29	113,01
Urals - Nga	114,51	111,62
Chênh lệch		
WTI/Brent	-20,98	- 18,24
Brent/Dubai	5,04	5,07

Nguồn: Oil & Gas Journal 7/1/2013

Hoạt động đầu tư trong lĩnh vực dầu khí

Tuy tình hình suy thoái kinh tế chưa phục hồi, nhưng hoạt động đầu tư cho lĩnh vực dầu khí trên thế giới tăng mạnh, nhất là ở Bắc Mỹ, Mỹ Latinh, châu Á - Thái Bình Dương, châu Phi và Trung Đông. Trong đó, tốc độ tăng cao nhất thuộc lĩnh vực xây dựng đường ống dẫn dầu và khí đốt.

Ở Mỹ, trong năm tài khóa 2013, chi phí cho các dự án dầu khí dự kiến trên 348 tỷ USD, tăng 7% so với năm 2012, trong đó chi phí cho xây dựng đường ống tăng từ 8 tỷ USD (2012) lên 38 tỷ USD (2013). Chi phí cho hoạt động thăm dò, khai thác ở Mỹ cũng tăng nhưng không có biến động lớn. Tổng đầu tư của Mỹ cho các dự án thượng nguồn năm 2013 là 288 tỷ USD, trong khi con số này năm 2012 là 286 tỷ USD. Năm 2013, số lượng giếng khoan của Mỹ không tăng, khoảng 42.156 giếng (năm 2012 khoan 43.669 giếng) nhưng ngân sách đầu tư của Mỹ dành cho lĩnh vực này vẫn tăng do sẽ tập trung vào vùng biển sâu và các đối tượng dầu khí phi truyền thống, bên cạnh chi phí nguyên vật liệu và tiền lương tăng cao.

Theo dự báo của Oil & Gas Journal, riêng chi phí cho khoan thăm dò của Mỹ chiếm 240 tỷ USD (bằng chi phí của năm 2012), cho thấy ngành dầu khí Mỹ rất chú trọng chuẩn bị trữ lượng cho dài hạn. Trong khi đó, chi phí khai thác (xấp xỉ năm 2012) khoảng 45 tỷ USD.

Trong số các tập đoàn/công ty tham gia chương trình đầu tư này, Chevron đã công bố ngân sách đầu tư năm 2013 là 36,7 tỷ USD, tăng 12% so với năm trước. Khoảng 90% các chi phí đã lên kế hoạch của Chevron được dành cho thăm dò, khai thác, trong đó có nhiều đề án về khí đốt.

Ngân sách đầu tư toàn cầu của ConocoPhillips trong năm 2013 là 15,8 tỷ USD, ngang mức năm 2012. Tại Mỹ, ConocoPhillips tập trung khoan các đối tượng dầu phi

truyền thống và xây dựng, phát triển hạ tầng tại các bang nằm dưới vĩ tuyến 48°.

Tập đoàn Marathon Oil thông báo ngân sách đầu tư năm 2013 đạt khoảng 5,2 tỷ USD, tăng 0,4 tỷ so với năm 2012. Mục tiêu của tập đoàn này cũng hướng vào đối tượng dầu khí phi truyền thống.

Ngân sách đầu tư năm 2013 của Hess đạt 6,8 tỷ USD, tập trung vào khí phiến sét, giảm 18% so với năm 2012 vì Tập đoàn này đã giảm các hoạt động hạ nguồn. Nhìn chung các đối tượng khí phi truyền thống năm nay chỉ nhận được một phần rất nhỏ trong ngân sách đầu tư của các tập đoàn dầu khí Bắc Mỹ.

Trong lĩnh vực hạ nguồn, Mỹ giảm đầu tư vào hoạt động lọc dầu và marketing, chỉ dành 12,7 tỷ USD, thấp hơn 0,3 tỷ USD so với năm 2012. Chi phí cho hóa dầu được dự báo sẽ tăng vì nguồn khí đốt đầu vào có giá thấp. Năm nay, Tập đoàn Valero Energy sẽ cắt giảm 1 tỷ USD trong ngân sách đầu tư do giảm hoạt động ở khu lọc dầu Aruba và tổ chức lại các terminal sản phẩm lọc dầu. Tập đoàn Tesoro thông báo sẽ dừng hoạt động Nhà máy Lọc dầu Kapolei công suất 93.700 thùng/ngày trên đảo Hawaii trong tháng 4/2013 để chuyển nhà máy này thành cơ sở nhập khẩu, tàng chứa và phân phối các sản phẩm lọc dầu. Do đó ngân sách đầu tư của Tesoro chỉ còn 530 triệu USD, giảm 19 triệu USD so với năm 2012. Tập đoàn Hess ngưng các hoạt động hạ nguồn sau khi đóng cửa nhà máy lọc dầu công suất 70.000 thùng/ngày tại Port Reading và bán mạng lưới

terminal trên đất Mỹ. Tập đoàn HollyFrontier, Dallas, tuyên bố ngân sách sẽ tăng 27%, lên 350 triệu USD trong năm 2013. Chi phí đầu tư của Western Refining tăng từ 162 triệu USD năm 2012 lên 206 triệu USD năm 2013.

Trong số các công ty hóa dầu thì Chevron Phillips Chemical có kế hoạch đầu tư 1,1 tỷ USD cho các dự án liên hợp lọc - hóa dầu ở vùng vịnh Mexico thuộc Mỹ.

Chi phí đầu tư cho đường ống dẫn dầu thô và các sản phẩm lọc dầu, kể cả các trạm bơm ở Mỹ ước tính khoảng 23 tỷ USD (chiều dài 4.121 dặm), trong khi ngân

Bảng 3. Tổng hợp ngân sách đầu tư cho hoạt động dầu khí của Mỹ trong năm 2013

Đơn vị: Triệu USD

Danh mục đầu tư	2013	2012	Tỷ lệ tăng giảm (%)
Thăm dò - khai thác			
Thăm dò - khoan	240.154	239.205	0,4
Khai thác	45.629	45.449	0,4
Chi phí thuê diện tích đất	2.100	1.815	15,7
Cộng	287.883	286.469	0,5
Các hoạt động khác			
Lọc dầu và marketing	12.700	13.000	- 2,3
Hóa dầu	1.800	1.300	38,5
Đường ống dẫn dầu thô và sản phẩm lọc dầu	23.246	4.344	435,2
Đường ống dẫn khí	15.254	4.327	252,6
Các kiểu vận chuyển khác	1.800	1.200	50,0
Năng lượng khác	1.100	1.100	-
Các hoạt động khác	4.500	4.200	7,1
Cộng	60.401	29.471	105
Tổng cộng	348.284	315.939	10,2

Nguồn: Oil & Gas Journal 4/3/2013

Bảng 4. Các đề án dầu khí đầu tư lớn ở châu Á - Thái Bình Dương

Nước, đề án và nhà điều hành	Năm đỉnh	Dầu, condensate (nghìn thùng/ngày)	Khí đốt (MMSCFd)	Nội dung đề án và vốn đầu tư (USD)
Australia				
Macedon, BHP	2013		200	Phát triển ngầm; 1,5 tỷ USD
Vùng mỏ Gorgon, Chevron	2014+	20	2.545	Trữ lượng 40Tcf
Parnui, BG	2014+		1.200	Hóa lỏng khí than; 15 tỷ USD
Scarbrough, Thebe, ExxonMobil	2013+		1.190	Trữ lượng 8Tcf; 15 tỷ USD
Ichthys, Brewster, Inpex	2016+	100	1.200	Trữ lượng 9,5Tcf, 312 MMb condensate
North Rankin2, Wooside	2012+	39	2.500	5 tỷ AUD
Campuchia				
Asparafa 1A, Chevron	2012+	25		Block A, 50+m nước
Trung Quốc				
Liwan3-1,34-2, Husky	2013+	300		Trữ lượng 4 - 6Tcf; 6,5 tỷ USD Biển Đông, Block29
South Sulige, Total	2012	3.000		Ordos, khai thác 2012
Indonesia				
Gendalo, Gehem, Chevron	2013+	31	1.100	Đông Kalimantan
Khí than, Eni	2013		600	
Abadi, Inpex	2016+	13	650	LNG nổi 4,5 triệu tấn/năm
Đông Natuna, ExxonMobil	2019+		1.100	Trữ lượng 4,6Tcf, 70%CO ₂
Malaysia				
Damar gas, ExxonMobil	2012+	5	200	
Teluk, ExxonMobil	2012+		350	
Gumnout-kakap, Shell	2013+	150		Ngoài khơi Sabah, nước sâu 1.250m
Myanmar				
Shwe, Mya, Daeoo	2014+			Phát triển 5Tcf, chuyển sản phẩm về Côn Minh, Trung Quốc
Papua New Guinea				
Hides, Angore, Juhu; PNGgas, ExxonMobil	2014	30	940	10 - 11 tỷ USD, sản xuất LNG
Thái Lan				
Platongll, Chevron	2011+	18	330	3,1 tỷ USD
Bongkok South, PTTEP	2012+	330		1tỷ USD, dầu nhiều H ₂ SVi

sách năm 2012 chỉ khoảng trên 4 tỷ USD (chiều dài 834 dặm). Đối với đường ống dẫn khí và các trạm bơm ép thì chi phí cho hoạt động xây dựng năm 2013 đạt khoảng 15 tỷ USD, với chiều dài 2.216 dặm. Năm 2012, chi phí xây dựng loại đường ống này khoảng 4 tỷ USD với chiều dài 760 dặm.

Đường ống xuyên quốc gia Canada - Mỹ bắt đầu xây dựng từ tháng 8/2012, chiều dài 485 dặm có chi phí khoảng 2,3 tỷ USD.

nhằm tăng 8% sản lượng so với năm 2012. Trong đó, 3,3 tỷ dành cho các đề án để đẩy nhanh tốc độ các đề án thăm dò, khai thác. Tuy nhiên, do hàm lượng bitum thu được ở đầu giếng giảm, mức cầu giảm cộng với sự chậm trễ trong triển khai đề án nên Suncor sẽ cắt chi phí năm 2013 còn 4,2 tỷ CAD.

Tập đoàn Husky Energy cho biết, khoản đầu tư trong năm 2013 là 4,8 tỷ CAD trong đó 4 tỷ được đầu tư trực

Chi phí đầu tư cho các dạng vận chuyển khác trong năm nay cũng sẽ tăng đáng kể nhờ các kế hoạch phát triển LNG và tăng số lượng tàu hỏa chở dầu thô cũng như xăng dầu. Theo Hội Vận tải Đường sắt Mỹ, dầu thô và sản phẩm lọc vận chuyển bằng tàu hỏa ở Mỹ năm 2012 tăng 46% so với năm 2011 và dự báo sẽ tiếp tục tăng trong năm 2013.

Ở Canada, các chi phí dành cho hoạt động thượng nguồn tăng 6%, lên mức 78 tỷ CAD, trong đó chi phí cho xây dựng đường ống chiếm 5,7 tỷ CAD, gấp hơn 2 lần so với năm 2012. Theo Oil and Gas Journal, ước tính năm 2013 Canada sẽ khoan 11.317 giếng, giảm 563 giếng so với năm 2012. Chi phí cho các đề án cát ngầm dầu (oil sands) kể cả các chi phí khai mỏ, nâng cấp... năm nay sẽ tiếp tục tăng thêm 4% lên 26 tỷ CAD sau khi năm 2012 đã tăng 10% so với năm 2011. Tập đoàn Suncor Energy, Calgary dự kiến sẽ đầu tư 7,3 tỷ CAD

tiếp cho các hoạt động thượng nguồn. Các đề án cát ngầm dầu sẽ cắt giảm đầu tư còn 500 triệu CAD, thấp hơn 100 triệu CAD so với năm 2012. Theo kế hoạch, Tập đoàn Canadian Natural Resources sẽ đầu tư gần 7 tỷ CAD trong năm 2013, gồm 3 tỷ CAD cho các đề án khí truyền thống và 3,85 tỷ CAD cho các đề án cát ngầm dầu. Riêng đề án cát ngầm dầu Horizon sẽ tăng từ 1,7 tỷ CAD năm 2012 lên 2,5 tỷ CAD trong năm 2013.

Các chi phí cho đường ống dẫn dầu thô và sản phẩm dầu năm 2013 kể cả các trạm bơm của Canada dự kiến đạt 4 tỷ CAD, tăng 1,2 tỷ so với năm trước. Trong báo cáo về các công trình đường ống toàn cầu của Oil and Gas Journal cho biết năm 2013, Canada sẽ hoàn thành xây dựng 144 dặm đường ống đã khởi công từ năm 2012 và dự kiến sẽ xây dựng thêm 1.000 dặm.

Chi phí cho lọc dầu và marketing ở Canada năm 2013 cũng tăng và sẽ đạt 3,9 tỷ CAD. Trong đó, dự án lọc dầu Sturgeon giá trị 5,7 tỷ CAD được khởi công xây dựng trong Quý I/2013 và dự kiến sẽ đưa vào sản xuất sau 3 năm nữa. Tập đoàn Suncor tăng cường đầu tư cho lĩnh vực lọc dầu, từ 600 triệu CAD năm trước lên 730 triệu năm 2013; Husky cũng tăng đầu tư nâng cấp nhà máy lọc dầu từ 500 triệu năm 2012 lên 700 triệu CAD trong năm nay.

Đầu tư cho lĩnh vực hóa dầu năm 2013 có bước tăng trưởng mạnh do nhu cầu thị trường ngày càng tăng, khí đốt giá rẻ (thay thế cho nguồn cung nguyên liệu truyền thống của hóa dầu trước đây là sản phẩm của lọc dầu) ở Canada cũng như Bắc Mỹ khá dồi dào, các nhà máy cũ đã đến giai đoạn phải thay thế và việc áp dụng tiến bộ khoa học - công nghệ giúp nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả.

Là nước có sản lượng LNG xuất khẩu lớn, Canada tăng đầu tư phương tiện vận tải biển chuyên dụng phục vụ cho thị trường Đông Á. Đề án Kitimat 4 tỷ CAD đang chờ Chính phủ Canada phê duyệt. Chi phí cho vận chuyển

bằng đường sắt năm 2012 đã tăng 30% và sẽ tiếp tục tăng trong năm 2013.

Được thúc đẩy bởi việc phê chuẩn các đề án lớn cùng với việc cung cấp một số lượng lớn các giàn khoan biển cho thị trường, ngành thăm dò, khai thác dầu khí ở Bắc Mỹ sẽ đầu tư 460 tỷ USD trong năm 2013, tăng 9,2% so với năm trước. Các nước thuộc khu vực Mỹ Latinh, châu Á - Thái Bình Dương và Trung Đông cũng đi theo chiều hướng này. Ở Trung Đông, tăng trưởng đầu tư dự kiến đạt 11%, trong đó Abu Dhabi tăng 33%, Saudi Arabia tăng 4% và Oman tăng 17%.

Ở Mexico, ngân sách đầu tư 2013 của Petroleos Mexicanos là 25,3 tỷ USD, trong đó 79% dành cho hoạt động thượng nguồn. Ở Brazil, Petroleo Brasileiro SA (Petrobras) thông báo ngân sách toàn giai đoạn 2012 - 2016 là 236,5 tỷ USD. Trong kế hoạch 5 năm của nước này, 141,8 tỷ USD dành cho thăm dò - khai thác, 65,5 tỷ USD cho hoạt động hạ nguồn.

Ở châu Á - Thái Bình Dương, đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn tăng mạnh và có nhiều đề án dầu khí lớn (Bảng 4). Đặc biệt, Inpex Corp. (Nhật Bản) dành 8 tỷ USD cho các dự án lớn trong năm 2013, tăng 5 tỷ USD so với năm trước. Trong đó, đề án LNG Ichthys ở thềm lục địa Australia do Inpex điều hành có mức tăng cao nhất.

Đầu tư cho hoạt động thăm dò, khai thác ở Biển Bắc, đặc biệt ở vùng biển thuộc Na Uy cũng tăng mạnh trong năm 2013. Statoil đã có kế hoạch dành 19 tỷ USD cho khu vực này và sẽ khoan 50 giếng. Một số công ty dầu khí có trụ sở ở Mỹ cũng dành ngân sách khá lớn cho đầu tư vào nhiều vùng trên thế giới. Trong năm 2013, Chevron đầu tư cho phát triển mỏ ở Australia, Nigeria, Kazakhstan, Angola và Congo Brazzaville; Hess đầu tư 3,1 tỷ USD vào châu Âu, châu Phi và châu Á; ConocoPhillips đầu tư vào Na Uy, Malaysia và Australia.

Hà Phong (tổng hợp)





Gia công cần nặng không nhiễm từ, đầu nối chứa bộ tạo xung và van ngược có đường kính nhỏ cho hệ thống máy đo MWD từ vật liệu có sẵn

Từ vật tư cũ còn tồn đọng và khả năng gia công cơ khí tại chỗ, nhóm tác giả Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng (thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") đã mạnh dạn đề xuất giải pháp gia công cần nặng không nhiễm từ và đầu nối chuyên dụng (chứa bộ tạo xung, chứa van ngược...) để kịp thời phục vụ sản xuất và tiết kiệm chi phí phải mua mới.

Công tác khoan chính hiện đòi hỏi có sự chính xác cao từ các thông số đo của hệ thống máy đo độ lệch giếng khoan (MWD). Việc sử dụng cần nặng không nhiễm từ và các đầu nối chuyên dụng là điều kiện bắt buộc. Trong đó, cần nặng không nhiễm từ giúp hệ thống máy đo MWD không bị nhiễm từ tính từ hệ thống ống chống trong giếng khoan, cần khoan... và định vị chắc chắn trong bộ khoan cụ. Đầu nối chứa bộ tạo xung (UBHO) giúp cho bộ tạo xung làm việc ổn định trong giếng khoan, gửi xung về cho bộ giải mã trên thiết bị bề mặt (được tiện từ phôi thép thường $\Phi 100\text{mm}$). Đầu nối chứa van ngược dùng cố định van ngược giúp bảo vệ cho hệ thống máy đo MWD. Để khoan giếng khoan sửa chữa đặc biệt có đường kính nhỏ (với chèo khoan $\Phi 139,7\text{mm}$) phải đặt mua 2 bộ cần nặng không nhiễm từ UBHO và đầu nối chứa van ngược đường kính nhỏ $\Phi 89\text{mm}$ với giá thành mỗi bộ là 173.646USD.

Tuy nhiên, trong trường hợp bộ khoan cụ có sử dụng búa khoan $\Phi 89\text{mm}$ có đường kính trong nhỏ, hệ thống máy đo MWD không qua được, có thể dẫn đến sự cố kẹt cần khoan, phải bỏ lại trong giếng một phần của bộ khoan cụ trong đó có cần nặng không nhiễm từ, đầu nối chuyên dụng UBHO ($\Phi 89\text{mm}$) và hệ thống máy đo MWD.

Nhằm khắc phục tình trạng này, sau khi xem xét vật tư cũ còn tồn đọng ở Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng và khả năng gia công cơ khí tại chỗ, nhóm tác giả Bùi Văn Tính, Trần Quang Thanh, Nguyễn Đức Tiến, Võ Phương Minh (Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng Vietsovpetro) đã mạnh dạn đề

xuất giải pháp: gia công loại cần nặng đường kính nhỏ và đầu nối chuyên dụng UBHO để kịp thời phục vụ sản xuất và tiết kiệm chi phí phải mua mới.

Theo nhóm tác giả, phương pháp gia công các thiết bị được thực hiện như sau: Cần khoan không nhiễm từ $\Phi 95\text{mm}$ với chiều dài từ 9,2 - 9,3m được tiện bóc bớt đường kính từ cần nặng không nhiễm từ $\Phi 120\text{mm}$ xuống $\Phi 95\text{mm}$ và tiện lại 2 đầu với loại ren đặc biệt (Ren H90), đường kính trong được sử dụng đường kính trong có sẵn của cần cũ ($\Phi 63\text{mm}$). Đầu nối (restrictor sub) $\Phi 95\text{mm}$ được gia công từ phôi thép tròn (thép thường) $\Phi 100\text{mm}$ và được khoan tại đường kính trong từ 2 đầu. Đầu nối (float sub) $\Phi 95\text{mm}$ được bóc từ phôi thép tròn (thép thường) $\Phi 100\text{mm}$ xuống và cũng được khoan 2 đầu...

Các thiết bị trên sau khi gia công đã được thử nghiệm tại giếng 101B RP1 và cho kết quả tốt: hệ thống máy đo MWD hoạt động bình thường với tín hiệu xung ổn định, số đo đảm bảo độ chính xác. Ngoài hiệu quả kinh tế sau năm đầu tiên áp dụng sáng kiến đạt 31.000USD, giải pháp còn tiết kiệm được chi phí do không phải đặt mua mới, đảm bảo kịp thời phục vụ sản xuất, tận dụng được vật tư tồn đọng... Đặc biệt, việc thực hiện thành công giải pháp trên còn mở ra khả năng gia công các thiết bị nói trên với các cấp đường kính lớn hơn bằng cần nặng không nhiễm từ thông thường và các phôi thép có sẵn.

Bùi Tính (giới thiệu)