

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2013

ISSN-0866-854X



Xuất bản hàng tháng
Số 12 - 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

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

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

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

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra chất lượng và tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Son. Ảnh: Bùi Minh Hoàng, PTSC



TIÊU ĐIỂM



PETROVIETNAM VƯỢT THÁCH THỨC, VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Kiên trì thực hiện khẩu hiệu "Quyết tâm cao, giải pháp hay, vượt thách thức, về đích trước", ngày 17/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đã hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013, trong đó có nhiều chỉ tiêu có mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ năm 2012. Đây là cơ sở quan trọng để Petrovietnam bước vào thực hiện nhiệm vụ của năm 2014, tạo đà để tiếp tục phát triển bền vững trong những năm tiếp theo.

Trong bối cảnh nền kinh tế trong nước và thế giới trong năm 2013 còn nhiều khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo các đơn vị chủ động thực hiện đồng bộ các giải pháp để đảm bảo sản xuất, tiến độ các dự án các đơn vị, cùng với kịp thời các sản phẩm thiết yếu cho thị trường. Với sự nỗ lực cố gắng của tập thể những người lao động Dầu khí, đến ngày 17/12/2013, Petrovietnam đã “Vượt đích trước” các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh được Chính phủ giao trong năm 2013, trong đó có chỉ tiêu về mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ năm 2012.

Cụ thể, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành kế hoạch khai thác dầu thô vào ngày 17/12/2013 và hoàn thành kế hoạch khai thác khí vào ngày 12/12/2013. Trước đó, Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm các chỉ tiêu: sản xuất xăng dầu các loại (ngày 29/10/2013); sản xuất điện (ngày 10/11/2013); sản xuất đạm (ngày 14/12/2013). Các chỉ tiêu tài chính của toàn Tập đoàn

năm 2013 đều vượt mức trước kế hoạch: Tổng doanh thu (hoàn thành ngày 11/11/2013), Nộp ngân sách Nhà nước (hoàn thành ngày 9/11/2013); Lợi nhuận sau thuế hợp nhất (hoàn thành ngày 8/11/2013). Đặc biệt, giá trị đóng góp của Petrovietnam cho ngân sách Nhà nước vượt kế hoạch, có ý nghĩa rất quan trọng trong bối cảnh

Công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách được duyệt; phát triển và được nhiều kết quả quan trọng. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò và khoan dầu với các hợp đồng dài kỳ đang có hiệu lực; giám sát điều hành chặt chẽ hoạt động khảo sát địa chấn, khoan thăm dò/thăm lược; tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lĩnh vực mà tập đoàn Việt Nam, các

TIÊU ĐIỂM

ĐẢM BẢO HIỆU QUẢ ĐẦU TƯ
LÀ CƠ SỞ ĐỂ PETROVIETNAM THỰC HIỆN THÀNH CÔNG
Chiến lược phát triển

Ngày 11/12/2013, tại TP. Hồ Chí Minh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tài chính kế toán và đầu tư năm 2013, đánh giá kết quả những kế hoạch phát triển, công tác tài chính kế toán và quản trị doanh nghiệp trong năm 2013 và trong kế hoạch 5 năm 2011 - 2015. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS.KH. Phùng Đình Thư, Tổng giám đốc Tập đoàn TS. Đỗ Văn Hậu chủ trì Hội nghị.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị tái chính

Theo ông Vũ Văn Nghiêm - Trưởng Ban Đầu tư Phát triển, Tập đoàn dầu khí Việt Nam, trong giai đoạn 2011 - 2013, giá trị thế hiện dầu từ toàn Tập đoàn là 25,2 tỷ nghìn tỷ đồng. Trong năm 2013, tiến độ thế hiện các dự án trong diện Nhà nước và dầu khí, các dự án trong diện của Tập đoàn được được kiểm soát chặt chẽ, đảm bảo kế hoạch đề ra đạt 7 triệu thùng dầu mới vào khai thác, khối công Dự án Lưu hóa dầu Nghi Sơn; đưa dòng khí thương mại đầu tiên vào Đường ống dẫn Khí Sơn... Theo kế hoạch năm 2014, Tập đoàn sẽ tiến khai thác 24 dự án gồm 6 dự án thăm dò khai thác, 7 dự án chế biến dầu khí, 5 dự án công nghiệp khí, 6 dự án dịch vụ kỹ thuật dầu khí.

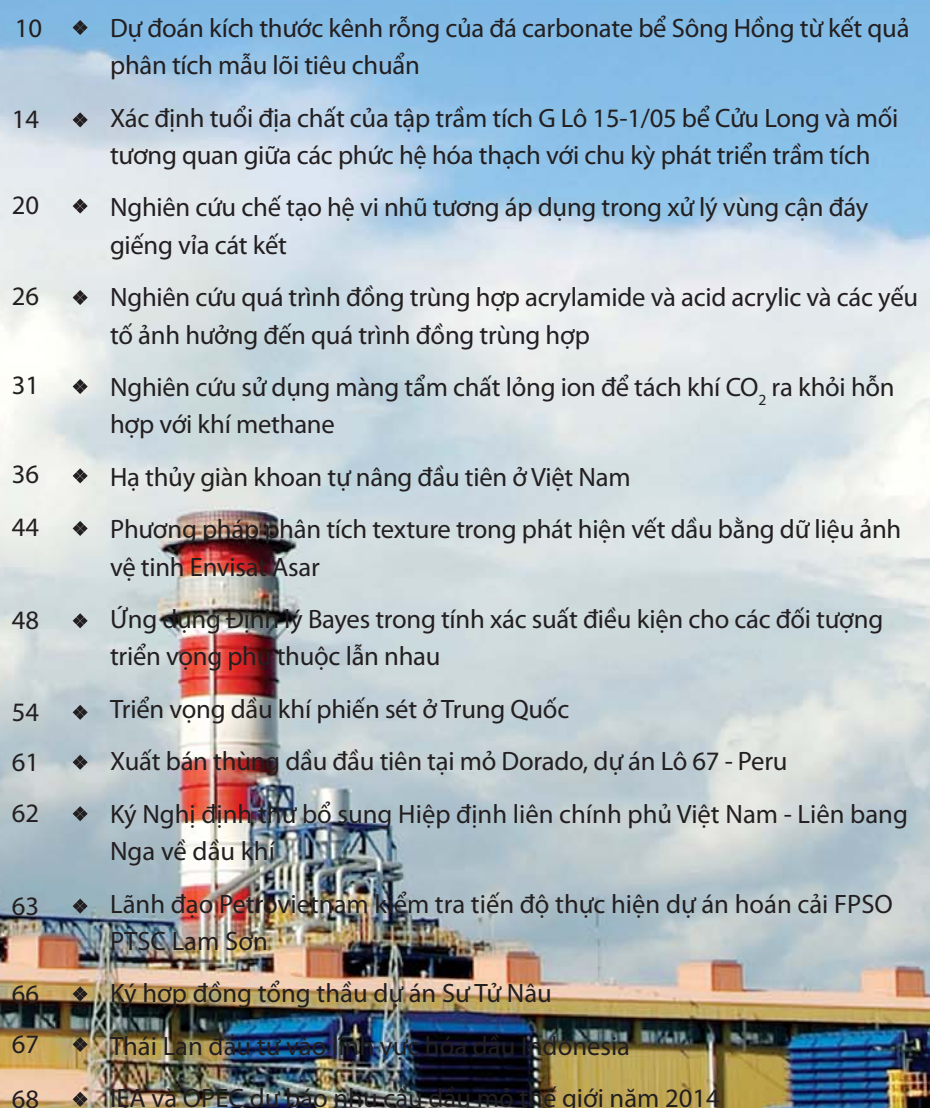
Đánh giá kết quả thực hiện kế hoạch đầu tư giai đoạn 2011 - 2013, Tập đoàn đã thực hiện quy định và bám sát theo Kế hoạch 5 năm được Chính phủ phê duyệt, phù hợp với Chiến lược phát triển dài hạn 2015 và định hướng đến năm 2025. Công tác quản lý đầu tư được quan tâm đúng mức, việc rà soát, đánh giá được thực hiện có hệ thống, từ đó kịp thời phát hiện những tồn tại vướng mắc trong quá trình đầu tư. Tập đoàn đã kiên quyết ngăn/giảm các dự án đầu tư kém hiệu quả, chưa có phương án khả thi trên diện tích và vốn xếp vốn. Đồng thời, Petrovietnam đã tập trung các đối, ban hành các văn bản quản lý đầu tư phù hợp với điều kiện

kinh tế xã hội và đặc điểm của Tập đoàn như: Quy định về phân cấp quyết định đầu tư, Quy định về tiêu chí đánh giá thẩm định dự án đầu tư, Quy trình giám sát đánh giá đầu tư...

Về cơ bản, Tập đoàn đã thực hiện kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 trong bối cảnh nhiều thách thức: thời giờ có nhiều biến động, tình trạng thất bại của nhiều nhà kinh doanh về tài chính và thu xếp nguồn vốn. Từ những khó khăn trên, Petrovietnam nắm xét liên kết Chính phủ điều chỉnh Kế hoạch 5 năm cho phù hợp với tình hình thực tế; có cơ chế hỗ trợ về tài chính, nguồn vốn cho các dự án trọng điểm; tăng cường điều lệ; có lộ trình cụ thể đối diện mạnh mẽ sử dụng nguồn liệu sinh học. Bên cạnh đó, Chính phủ có những chính sách ưu đãi, hỗ trợ trong quá trình triển khai các dự án dịch vụ kỹ thuật dầu khí, đặc biệt với các dự án Tập đoàn tiếp nhận từ đơn vị khác...

Phát biểu tại Hội nghị, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định với kết quả sản xuất kinh doanh năm 2013, Petrovietnam đã giữ vững được tình ổn định và sự phát triển bền vững. Tập đoàn đã duy trì mạnh các tác quản lý hoạt động đầu tư, kịp thời tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện, tập trung giải quyết hướng dẫn chính sách hoạt động đầu tư phát triển, tập trung giải pháp nâng cao hiệu quả đầu

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

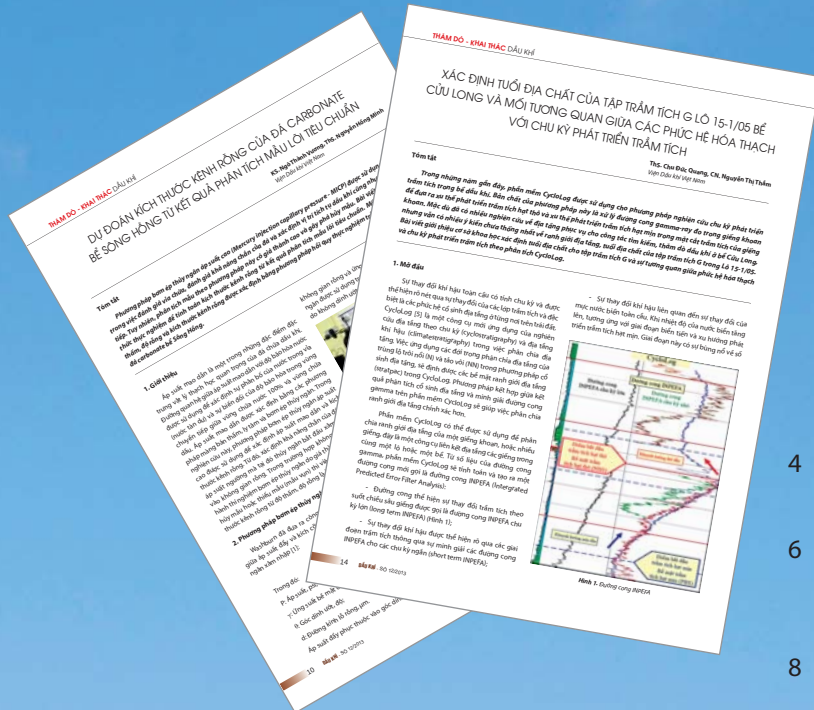
- 
- 10 ♦ Dự đoán kích thước kênh rỗng của đá carbonate bể Sông Hồng từ kết quả phân tích mẫu lõi tiêu chuẩn
 - 14 ♦ Xác định tuổi địa chất của tập trầm tích G Lô 15-1/05 bể Cửu Long và mối tương quan giữa các phức hệ hóa thạch với chu kỳ phát triển trầm tích
 - 20 ♦ Nghiên cứu chế tạo hệ vi nhũ tương áp dụng trong xử lý vùng cận đáy giếng vỉa cát kết
 - 26 ♦ Nghiên cứu quá trình đồng trùng hợp acrylamide và acid acrylic và các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình đồng trùng hợp
 - 31 ♦ Nghiên cứu sử dụng màng tẩm chất lỏng ion để tách khí CO₂ ra khỏi hỗn hợp với khí methane
 - 36 ♦ Hạ thủy giàn khoan tự nâng đầu tiên ở Việt Nam
 - 44 ♦ Phương pháp phân tích texture trong phát hiện vết dầu bằng dữ liệu ảnh vệ tinh Envisat Asar
 - 48 ♦ Ứng dụng Định lý Bayes trong tính xác suất điều kiện cho các đối tượng triển vọng phụ thuộc lẫn nhau
 - 54 ♦ Triển vọng dầu khí phiến sét ở Trung Quốc
 - 61 ♦ Xuất bán thùng dầu đầu tiên tại mỏ Dorado, dự án Lô 67 - Peru
 - 62 ♦ Ký Nghị định thư bổ sung Hiệp định liên chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về dầu khí
 - 63 ♦ Lãnh đạo Petrovietnam kiểm tra tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Sơn
 - 66 ♦ Ký hợp đồng tổng thầu dự án Sư Tử Nâu
 - 67 ♦ Thái Lan đầu tư vào lĩnh vực hóa dầu Indonesia
 - 68 ♦ IEA và OPEC dự báo nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2014

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ Petrovietnam overcomes challenges and meets its targets ahead of time
- 6 ♦ Ensuring investment efficiency: the basis for Petrovietnam to successfully implement its development strategy
- 8 ♦ Young cadres in the petroleum sector to master technology

SCIENTIFIC RESEARCH

- 10 ♦ Pore throat size prediction from routine core analysis data of carbonate rocks in Song Hong basin
- 14 ♦ Determining the geological age of Sequence G, Block 15-1/05 in Cuu Long basin and the relationship between palynological assemblages and sedimentary depositional cycles
- 20 ♦ A study to formulate microemulsion for application in near- wellbore treatment of sandstone formation
- 26 ♦ Synthesis and characterisation of poly (acrylamide-co-acrylic acid)
- 31 ♦ Investigation of CO₂ separation from the CO₂/CH₄ gas mixture using supported ionic liquid membranes
- 36 ♦ First jack-up rig load-out in Vietnam
- 44 ♦ Texture analysis to detect oil spills using Envisat ASAR images
- 48 ♦ Application of the Bayes' Theorem in the estimate of conditional probability for interdependent prospects

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

NEWS

- 54 ♦ Shale gas prospect in China
- 61 ♦ First oil barrel sold at Dorado field, Block 67 - Peru
- 62 ♦ Signing of Additional Protocol to Vietnam-Russia Intergovernmental Agreement on oil and gas
- 63 ♦ Petrovietnam's leader checks the progress of FPSO PTSC Lam Son conversion project
- 66 ♦ EPCIC Contract signed for Su Tu Nau Project
- 67 ♦ Thailand to invest in Indonesian petrochemical sector
- 68 ♦ IEA and OPEC increases forecast of 2014 global oil demand





PETROVIETNAM VƯỢT THÁCH THỨC, VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Kiên trì thực hiện khẩu hiệu “Quyết tâm cao, giải pháp hay, vượt thách thức, về đích trước”, ngày 17/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đã hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013, trong đó có nhiều chỉ tiêu có mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ năm 2012. Đây là cơ sở quan trọng để Petrovietnam bước vào thực hiện nhiệm vụ của năm 2014, tạo đà để tiếp tục phát triển bền vững trong những năm tiếp theo.

Trong bối cảnh nền kinh tế trong nước và thế giới trong năm 2013 còn nhiều khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo các đơn vị chủ động thực hiện đồng bộ các giải pháp để đảm bảo sản xuất, tiến độ các đầu tư các dự án, cung ứng kịp thời các sản phẩm thiết yếu cho thị trường. Với sự nỗ lực cố gắng của tập thể những người lao động Dầu khí, đến ngày 17/12/2013, Petrovietnam đã “Về đích trước” các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh được Chính phủ giao trong năm 2013, trong đó có nhiều chỉ tiêu có mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ năm 2012.

Cụ thể, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành kế hoạch khai thác dầu thô vào ngày 17/12/2013 và hoàn thành kế hoạch khai thác khí vào ngày 12/12/2013. Trước đó, Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm các chỉ tiêu: sản xuất xăng dầu các loại (ngày 29/10/2013); sản xuất điện (ngày 10/11/2013); sản xuất đạm (ngày 14/12/2013). Các chỉ tiêu tài chính của toàn Tập đoàn

năm 2013 đều vượt mức trước kế hoạch: Tổng doanh thu (hoàn thành ngày 11/11/2013), Nộp ngân sách Nhà nước (hoàn thành ngày 9/11/2013); Lợi nhuận sau thuế hợp nhất (hoàn thành ngày 8/11/2013). Đặc biệt, giá trị đóng góp của Petrovietnam cho ngân sách Nhà nước vượt cao so với kế hoạch, có ý nghĩa rất quan trọng trong bối cảnh thu ngân sách Nhà nước năm 2013 tiếp tục gặp nhiều khó khăn.

Công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và thu được nhiều kết quả quan trọng. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò và khoan đối với các hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực; giám sát điều hành chặt chẽ hoạt động khảo sát địa chấn, khoan thăm dò/thăm lường; tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô còn mở tại Việt Nam, các

khu vực mới và ở nước ngoài. Để đảm bảo sản lượng khai thác, Tập đoàn tiếp tục triển khai tốt công tác quản lý mỏ, nghiên cứu khoa học, áp dụng công nghệ mới, nhằm gia tăng hệ số thu hồi, quản lý hiệu quả các mỏ đang khai thác hiện có. Đối với các mỏ chuẩn bị đưa vào khai thác, thực hiện tốt và đồng bộ các giải pháp với mục tiêu đưa các mỏ/công trình vào khai thác đúng tiến độ, đảm bảo gia tăng trữ lượng, đồng thời có phương án dự phòng để bù trừ lượng/sản lượng khai thác.

Năm 2013, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" đã hoàn thành kế hoạch năm, kể cả nhiệm vụ bổ sung được giao. Trong công tác tìm kiếm, thăm dò, Vietsovetpetro đạt mức gia tăng trữ lượng 4,3 triệu tấn dầu so với kế hoạch 4,2 triệu tấn. Gần đây, khi thử vỉa tầng móng giếng thăm dò R24 vùng Yên Ngựa - Rồng, Vietsovetpetro đã phát hiện dòng dầu công nghiệp với lưu lượng 200m³/ngày đêm, hiện giếng đang tiếp tục khoan và thử thêm các vỉa khác. Vietsovetpetro đã thực hiện hơn 100.000m khoan so với 87.600m theo kế hoạch, kết thúc thi công 28 giếng so với kế hoạch 22 giếng, sửa chữa lớn 68 lượt giếng khoan so với kế hoạch 54 giếng. Trong đó, nhiều giếng khoan mới có lưu lượng dầu tốt như giếng 128, 129, 131 ở BK15, giếng 506 RC5, giếng 5B ở Thỏ Trắng, giếng 423 ở RC Đồi Mồi. Về khai thác dầu, Vietsovetpetro đã hoàn thành kế hoạch được giao 5,4 triệu tấn, cùng với nhiệm vụ bổ sung 100 nghìn tấn. Dự kiến đến hết năm 2013, Vietsovetpetro sẽ khai thác 5,55 triệu tấn, vượt kế hoạch 150 nghìn tấn.

Ngoài dầu thô, Vietsovetpetro cũng cung cấp vào bờ 1,4 tỷ m³ khí so với kế hoạch 1,269 tỷ m³.

Ngày 17/12/2013, Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) đã chính thức hoàn thành chỉ tiêu kế hoạch sản lượng năm 2013, về đích trước thời hạn 14 ngày. Dự kiến năm 2013, sản lượng khai thác dầu/condensate của PVEP ước đạt 3,6 triệu tấn; sản lượng khai thác khí đạt 1,31 tỷ m³; gia tăng trữ lượng ước đạt 12,8 triệu tấn quy dầu. Năm 2013, PVEP đã có 5 phát hiện dầu khí mới, trong đó 4 phát hiện tại các dự án trong nước (gồm Kinh Ngư Vàng, Kinh Ngư Trắng, H5 - Tê Giác Trắng) và 1 phát hiện tại Myanmar (SYT-1X, Lô M2). Trong đó, quan trọng nhất là phát hiện dầu tại H5 mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 với lưu lượng 25.000 thùng/ngày và 26 triệu ft³ khí/ngày.

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Biển Đông POC) cho biết đã hoàn thành công tác tìm kiếm, thăm dò, khoan và hoàn thiện giếng theo đúng kế hoạch; đưa giàn khai thác vào vận hành, đạt 686.358 giờ an toàn, hệ số làm việc của các giàn đạt 97,5% (cao hơn so với chỉ tiêu là 91%). Năm 2013, sản lượng khai thác của Biển Đông POC ước đạt 286 triệu m³ khí và 57.428 tấn condensate. Trong năm 2014, Biển Đông POC phấn đấu đạt sản lượng khai thác 1,3 tỷ m³ khí, 308 nghìn tấn condensate; hoàn thành công tác đánh giá tiềm năng dầu khí tại cấu tạo MT Deep, báo cáo địa chất giếng khoan thăm dò 2015...

Theo kế hoạch năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí 35 - 40 triệu tấn; khai thác 26 triệu tấn dầu khí quy đổi; sản xuất điện 15,7 tỷ Kwh; sản xuất đạm 1,58 triệu tấn; sản xuất xăng dầu các loại 4,8 triệu tấn; tổng doanh thu 670 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 140 nghìn tỷ đồng. Đồng thời với việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, Tập đoàn thực hiện nghiêm túc công tác tái cấu trúc theo Đề án, lộ trình đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Theo TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: "Nhiệm vụ tái cấu trúc đang đòi hỏi một quyết tâm lớn, tư duy và hành động sáng tạo của tập thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động toàn Tập đoàn".

Việt Hà



Công tác thăm dò, khai thác dầu khí được Petrovietnam triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước. Ảnh: CTV

ĐẢM BẢO HIỆU QUẢ ĐẦU TƯ LÀ CƠ SỞ ĐỂ PETROVIETNAM THỰC HIỆN THÀNH CÔNG **Chiến lược phát triển**

Ngày 11/12/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tài chính kế toán và đầu tư năm 2013, đánh giá kết quả những kế hoạch phát triển, công tác tài chính kế toán và quản trị doanh nghiệp trong năm 2013 và trong kế hoạch 5 năm 2011 - 2015. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, Tổng giám đốc Tập đoàn TS. Đỗ Văn Hậu chủ trì Hội nghị.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị tài chính kế toán và đầu tư năm 2013. Ảnh: PVN

Theo ông Vũ Văn Nghiêm - Trưởng Ban Đầu tư Phát triển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong giai đoạn 2011 - 2013, giá trị thực hiện đầu tư toàn Tập đoàn là 252,2 nghìn tỷ đồng. Trong năm 2013, tiến độ thực hiện các dự án trọng điểm Nhà nước về dầu khí, các dự án trọng điểm của Tập đoàn đều được kiểm soát chặt chẽ, đảm bảo kế hoạch đề ra: đưa 7 mỏ/khu vực mới vào khai thác, khởi công Dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn; đưa dòng khí thương mại đầu tiên vào Đường ống Nam Côn Sơn... Theo kế hoạch năm 2014, Tập đoàn sẽ triển khai 24 dự án gồm 6 dự án thăm dò khai thác, 7 dự án chế biến dầu khí, 5 dự án công nghiệp khí, 6 dự án dịch vụ kỹ thuật dầu khí.

Đánh giá kết quả thực hiện kế hoạch đầu tư giai đoạn 2011 - 2013, Tập đoàn đã thực hiện quyết liệt và bám sát theo Kế hoạch 5 năm được Chính phủ phê duyệt, phù hợp với Chiến lược phát triển đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025. Công tác quản lý đầu tư được quan tâm đúng mức, việc rà soát, đánh giá được thực hiện có hệ thống, từ đó kịp thời phát hiện những tồn tại vướng mắc trong quá trình đầu tư. Tập đoàn đã kiên quyết dừng/giãn các dự án đầu tư kém hiệu quả, chưa có phương án khả thi trong triển khai và thu xếp vốn. Đồng thời, Petrovietnam đã tập trung sửa đổi, ban hành các văn bản quản lý đầu tư phù hợp với điều kiện

kinh tế xã hội và đặc điểm của Tập đoàn như: Quy định về phân cấp quyết định đầu tư, Quy định về tiêu chí đánh giá thẩm định dự án đầu tư, Quy trình giám sát đánh giá đầu tư...

Về cơ bản, Tập đoàn đã thực hiện kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 trong bối cảnh nhiều thách thức: thế giới có nhiều biến động, tăng trưởng thấp bên cạnh những khó khăn về tài chính và thu xếp nguồn vốn. Từ những khó khăn trên, Petrovietnam xem xét kiến nghị Chính phủ điều chỉnh Kế hoạch 5 năm cho phù hợp với tình hình thực tế; có cơ chế hỗ trợ về tài chính, nguồn vốn cho các dự án trọng điểm; tăng vốn điều lệ; có lộ trình cụ thể để đẩy mạnh việc sử dụng nhiên liệu sinh học. Bên cạnh đó, Chính phủ có những chính sách ưu đãi, hỗ trợ trong quá trình triển khai các dự án dịch vụ kỹ thuật dầu khí, đặc biệt với các dự án Tập đoàn tiếp nhận từ đơn vị khác...

Phát biểu tại Hội nghị, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định với kết quả sản xuất kinh doanh năm 2013, Petrovietnam đã giữ vững được tính ổn định và sự phát triển bền vững. Tập đoàn đã đẩy mạnh công tác quản lý hoạt động đầu tư, kịp thời tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện, tập trung định hướng điều chỉnh hoạt động đầu tư phát triển, tập trung giải pháp nâng cao hiệu quả đầu

tư, phù hợp với tình hình - kinh tế xã hội, theo đúng tinh thần của Đề án tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Trong những năm tới, Petrovietnam sẽ tiếp tục đầu tư theo đúng định hướng được đề ra, với mũi nhọn là lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Phát biểu kết luận Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định quyết tâm của Lãnh đạo Tập đoàn trong công tác đầu tư phát triển, điều chỉnh kế hoạch 5 năm bám sát thực tế và tình hình hiện nay. Công tác đánh giá đầu tư sẽ tiếp tục được giám sát chặt chẽ. Về công tác tài chính kế toán, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn nhấn mạnh những nhiệm vụ trọng tâm trong 2014 phải triển khai: Tiếp tục hoàn thiện báo cáo Chính phủ, làm việc với Bộ, Ban, Ngành để ban hành Quy chế quản lý tài chính của Petrovietnam; Giải quyết cơ chế đặc thù liên quan đến hoạt động cho vay đầu tư và chuyển giao vốn cho các công ty con trong Tập đoàn; Rà soát, sửa đổi, ban hành Quy chế quản lý nội bộ phù hợp với điều lệ mới và các quy định của Nhà nước; Báo cáo, giải trình Chính phủ và các cơ quan Nhà nước phương án tăng vốn điều lệ của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam...

Đồng thời, Tập đoàn sẽ tăng cường công tác, kiểm tra, giám sát mọi mặt hoạt động, chỉ đạo các đơn vị thành viên tự kiểm tra để kịp thời khắc phục các tồn tại nhằm thực hiện tốt các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra. Trong đó, nâng cao hiệu quả công tác quản lý giám sát tài chính, quản trị doanh thu, chi phí quản lý doanh nghiệp, hoàn thiện các định mức về đơn giá, lập dự toán nội bộ, dự toán và quyết toán chi phí, thực hiện nghiêm

túc và minh bạch hóa trong các hoạt động sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn. Theo kế hoạch, Tập đoàn tổ chức kiểm tra chuyên đề và chỉ đạo tập trung quản lý công tác sử dụng tiền gửi và vốn vay; tiếp tục hỗ trợ các đơn vị thành viên trong công tác thu xếp vốn, thu xếp tài chính; chỉ đạo quyết liệt các đơn vị trong công tác thu hồi vốn, thu hồi công nợ; tiếp tục vận hành có hiệu quả bộ chỉ số PVN-Index; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ thông tin vào công tác quản trị kế toán, giảm bớt thời gian và nâng cao chất lượng báo cáo.

Đảm bảo hiệu quả đầu tư là một trong những cơ sở để Petrovietnam thực hiện thành công Chiến lược phát triển đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025. Hiện Tập đoàn đang phải thu xếp lượng vốn đầu tư rất lớn để triển khai hàng loạt các dự án trọng điểm trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại khu vực nước sâu, xa bờ và ở nước ngoài, các dự án lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao... Đặc biệt, việc mở rộng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài đòi hỏi nguồn vốn lớn và gặp phải sự cạnh tranh khốc liệt từ các công ty dầu khí lớn trên thế giới. Tuy nhiên, quy chế tài chính đang áp dụng hiện nay (theo Nghị định 142/2007/NĐ-CP) bộc lộ nhiều điểm chưa hợp lý đang là nguyên nhân khiến Petrovietnam gặp nhiều khó khăn trong quá trình phát triển, nhất là thiếu chủ động trong thu xếp vốn cho hoạt động đầu tư và sản xuất kinh doanh. Nguồn vốn Quốc hội phê duyệt đầu tư trở lại cho Petrovietnam từ lãi hoạt động dầu khí nước chủ nhà trong năm 2012 là quá nhỏ so với con số thực thu 50% lãi dầu khí nước chủ nhà và thấp hơn rất nhiều so với nhu cầu đầu tư thực tế của Tập đoàn.

Năm 2014, tình hình kinh tế dự báo vẫn còn nhiều khó khăn và giá dầu thô được dự báo ở mức thấp. Vì vậy, dù là tập đoàn kinh tế hàng đầu đất nước có tiềm lực vững mạnh cả về tài chính, công nghệ và nhân lực chất lượng cao nhưng để hoàn thành tốt các chỉ tiêu kế hoạch được giao cũng như đóng góp hiệu quả hơn nữa cho nền kinh tế, ngoài việc phát huy nội lực, Petrovietnam rất cần sự hỗ trợ kịp thời của Nhà nước, nhất là trong việc sớm tạo cơ chế tài chính phù hợp hơn với điều kiện thực tế đã có nhiều thay đổi như hiện nay.

Ngọc Linh



Kho LPG lạnh Thị Vải được hoàn thành và đưa vào sử dụng ngày 20/3/2013. Ảnh: CTV

Tuổi trẻ Dầu khí phải làm chủ công nghệ

Phát biểu tại Hội nghị tổng kết công tác Đoàn và phong trào thanh niên năm 2013 và triển khai công tác năm 2014, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: Đoàn Thanh niên phải là lực lượng tiên phong trong mục tiêu “Quyết tâm cao, giải pháp hay, hành động đúng, về đích trước”; tiếp tục bám sát các mục tiêu và phát huy các phong trào thanh niên xung kích vượt khó, yêu cầu trình độ công nghệ cao, phát huy các sáng kiến, sáng tạo, tiết kiệm và đẩy mạnh sản xuất; đẩy mạnh học tập, rèn luyện nâng cao kiến thức và kỹ năng, kinh nghiệm, làm chủ công nghệ...



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chúc mừng các tập thể và cá nhân đạt thành tích xuất sắc trong năm 2013. Ảnh: Đức Chính

Xung kích lao động sáng tạo

Với chủ đề “Tuổi trẻ Dầu khí Việt Nam gương mẫu thực hiện Văn hóa Dầu khí và nâng cao hiệu quả công tác giáo dục của Đoàn”, trong năm 2013, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã thể hiện dấu ấn rõ nét trong các mặt hoạt động, gắn với việc “Học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh” và Cuộc vận động “Tuổi trẻ Việt Nam học tập và làm theo lời Bác”.

Đặc biệt, tuổi trẻ Dầu khí đã thể hiện được vai trò xung kích lao động sáng tạo vì sự phát triển của đơn vị. Đến nay, Đoàn Thanh niên toàn Tập đoàn đã có 186 công trình, ý tưởng, sáng kiến, giải pháp được đăng ký với tổ chức Đoàn, trong đó có 1 công trình cấp Trung ương, 16 công trình được công nhận là công trình thanh niên cấp Khối Doanh nghiệp Trung ương... Một số công trình tiêu biểu như: “Sửa chữa giàn Tam Đảo 01”; “Hoàn cải tạo hệ thống báo cháy báo khí giàn MSP- 1,8,10,11”; “Vận chuyển 185 khối bê tông - giải phóng mặt bằng khu vực thi công chân đế Hải Thạch - Dự án Biển Đông”; “Rải tuyến ống ngầm BK14-GTC1 W.I.P”...

Đồng thời, Đoàn Thanh niên Tập đoàn và các cơ sở Đoàn trực thuộc tiếp tục đẩy mạnh phong trào thi đua trên các công trình dầu khí, tạo động lực nâng cao tinh thần lao động của đoàn viên thanh niên, người lao động

trên các công trường đảm bảo tiến độ, chất lượng công trình. Các diễn đàn, tọa đàm của thanh niên tiếp tục được triển khai hiệu quả: Diễn đàn “Thanh niên với hoạt động gia tăng sản lượng khai thác dầu khí”, Diễn đàn “Bảo đảm an toàn phòng ngừa rủi ro trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí”...

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: “Đây là năm phong trào Đoàn Thanh niên tiếp tục hoạt động sôi nổi, gặt hái nhiều thành công. Thực tế chứng minh thấy 35 hạng mục công trình, hạng mục trọng tâm thực hiện từ đầu năm đến nay. Với lực lượng chiếm 50% số cán bộ công nhân viên toàn Ngành, tuổi trẻ Dầu khí thể hiện vai trò nòng cốt, xung kích của tuổi trẻ trong lao động sản xuất: công trình Biển Đông, công trình Tam Đảo, Lọc hóa dầu Dung Quất, Điện - Đạm Cà Mau, Phú Mỹ... Ở nơi hiện đại hay khó khăn thì lực lượng thanh niên đều làm chủ về kỹ thuật, công nghệ, đây là sự vươn lên trưởng thành của lực lượng thanh niên Tập đoàn.

Trong năm 2014 và những năm tiếp theo, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị Đoàn Thanh niên là lực lượng tiên phong trong mục tiêu “Quyết tâm cao, giải pháp hay, hành động đúng, về đích trước”. Đồng thời, tiếp tục bám sát các mục tiêu và phát huy các phong trào thanh niên xung kích vượt khó, yêu cầu trình độ công nghệ cao,

phát huy các sáng kiến, sáng tạo, tiết kiệm và đẩy mạnh sản xuất; đẩy mạnh công tác học tập, rèn luyện nâng cao kiến thức và kỹ năng, kinh nghiệm, làm chủ công nghệ...

Festival “Sáng tạo trẻ dầu khí” lần thứ I

Ngày 20/12/2013, tại Hà Nội, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Lễ tuyên dương Festival “Sáng tạo trẻ” lần thứ I nhằm ghi nhận đóng góp to lớn của các cán bộ, đoàn viên thanh niên trong phong trào thi đua đảm nhận các công trình, phần việc thanh niên, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, thực hành tiết kiệm, chống lãng phí.

Festival nhằm tuyên dương, khen thưởng, cổ vũ, động viên, tạo động lực cho các tác giả, các tập thể có các công trình, đề tài, sáng kiến, sản phẩm sáng tạo tiêu biểu không ngừng phấn đấu vươn lên trong học tập, công tác, nghiên cứu khoa học, lao động sáng tạo, rèn đức, luyện tài xây dựng tổ chức Đoàn vững mạnh, phát huy sức trẻ và tiềm năng to lớn của tuổi trẻ trong xây dựng và phát triển Petrovietnam. 27 công trình, đề tài, sáng kiến, sản phẩm sáng tạo được tuyên dương tại Festival lần này đại diện cho 270 công trình, đề tài, sáng kiến, sản phẩm sáng tạo trong toàn Tập đoàn năm 2013. Các tập thể, cá nhân được tôn vinh là những tấm gương sáng về ý thức trách nhiệm, lòng nhiệt tình, tinh thần phấn đấu bền bỉ và khát vọng lao động sáng tạo, tiêu biểu cho tinh thần tiên phong của tuổi trẻ Dầu khí.

Đề tài “Mở rộng CTU tăng giới hạn khoan thăm dò giàn Tam Đảo - 02” (tác giả Lương Xuân Mạnh, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”) đã tiết kiệm hơn 1,1 triệu USD. Đề tài “Cải tiến biện pháp thi công hai khối bê tông chắn sóng số 1 và số 2 tại hạng mục cửa nhận nước làm mát Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 bằng cách sử dụng hệ thống ván khuôn định hình chế tạo sẵn” (các tác giả Vũ Minh Khang, Nguyễn Anh Khôi, Công ty CP Thi công Cơ giới và Lắp máy Dầu khí, thuộc Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam) đã tiết kiệm chi phí thi công gần 6 tỷ đồng. Hai công trình này đã vượt qua 250 hồ sơ tham gia bình chọn từ 46 tỉnh, thành đoàn và Đoàn trực thuộc trong cả nước và đã vinh dự được tuyên dương tại “Festival Sáng tạo trẻ toàn quốc lần thứ 6” do Trung ương Đoàn TNCS Hồ Chí Minh tổ chức.

Bên cạnh đó, công trình sửa chữa giàn khoan Tam Đảo 01 do Đoàn cơ sở Công ty Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất và Chi đoàn Giàn khoan Tam Đảo 01 có tổng giá trị làm lợi ước tính hơn 39 tỷ đồng đã được gắn biển và công nhận công trình thanh niên cấp Trung ương đầu tiên của cả nước trong năm 2013. Đặc biệt, có 2 công trình Cụm dự án Khí-Điện-Đạm Cà Mau và Cụm Khí-Điện Nhơn Trạch được Ban Bí thư Trung ương Đoàn TNCS Hồ Chí Minh gắn biển Công trình thanh niên toàn quốc nhiệm kỳ 2007 - 2012.

Nguyễn Hằng



Các đại biểu tham dự tọa đàm chủ đề “Thanh niên Dầu khí với hội nhập quốc tế” và tham quan Nhà máy Chế biến khí Dinh Cố. Ảnh: PVN

DỰ ĐOÁN KÍCH THƯỚC KÊNH RỒNG CỦA ĐÁ CARBONATE BỂ SÔNG HỒNG TỪ KẾT QUẢ PHÂN TÍCH MẪU LỖI TIÊU CHUẨN

KS. Ngô Thành Vương, ThS. Nguyễn Hồng Minh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Số liệu áp suất mao dẫn xác định bằng phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao (Mercury injection capillary pressure - MICP) được sử dụng phổ biến trong việc đánh giá vỉa chứa, đánh giá khả năng chắn của đá và xác định vị trí tích tụ dầu khí cũng như tầng chuyển tiếp. Tuy nhiên, trong một số trường hợp do vấn đề về giá thành hay số lượng mẫu mà thí nghiệm theo phương pháp này không được thực hiện. Bài viết giới thiệu công thức thực nghiệm để tính toán kích thước kênh rỗng từ kết quả phân tích mẫu lõi tiêu chuẩn trong trường hợp không có dữ liệu từ phân tích thủy ngân áp suất cao. Mỗi quan hệ giữa độ thấm, độ rỗng và kích thước kênh rỗng được xác định bằng phương pháp hồi quy thực nghiệm trên dữ liệu của 50 mẫu đá carbonate bể Sông Hồng.

1. Giới thiệu

Áp suất mao dẫn là một trong những đặc điểm đặc trưng vật lý thạch học quan trọng của đá chứa dầu khí. Đường quan hệ giữa áp suất mao dẫn với độ bão hòa nước được sử dụng để xác định sự phân bố của nước trong vỉa (nước tàn dư) và sự biến đổi của độ bão hòa trong vùng chuyển tiếp giữa vùng chứa nước 100% và vùng chứa dầu. Áp suất mao dẫn được xác định bằng các phương pháp màng bán thấm, ly tâm và bơm ép thủy ngân. Trong nghiên cứu này, phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao được sử dụng để xác định áp suất mao dẫn và kích thước kênh rỗng. Từ đó, xác định khả năng chắn của đá và áp suất ngưỡng mà tại đó thủy ngân bắt đầu xâm nhập vào không gian rỗng. Trong trường hợp không thể tiến hành thí nghiệm bơm ép thủy ngân do giá thành cao, phá hủy mẫu hoặc thiếu mẫu (mẫu vụn) thì việc dự đoán kích thước kênh rỗng từ độ thấm, độ rỗng là hết sức cần thiết.

2. Phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao

Washburn đã đưa ra công thức mô tả mối quan hệ giữa áp suất đẩy và kích cỡ lỗ rỗng nhỏ nhất được thủy ngân xâm nhập [1]:

$$P = - \frac{4\gamma \cos \theta}{d} \quad (1)$$

Trong đó:

P: Áp suất, psi;

γ : Ứng suất bề mặt của chất lỏng, dynes/cm;

θ : Góc dính ướt, độ;

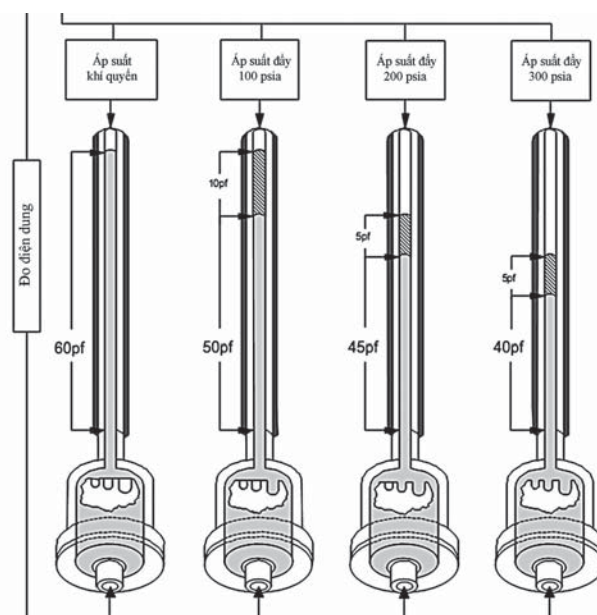
d: Đường kính lỗ rỗng, μm .

Áp suất đẩy phụ thuộc vào góc dính ướt, hình dạng

không gian rỗng và ứng suất bề mặt của chất lỏng. Thủy ngân được sử dụng trong việc xác định kích thước lỗ rỗng do không dính ướt với vật liệu thô.



Hình 1. Thiết bị Autopore IV



Hình 2. Biểu đồ mô tả sự xâm nhập của thủy ngân vào mẫu tương ứng với các cấp áp suất

Mục đích của phương pháp bơm ép thủy ngân là xác định độ rỗng, sự phân bố kích thước kênh rỗng và đường cong áp suất mao dẫn hệ khí - thủy ngân.

3. Quy trình phân tích

Thiết bị được sử dụng cho việc phân tích kích thước kênh rỗng là Autopore IV (Hình 1) với khả năng tạo áp suất tối đa là 60.000psi và đo kích thước trong khoảng 0,003 - 360 μ m [2].

Việc phân tích được thực hiện theo các bước sau:

- Cân khối lượng mẫu khô và ghi giá trị vào bảng đo;
- Nhập các thông số mẫu và điều kiện phân tích vào chương trình;
- Mẫu được đặt vào ống đâm xuyên, lắp ống đâm xuyên vào cổng áp suất thấp trên thiết bị. Thiết bị sẽ tự

động hút chân không và xả đầy thủy ngân vào ống đâm xuyên. Sau đó, áp suất ép thủy ngân tăng dần theo các mức đã định sẵn tới giá trị cuối cùng đã được cài đặt trong mục điều kiện phân tích;

- Ghi nhận kết quả phân tích;
- Khi phân tích áp suất thấp kết thúc, ống đâm xuyên được tháo ra khỏi cổng áp suất thấp và lắp vào cổng áp suất cao. Áp suất ép thủy ngân tăng dần tới áp suất cao nhất 60.000psi;
- Ghi nhận kết quả phân tích.

Thể tích lỗ rỗng được tính toán bằng việc xác định thể tích thủy ngân còn lại trong thân hình trụ của ống đâm xuyên. Khi áp suất tăng, thủy ngân sẽ xâm nhập vào bên trong lỗ rỗng. Áp suất càng lớn thì thủy ngân sẽ xâm nhập vào lỗ rỗng có kích thước nhỏ hơn.

Thể tích thủy ngân trong thân hình trụ được xác định bằng điện dung của ống đâm xuyên. Điện dung của ống đâm xuyên thay đổi theo chiều dài thân ống bị thủy ngân chiếm giữ. Phần mềm Autopore IV chuyển đổi giá trị điện dung của ống đâm xuyên thành thể tích thủy ngân xâm nhập vào lỗ rỗng (Hình 2).

4. Mối quan hệ giữa độ thấm, độ rỗng và kích thước kênh rỗng

Dựa trên kết quả phân bố kích thước kênh rỗng từ phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao và kết quả độ thấm, độ rỗng từ phân tích mẫu lõi thông thường, thiết lập mối quan hệ giữa các thông số. Kích thước kênh rỗng của 50 mẫu tương ứng với các độ bão hòa thủy ngân lần lượt là 10%, 20%, 25%, 30%, 35%, 40%, 45%, 50%, 55%, 60%, 65%, 70%, 75% được sử dụng để thiết lập công thức quan hệ thực nghiệm. Sử dụng phần mềm thống kê (Datafit 9.0) để phân tích đa hồi quy, xác định các công thức quan hệ thực nghiệm, qua đó xác định kích thước kênh rỗng tại cấp bão hòa thủy ngân có hệ số hồi quy R^2 cao nhất. Mối liên hệ giữa 3 thông số trên có dạng [4]:

$$\text{Log}(R) = a + b \times \text{Log}(k) + c \times \text{log}(\phi)$$

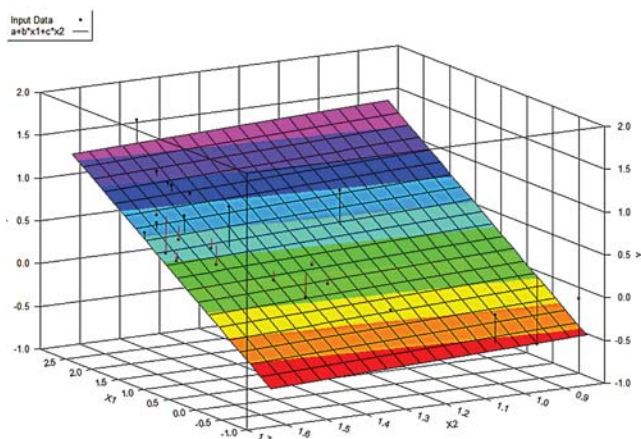
Trong đó:

K: Độ thấm tuyệt đối, mD;

ϕ : Độ rỗng, %;

a, b, c: Hệ số;

R: Kích thước kênh rỗng, micro.



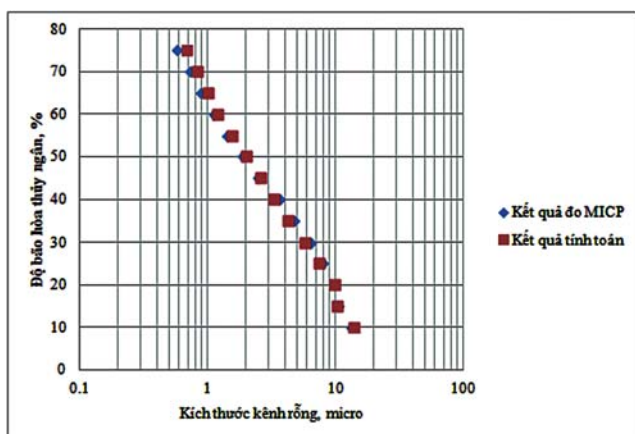
Hình 3. Mô hình 3D thể hiện mối quan hệ giữa kích thước kênh rỗng R20 với độ thấm và độ rỗng

Bảng 1. Kích thước kênh rỗng tại các cấp bão hòa thủy ngân

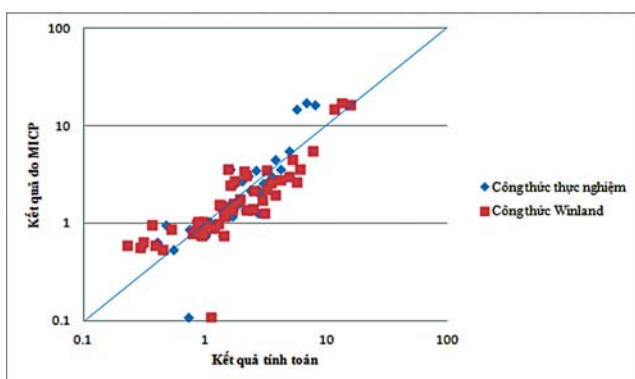
Kích thước kênh rỗng tại các cấp bão hòa thủy ngân	Hệ số a	Hệ số b	Hệ số c	Hệ số hồi quy R^2
R10	0,9402	0,6077	-0,7486	0,7445
R15	0,8519	0,5777	-0,7359	0,7109
R20	0,7402	0,5648	-0,6964	0,7646
R25	0,5975	0,5248	-0,6193	0,7487
R30	0,3564	0,4756	-0,4586	0,7360
R35	0,0172	0,4070	-0,2106	0,7103
R40	-0,2556	0,3536	-0,0194	0,6905
R45	-0,4684	0,2987	0,1356	0,6686
R50	-0,7505	0,2360	0,3509	0,6615
R55	-1,0591	0,1706	0,5784	0,6611
R60	-1,3698	0,1135	0,8055	0,6780
R65	-1,5290	0,0895	0,8994	0,6688
R70	-1,7349	0,0631	1,0207	0,6569
R75	-1,9102	0,0464	1,1097	0,6451

Bảng 2. So sánh kết quả tính toán kích thước kênh rỗng theo công thức thực nghiệm và đo bằng phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao

Độ bão hòa thủy ngân (%)	Kích thước kênh rỗng, micro	
	Kết quả đo bằng phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao	Kết quả tính toán theo công thức thực nghiệm
10	13	13,0
15	10,4	10,2
20	9,6	7,9
25	7,8	6,1
30	6,3	4,7
35	4,6	3,5
40	3,6	2,7
45	2,46	2,2
50	1,8	1,8
55	1,4	1,4
60	1,1	1,2
65	0,87	1,0
70	0,71	0,8
75	0,57	0,7



Hình 4. Kích thước kênh rỗng trên mẫu D



Hình 5. So sánh kết quả tính toán theo công thức thực nghiệm và công thức Winland

Kết quả phân tích hồi quy cho thấy tại độ bão hòa thủy ngân 20% hệ số hồi quy là cao nhất với $R^2 = 0,7646$, công thức có dạng:

$$\log(R20) = 0,7402 + 0,5648\log(k) - 0,6964\log(\phi) \quad (2)$$

Hình 3 là mô hình 3D thể hiện mối liên hệ giữa kích thước kênh rỗng, độ thấm và độ rỗng tại độ bão hòa thủy ngân 20%.

Bảng 1 tóm tắt các công thức liên hệ giữa độ thấm, độ rỗng và kích thước kênh rỗng tại các cấp bão hòa thủy ngân.

5. Dự đoán kích thước kênh rỗng từ phân tích mẫu lõi thông thường

Các công thức liên hệ giữa kích thước kênh rỗng, độ thấm và độ rỗng được sử dụng để dự đoán kích thước kênh rỗng tại độ bão hòa thủy ngân từ 10 - 75%. Điều này cho phép tính toán kích thước kênh rỗng từ kết quả phân tích mẫu lõi thông thường, sau đó so sánh với kết quả kích thước kênh rỗng được đo bằng phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao (Bảng 2). Kết quả so sánh kích thước kênh rỗng trên mẫu D (Hình 4) cho thấy giá trị tính toán từ công thức thực nghiệm phù hợp với giá trị đo bằng phương pháp bơm ép thủy ngân áp suất cao.

6. So sánh với công thức thực nghiệm của H.D. Winland

H.D.Winland đã xây dựng công thức liên hệ thực nghiệm giữa độ rỗng, độ thấm và kích thước kênh rỗng tại độ bão hòa thủy ngân 35%, công thức có dạng [3]:

$$\log(R35) = 0,732 + 0,588\log(k) - 0,864\log(\phi) \quad (3)$$

Kích thước kênh rỗng đá carbonate được tính toán theo công thức thực nghiệm trong nghiên cứu này và công thức Winland. Kết quả so sánh thể hiện trên Hình 5 cho thấy công thức thực nghiệm đưa ra kết quả kích thước kênh rỗng trên đá carbonate có độ chính xác cao hơn đối với khu vực nghiên cứu.

7. Kết luận

Nghiên cứu đã phát triển một công thức thực nghiệm để dự đoán kích thước kênh rỗng từ dữ liệu mẫu lõi thông thường trong trường hợp không thực hiện được thí nghiệm bơm ép thủy ngân áp suất cao.

Mối quan hệ giữa độ thấm, độ rỗng và kích thước kênh rỗng tại các cấp bão hòa thủy ngân từ 10 - 75% có thể được sử dụng để dự đoán kích thước kênh rỗng từ dữ liệu phân tích mẫu lõi thông thường.

Kích thước kênh rỗng được tính toán từ công thức thực nghiệm trong nghiên cứu phù hợp với kết quả của công thức Winland. Điều này chứng tỏ kích thước kênh

rỗng là một thông số quan trọng trong việc dự đoán giá trị độ thấm trên đá carbonate.

Tài liệu tham khảo

1. Sidney Diamond. *Pore size distribution in clays*. Clays and Clay Minerals. 1970; 18: p. 7 - 23.

2. Paul A. Webb. *An introduction to the physical characterization of materials by Mercury intrusion porosimetry with emphasis on reduction and presentation of experimental data*. Micromeritics Instrument Corp., Norcross, Georgia. January 2001.

3. Sami Mo. Aboujafar. *The use of high pressure MICP data in reservoir characterization, developing a new model for Libyan reservoirs*. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE. 19 - 21 October 2009.

4. Edward D. Pittman. *Estimating pore throat size in sandstones from routine core analysis data*. Search and discovery article #40009. 2001.

Pore throat size prediction from routine core analysis data of carbonate rocks in Song Hong basin

Ngo Thanh Vuong, Nguyen Hong Minh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) is usually used to characterise reservoir rock, evaluate seal capacity and detect the location of hydrocarbon accumulations. However, mercury injection tests cannot be conducted in some cases due to cost or sample amount issues.

In this study, the empirical equation is investigated to calculate pore throat size from routine core analysis data when mercury injection capillary pressure data is not available. The relation between permeability, porosity and pore throat size is detected by using multiple regression analysis on 50 carbonate samples data of Song Hong basin.

XÁC ĐỊNH TUỔI ĐỊA CHẤT CỦA TẬP TRẦM TÍCH G LÔ 15-1/05 BỂ CỬU LONG VÀ MỐI TƯƠNG QUAN GIỮA CÁC PHỨC HỆ HÓA THẠCH VỚI CHU KỲ PHÁT TRIỂN TRẦM TÍCH

ThS. Chu Đức Quang, CN. Nguyễn Thị Thắm
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong những năm gần đây, phần mềm CycloLog được sử dụng cho phương pháp nghiên cứu chu kỳ phát triển trầm tích trong bể dầu khí. Bản chất của phương pháp này là xử lý đường cong gamma-ray đo trong giếng khoan để đưa ra xu thế phát triển trầm tích hạt thô và xu thế phát triển trầm tích hạt mịn trong mặt cắt trầm tích của giếng khoan. Mặc dù đã có nhiều nghiên cứu về địa tầng phục vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở bể Cửu Long, nhưng vẫn có nhiều ý kiến chưa thống nhất về ranh giới địa tầng, tuổi địa chất của tập trầm tích G trong Lô 15-1/05. Bài viết giới thiệu cơ sở khoa học xác định tuổi địa chất cho tập trầm tích G và sự tương quan giữa phức hệ hóa thạch và chu kỳ phát triển trầm tích theo phân tích CycloLog.

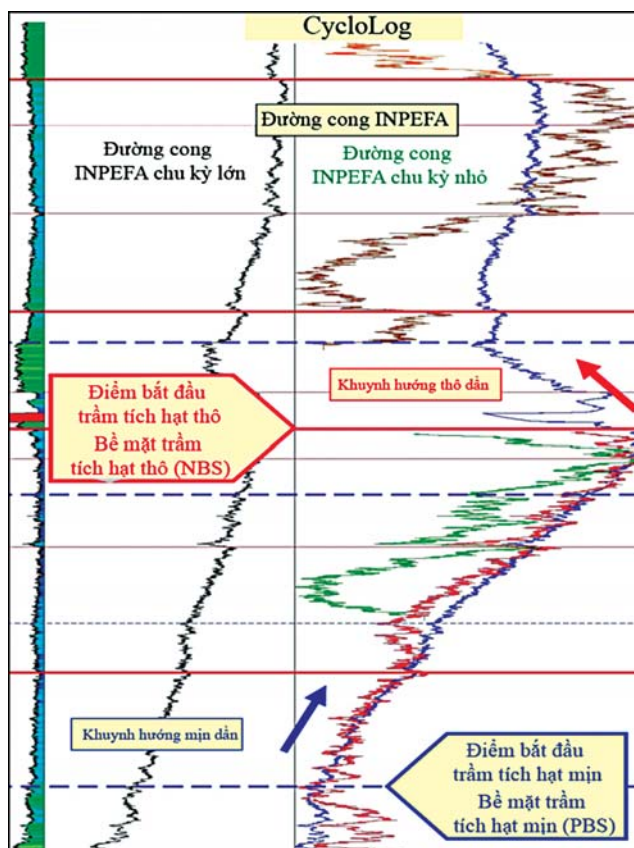
1. Mở đầu

Sự thay đổi khí hậu toàn cầu có tính chu kỳ và được thể hiện rõ nét qua sự thay đổi của các lớp trầm tích và đặc biệt là các phức hệ cổ sinh địa tầng ở từng nơi trên trái đất. CycloLog [5] là một công cụ mới ứng dụng của nghiên cứu địa tầng theo chu kỳ (cyclostratigraphy) và địa tầng khí hậu (climatestratigraphy) trong việc phân chia địa tầng. Việc ứng dụng các đối tượng trong phân chia địa tầng của trùng lỗ trôi nổi (N) và tảo vôi (NN) trong phương pháp cổ sinh địa tầng, sẽ định được các bề mặt ranh giới địa tầng (stratpac) trong CycloLog. Phương pháp kết hợp giữa kết quả phân tích cổ sinh địa tầng và minh giải đường cong gamma trên phần mềm CycloLog sẽ giúp việc phân chia ranh giới địa tầng chính xác hơn.

Phần mềm CycloLog có thể được sử dụng để phân chia ranh giới địa tầng của một giếng khoan, hoặc nhiều giếng, đây là một công cụ liên kết địa tầng các giếng trong cùng một lô hoặc một bể. Từ số liệu của đường cong gamma, phần mềm CycloLog sẽ tính toán và tạo ra một đường cong mới gọi là đường cong INPEFA (Integrated Predicted Error Filter Analysis):

- Đường cong thể hiện sự thay đổi trầm tích theo suốt chiều sâu giếng được gọi là đường cong INPEFA chu kỳ lớn (long term INPEFA) (Hình 1);
- Sự thay đổi khí hậu được thể hiện rõ qua các giai đoạn trầm tích thông qua sự minh giải các đường cong INPEFA cho các chu kỳ ngắn (short term INPEFA);

- Sự thay đổi khí hậu liên quan đến sự thay đổi của mực nước biển toàn cầu. Khi nhiệt độ của nước biển tăng lên, tương ứng với giai đoạn biển tiến và xu hướng phát triển trầm tích hạt mịn. Giai đoạn này có sự bùng nổ về số



Hình 1. Đường cong INPEFA

lượng và sự đa dạng của sinh động vật. Khi nhiệt độ của nước biển giảm, tương ứng với giai đoạn biển thoái và xu hướng phát triển trầm tích hạt thô. Các tập hợp hóa đá được tìm thấy trong giai đoạn này kém phong phú và kém đa dạng về giống loài;

- Các bề mặt tiêu biểu (key bounding surfaces) là các bề mặt xác định sự thay đổi trầm tích giữa lớp trầm tích hạt mịn và trầm tích hạt thô;

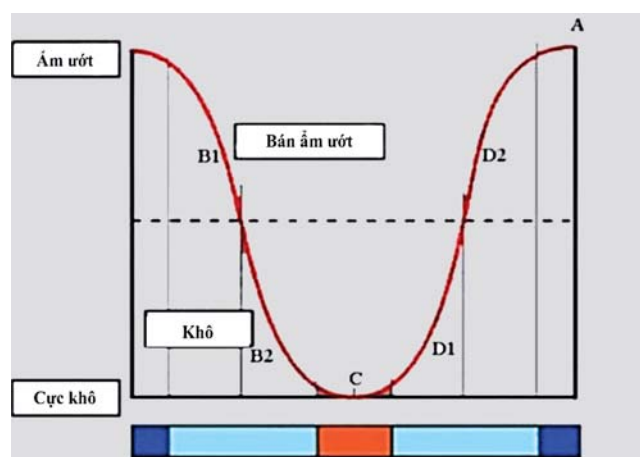
- Những điểm đánh dấu kết thúc của giai đoạn trầm tích hạt mịn (sét, sét bột) (positive turning point marks) sẽ là bề mặt kết thúc trầm tích hạt mịn (Positive Bounding Surface - PBS) đánh dấu bởi một chu kỳ biển tiến;

Ngược lại, những điểm đánh dấu kết thúc của giai đoạn trầm tích hạt thô (negative turning point marks) sẽ là bề mặt kết thúc của trầm tích hạt thô (Negative Bounding Surface - NBS) tương ứng với giai đoạn biển lùi;

- Các NBS thường là những giới hạn trên và dưới của các ranh giới địa tầng trong CycloLog;

- Một chu kỳ trầm tích cũng phản ánh sự thay đổi khí hậu từ cực khô (arid) - khô (dry) - bán ẩm ướt (subhumid) - ẩm ướt (humid) hay thay đổi từ xu hướng lạnh sang xu hướng nóng;

- Mỗi ranh giới địa tầng tương ứng một chu kỳ trầm tích chính, tương ứng với sự thay đổi của đường cong INPEFA chu kỳ ngắn, biểu hiện qua các dạng C-shape.



Hình 2. Các pha khí hậu trong một chu kỳ trầm tích

Bảng 1. Ranh giới địa tầng trong mặt cắt trầm tích hệ tầng Trà Cú

Tuổi địa chất	Nóc tập trầm tích	Bề mặt ranh giới địa tầng	Ghi chú
Oligocen sớm	E2	O2000P	Bề mặt trầm tích hạt thô
	E1	O2000	Bề mặt trầm tích hạt mịn
	F	O1000	Bề mặt trầm tích hạt mịn
	G30	O0500	Bề mặt trầm tích hạt mịn
	G20	O0300P	Bề mặt trầm tích hạt thô

Mỗi chu kỳ chính có thể chia ra nhiều chu kỳ nhỏ (các C-shape nhỏ);

- Áp dụng phương pháp địa tầng trong CycloLog (cyclostratigraphy) và địa tầng khí hậu (climate stratigraphy), có 4 ranh giới địa tầng trong Oliogocen (O1000 - O4000), 9 ranh giới địa tầng trong Miocen (M1000 - M9000), 4 ranh giới địa tầng trong Pliocen (P1000 - P4000) và 3 ranh giới địa tầng trong Pleistocen (PS1000 - PS3000) [6]. Các ranh giới địa tầng được giới hạn bởi các bề mặt kết thúc trầm tích hạt mịn được ký hiệu chữ P (positive sau tên đới), ví dụ: M3000P, M4000P...;

- Các chu kỳ nhỏ trong một chu kỳ trầm tích chính có thể được đặt tên theo đơn vị hàng trăm, chu kỳ nhỏ hơn nữa sẽ được đặt tên theo đơn vị hàng chục.

2. Mối quan hệ giữa phức hệ bào tử phần và tướng hữu cơ trong đá với chu kỳ trầm tích theo phân tích CycloLog

2.1. Xác định ranh giới địa tầng bằng phương pháp bào tử phần và phần mềm CycloLog

Đối với trầm tích biển, các giếng khoan nghiên cứu cổ sinh địa tầng, đặc biệt là kết quả phân chia đới của vi cổ sinh và tảo vôi thì việc xác định các ranh giới địa tầng sẽ thuận lợi hơn bởi vì các đới sinh vật này có giới hạn địa tầng hẹp nên rất hữu ích trong việc xác định tên các bề mặt ranh giới theo mô hình ranh giới địa tầng của Enres International. Tuy nhiên, các trầm tích thành tạo trong thời kỳ Oligocen và Miocen sớm của bể Cửu Long được lắng đọng chủ yếu trong môi trường lục địa và chuyển tiếp, kết thúc bằng pha trầm tích biển nông thành tạo tầng sét kết biển "Rotalia bed" [1, 6]. Do vậy, phương pháp nghiên cứu bào tử phần và tướng hữu cơ sẽ là công cụ chủ đạo trong nghiên cứu cổ sinh địa tầng. Thực tế, các hóa thạch biển, đối tượng nghiên cứu của foraminifera (chủ yếu là Ammonia spp.) chỉ tìm thấy trong phần trên của lớp sét Bạch Hổ và tầng sét kết biển "Rotalid bed" [9].

Nhìn chung, phức hệ bào tử phần hoa được phân nhóm theo môi trường sinh thái như nhóm tảo dinocyst biển, thực vật rừng ngập mặn, dinocyst nước ngọt, đầm lầy than bùn ven sông, phần hoa ôn đới núi cao, bào tử phần

hoa lục địa. Trong đó, các hóa thạch tảo lục *Botryococcus*, *Pediastrum* và tảo vòng nước ngọt nhóm *Bosedinia*, tảo dinocyst biển, thực vật đầm lầy ven sông [3, 4] có ý nghĩa quan trọng trong xác định môi trường trầm tích các thành tạo tập trầm tích E-F của hệ tầng Trà Cú tuổi Oligocen sớm của bể Cửu Long.

Sử dụng các kết quả phân chia địa tầng trong phương pháp bào tử phần kết hợp với sử dụng phần mềm CycloLog trong việc xác định ranh giới địa tầng. Từ kết quả minh giải các ranh giới địa tầng được tổng hợp từ các tài liệu thực tế đã phân tích cho các giếng ở bể Cửu Long, các ranh giới địa tầng được phân chia trong thời kỳ Oligocen sớm [5] như Bảng 1.

Các trầm tích cổ nhất của bể Cửu Long là tập G (gồm G10, G20, G30 theo phân tập của Công ty Dầu khí Phú Quý POC theo tài liệu địa chấn, Hình 3) tương ứng với ranh giới địa tầng O0500. Các trầm tích tập G thành tạo trong giai đoạn rift pha đầu D3.1 (Hình 4) tách giãn theo phương Đông Bắc - Tây Nam để hình thành bể trầm tích Cửu Long. Vì vậy, các trầm tích tập G có đặc điểm là lắng đọng nhanh, hạt thô, gần nguồn, thành tạo trong môi trường năng lượng cao và diện tích phân bố có thể cục bộ, địa phương.

2.2. Xác định tuổi địa chất của trầm tích tập G Lô 15-1/05 bể Cửu Long

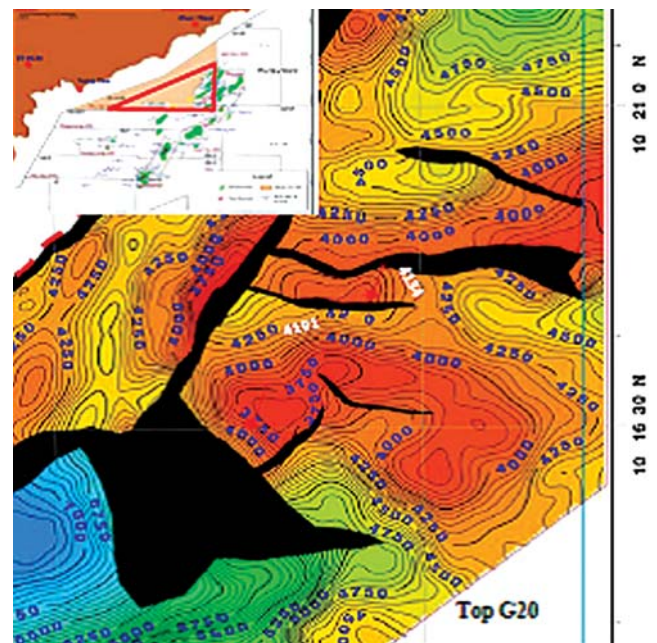
Hình 6 thể hiện kết quả phân tích bào tử phần và tương hữu cơ mặt cắt trầm tích tập G20 tại giếng khoan 15-1/05-X1. Phức hệ hóa thạch tìm thấy trong trầm tích gồm: *Acrostichum aureum*, *Cicatricosisporites* spp., *Crassorettriletes nanhaiensis*, *Magnastriatites howardi*, *Pinuspollenites* spp., *Florschuetzia trilobata*, *Zonocostites ramonae*, *Bosedinia infragranulata*, *Botryococcus* spp., *Pediastrum* spp... và vắng mặt phần hoa *Verrutricolporites pachydermus* [3, 4] (Hình 5) là bằng chứng định tuổi cho trầm tích chứa chúng là Oligocen sớm.

Hình 7 là kết quả phân tích bào tử phần và tương hữu cơ của một số mẫu lõi khoan trong tập trầm tích G30 tại giếng khoan 15-1/05-X2, tìm thấy hóa thạch *Crassorettriletes* spp. [3, 4] là bằng chứng xác định tuổi của tập trầm tích G30 có tuổi địa chất Oligocen sớm.

Môi trường lắng đọng trầm tích tập G (G20-G30): các trầm tích chứa phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa nội lục

xen kẹp các lớp trầm tích chứa tảo nước ngọt *Bosedinia infragranulata*, *Botryococcus* spp., *Pediastrum* spp. và chủ yếu palynomaceral loại 1 - 2 với ít sapropel là bằng chứng chỉ ra trầm tích phát triển trong môi trường đồng bằng sông xen lẫn hồ nước ngọt [9].

Phân tích CycloLog mặt cắt trầm tích tập G20 trong giếng khoan 15-1/05-X2 cho thấy trầm tích phát triển theo 3 chu kỳ ngắn có ranh giới là các bề mặt NPS O0200 và O0300 (Hình 8). Phức hệ bào tử phần hoa trong mẫu lõi phân tích cũng tìm thấy hóa thạch *Crassorettriletes* spp. và *Cicatricosisporites* spp. là bằng chứng cho xác định tuổi Oligocen sớm cho trầm tích chứa chúng.



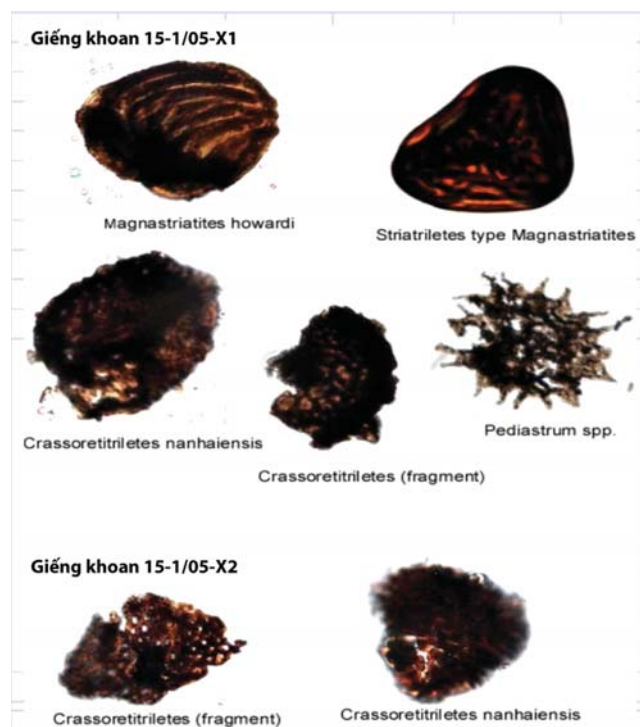
Hình 3. Vị trí vùng nghiên cứu Lô 15-1/05

Thời gian	Thời kỳ kiến tạo	Tên tầng	Thạch học	Địa động lực khu vực	Pha	Các dấu hiệu biến dạng khu vực
Dị từ	Q					
Phliocen	N ₂	Rift lục địa đầu tiên của thềm (Lấn chìm D4)	B2+B3+A	Nâng cục bộ và lún chìm nhiệt	D4	Các đứt gãy thuận Bắc-Nam Bồn hướng Bắc Nam Các đứt gãy trượt bằng Đông Bắc-Tây Nam và Tây Bắc-Đông Nam Tách giãn hướng Tây Bắc-Đông Nam
			B1.2	Nén ép	D3.6	Các đứt gãy trượt bằng bên Đông-Tây và Bắc-Nam Các khe nứt tách giãn Tây Bắc-Đông Nam Các nếp uốn hướng Đông-Tây và Bắc-Nam
Miocen	N ₁	Bạch lú	B1.1	Căng giãn và lún chìm nhiệt	D3.5	Căng giãn Tây Bắc-Đông Nam Lún chìm nhiệt Đông-Tây
			C	Nén ép	D3.4	Các đứt gãy trượt bằng Bắc-Nam và Đông-Tây Các đứt gãy nghịch Đông Bắc-Tây Nam Các nếp uốn hướng Đông Bắc-Tây Nam
Oligocen	E ₃	Tách giãn D3	D	Căng giãn và lún chìm nhiệt	D3.3	Các cấu trúc trượt: Các bán địa hào và bán địa lũy Đông-Tây Lún chìm nhiệt hướng Đông Bắc-Tây Nam
			E	Nén ép	D3.2 ²	Các đứt gãy thuận Tây Bắc-Đông Nam
			E3	Nén ép	D3.2 ¹	Các đứt gãy trượt bằng Đông-Tây và Bắc-Nam Các đới khe nứt căng giãn Tây Bắc-Đông Nam Các đứt gãy nghịch Đông Bắc-Tây Nam
			E2	Căng giãn	D3.1	Các đứt gãy thuận Đông Bắc-Tây Nam (loại trượt) Các bán địa hào và bán địa lũy Đông Bắc-Tây Nam Các khe nứt căng giãn Đông Bắc-Tây Nam
		Lục địa Núi	E1			

Hình 4. Các pha hoạt động kiến tạo trong bể Cửu Long

Ranh giới trên của tập trầm tích G trong 2 giếng khoan 15-1/05-X1 và 15-1/05-X2 được giới hạn bởi các trầm tích tập E-F của hệ tầng Trà Cú có tuổi địa chất tương đối Oligocen sớm phủ trên chúng. Do vậy, trầm tích tập G được xếp vào đáy hệ tầng Trà Cú có tuổi Oligocen sớm [1, 7] và có trật tự phát triển trầm tích từ dưới lên là G-F-E1-E2 [8].

Các trầm tích của hệ tầng Trà Cú (tập E2, E1 và F) trong phạm vi nghiên cứu bao gồm 3 chu kỳ trầm tích là các



Hình 5. Một số hóa thạch trong trầm tích tập G Lô 15-1/05

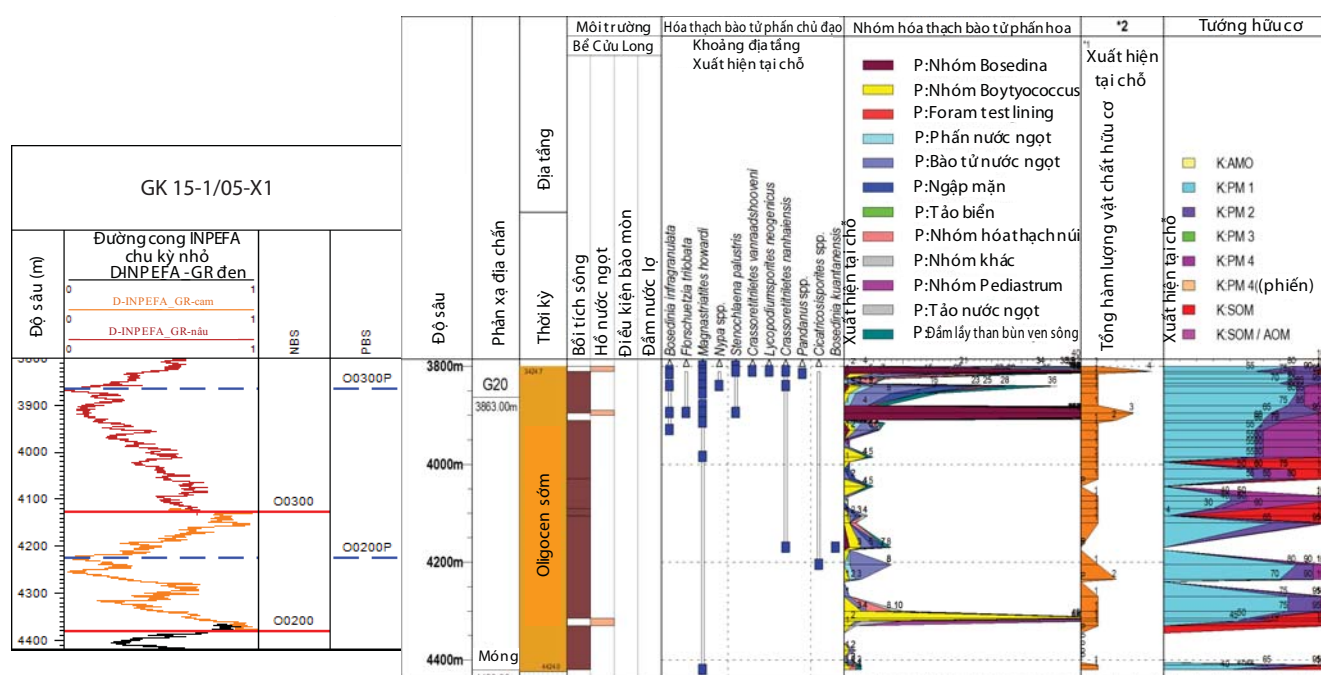
phần trên, giữa và dưới có nóc tập theo thứ tự được phân định bằng các bề mặt PBS O2000P, NBS O2000, NBS O1000. Trong trầm tích đã phát hiện được phức hệ hóa thạch bào tử phần *Cicatricosisporites* spp., *Magnastriatites howardi*, *Crassoretitriletes* spp., *Jussiaena* spp., *Lycopodiumsporites neogenicus* nhưng vắng mặt phần *Verrutricolporites pachydermus* cho phép xác định tuổi Oligocen sớm. Phức hệ hóa thạch đặc trưng này là cơ sở định tuổi cho toàn bộ các trầm tích thuộc hệ tầng Trà Cú trong bể Cửu Long.

Môi trường lắng đọng trầm tích của các thành tạo tập E-F trong bể Cửu Long trong điều kiện lục địa từ trầm tích hồ nước ngọt đến đồng bằng sông năng lượng cao được nhận biết bằng phức hệ hóa thạch và tướng hữu cơ chứa trong đá.

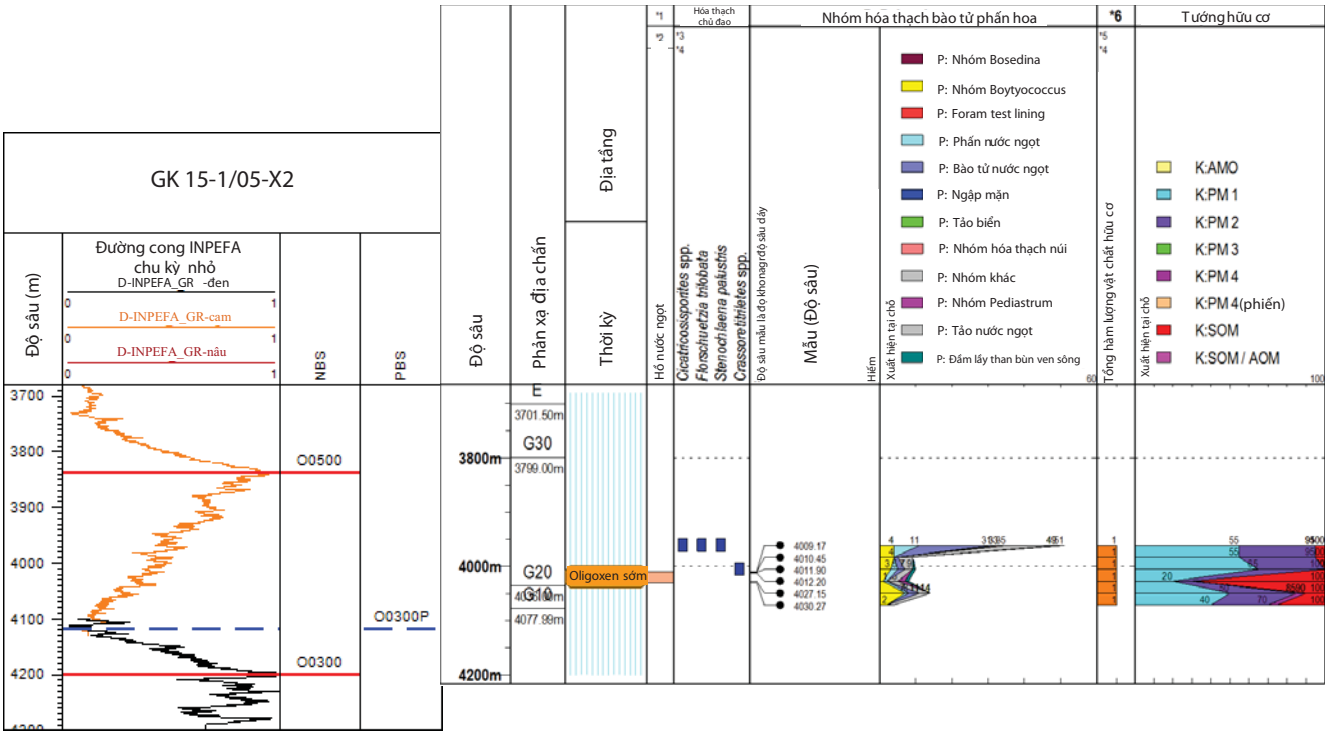
Mối quan hệ giữa phức hệ bào tử phần và tướng hữu cơ trong đá với chu kỳ trầm tích theo phân tích CycloLog (Hình 9), cho thấy sự phong phú của hóa thạch bào tử phần, đặc biệt là thành phần thực vật thủy sinh phát triển phong phú hơn trong pha xu thế hạt mịn trong pha trầm tích xu thế hạt thô thì tổng hóa thạch giảm đi đáng kể. Điều đó chứng tỏ trong pha xu thế trầm tích hạt mịn, điều kiện khí hậu nóng/ẩm phát triển của thời kỳ gian băng rất thuận lợi cho thể giới thực vật phát triển.

3. Kết luận

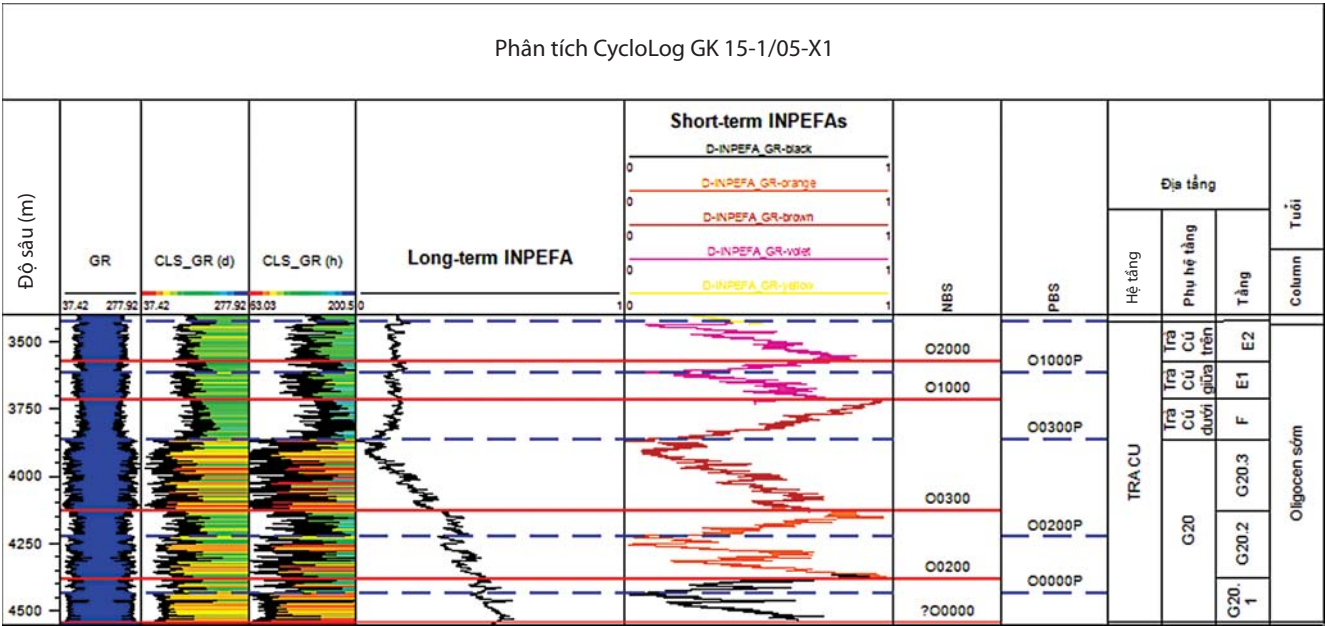
Những kết quả nghiên cứu phức hệ hóa thạch bào tử phần và tướng hữu cơ trong các trầm tích hệ tầng Trà Cú nói chung và tập trầm tích G trong phạm vi Lô



Hình 6. Kết quả phân tích bào tử phần và tướng hữu cơ trong tập trầm tích G20 tại giếng khoan 15-1/05-X1



Hình 7. Kết quả phân tích bào tử phần và tương hữu cơ trong tập trầm tích G30 tại GK 15-1/05-X2



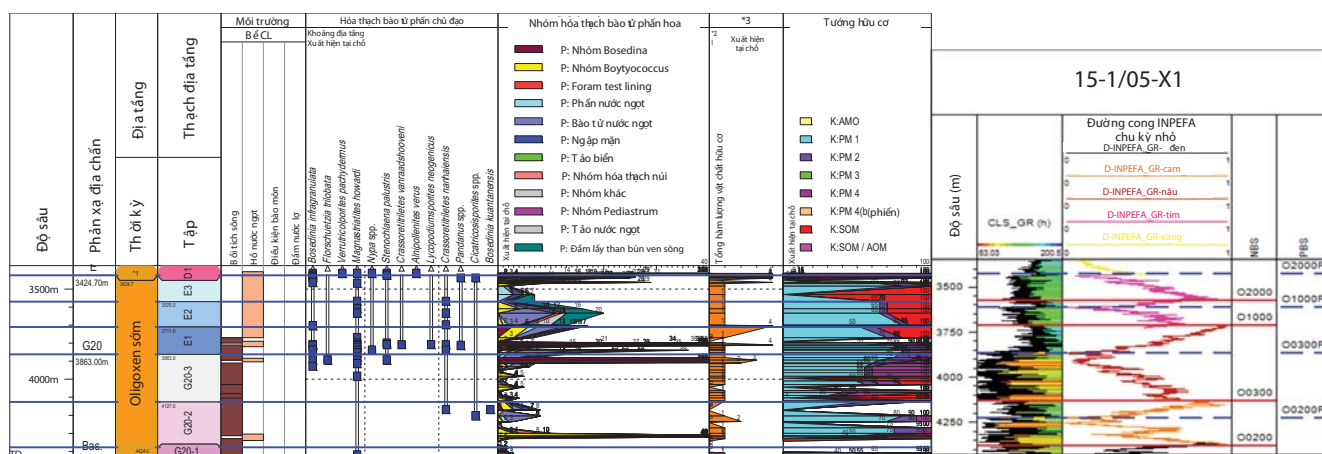
Hình 8. Kết quả minh giải ranh giới địa tầng trên phần mềm CycloLog cho các trầm tích trong thời kỳ Oligocen sớm của giếng khoan 15-1/05-X1, bể Cửu Long

15-1/01 đã chỉ ra tuổi địa chất tương đối là Oligocen sớm thuộc phần đáy của hệ tầng Trà Cú trong bể Cửu Long. Môi trường trầm tích trong tập G chủ yếu là môi trường đồng bằng sông năng lượng cao, xen kẽ các pha trầm tích hồ chỉ phát triển trong thời gian ngắn. Sự phát triển của thực vật trong thời kỳ Oligocen sớm phản ánh điều kiện khí hậu nóng/ấm và tương đối phù hợp với chu kỳ phát triển trầm tích theo phân tích CycloLog.

Nhóm tác giả đề xuất cần có các nghiên cứu tiếp theo với phạm vi rộng hơn (trước mắt là các lô khác trong bể Cửu Long) và làm rõ sự phân bố các trầm tích tập G trong không gian.

Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Bạt. Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ tam thế lục địa Việt Nam. 2001.



Hình 9. Mối quan hệ giữa phức hệ bào tử phần tử và tường hữu cơ với chu kỳ trầm tích CycloLog trong giếng khoan 15-1/05-X1

2. J.Muller. *A palynological contribution to the history of the mangrove vegetation*. 1964.
3. R.J Morley. *Palynology of Tertiary and Quaternary sediments in Southeast Asia*. 1977.
4. R.J.Morley. *Tertiary Stratigraphic palynology in Southeast Asia: Current status and new direction*. 1977.
5. Enres International. *CycloLog*. www.enresinternational.com.
6. Corelab (UK) và VPI. *Đề tài hợp tác quốc tế "Các tầng chắn và chứa ở bể Nam Côn Sơn, Ma Lay - Thổ Chu"* 12/2009.
7. Chu Đức Quang. *Hệ thống hóa các kết quả phân tích các giếng khoan, trên cơ sở các kết quả đó đánh giá đặc*

điểm địa chất về địa tầng, thạch học, địa hóa và chất lưu trong mặt cắt trầm tích Oligocen - Miocen sớm Lô 16-1. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Viện 2011.

8. Nguyễn Thị Thanh Lam. *Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích tập E, F và cổ hơn Oligocen trong bể trầm tích Cửu Long*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Tập đoàn, 2012.

9. VPI-Labs. *Các báo cáo phân tích cổ sinh địa tầng và cổ sinh địa tầng phân giải cao 16-1-TGT-1X(2005), 15-1-SD-2X(2001), 15-1/05-LDV-1X(2011), 15-1/05-LDN-1X(2011) thuộc bể Cửu Long*.

Determining the geological age of Sequence G, Block 15-1/05 in Cuu Long basin and the relationship between palynological assemblages and sedimentary depositional cycles

Chu Duc Quang, Nguyen Thi Tham
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Cycloglog software is a powerful tool to study sedimentary depositional cycles in oil and gas basins nowadays. The basis of this method is to analyse the gamma-ray log to predict the deposition trends of clastic sediments along well-bores. Although many stratigraphic studies have been carried out for oil and gas exploration in the Cuu Long basin, there are still different opinions concerning the stratigraphic boundaries and the geological age of Sequence G in Block 15-1/05. This paper presents the scientific basis to determine the geological age of Sequence G as well as the correlation between the palynological assemblages and sedimentary cycles using CycloLog.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO HỆ VI NHŨ TƯƠNG ÁP DỤNG TRONG XỬ LÝ VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG VĨA CÁT KẾT

TS. Nguyễn Văn Ngo, KS. Phan Văn Minh

ThS. Đỗ Thành Trung, ThS. Lê Văn Công

Trung tâm Nghiên cứu ứng dụng và Dịch vụ kỹ thuật

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

Tóm tắt

Việc xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng của Liên doanh Việt - Nga „Vietsovpetro“ ngày càng trở nên khó khăn hơn do mỏ đã bước vào giai đoạn khai thác cuối, vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn bởi sự lắng đọng vô cơ, hữu cơ, nhũ tương dầu - nước... Những năm gần đây, nhiều công ty dầu khí trên thế giới đã nghiên cứu, áp dụng hệ vi nhũ tương trên cơ sở dầu, nước, chất hoạt động bề mặt và các phụ gia để xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, đặc biệt là nhiễm bẩn do lắng đọng hữu cơ, nhũ tương dầu - nước, các cụm nước. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã thiết lập được hệ vi nhũ tương trên cơ sở chất hoạt động bề mặt anionic, dầu, nước, dung môi đồng hòa tan; đồng thời nghiên cứu, đánh giá một số tính chất của hệ vi nhũ tương nhằm ứng dụng trong xử lý vùng cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu.

1. Giới thiệu

Trong thời gian qua, Vietsovpetro đã áp dụng nhiều công nghệ để xử lý vùng cận đáy giếng và tăng cường thu hồi dầu như: xử lý bằng nhũ tương acid, công nghệ hóa nhiệt, bột acid... [1]. Ngoài các dạng nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ có thể xử lý bằng các phương pháp trên, thì tại một số giếng của Vietsovpetro đã xuất hiện nhiều dạng nhiễm bẩn khác như: nhũ tương dầu trong nước, nhũ tương nước trong dầu, các cụm nước tích tụ trong mao quản vùng cận đáy giếng và vùng sâu hơn trong vỉa. Khi tiếp xúc với nước bơm ép, các chất hữu cơ (chủ yếu là chất hoạt động bề mặt có sẵn trong dầu) tan vào trong nước và dầu càng trở nên mất cân bằng làm tăng hiện tượng lắng đọng asphaltene, nhựa, tạo nhũ tương dầu nước, gây nhiễm bẩn vỉa và vùng cận đáy giếng. Tích tụ cụm nước tại những khối mao quản nhỏ vùng cận đáy giếng cũng gia tăng khi nước bơm ép đồng hành với dầu đã được giàu thêm các chất hoạt động bề mặt. Hiện tượng tạo lưới nước trong các giếng khai thác khiến tỷ lệ nước trong dầu tăng đột biến hoặc biến thiên mạnh theo thời gian ngày càng phổ biến tại các giếng khai thác mỏ Bạch Hổ. Thực trạng trên đòi hỏi cần phải nghiên cứu và áp dụng những giải pháp mới, hiệu quả hơn để xử lý vùng cận đáy giếng. Một trong những giải pháp đã được một số công ty dầu khí trên thế giới nghiên cứu, áp dụng là sử dụng hệ vi nhũ tương trên cơ sở chất hoạt động bề mặt, dầu, nước và một số thành phần khác [2 - 5].

Về bản chất, vi nhũ tương là một hệ phân tán, trong suốt, ổn định nhiệt động học, có kích thước hạt cỡ nano. Thành phần chủ yếu của vi nhũ tương thường là nước, dầu, chất hoạt động bề mặt. Tuy nhiên, trong một số trường hợp có thể có sự tham gia của dung môi đồng hòa tan hay các chất điện ly... [2, 6]. Với các đặc điểm trên, vi nhũ tương có thể xâm nhập vào vùng vỉa mà các dung dịch acid khác không thể xâm nhập; có thể phá được các cụm nhiễm bẩn từ cả nhũ tương dầu trong nước, nhũ tương nước trong dầu, các cụm nước và hòa tan lắng đọng từ asphaltene, nhựa. Vi nhũ tương làm tăng tính thấm ướt nước của bề mặt mao quản đá vỉa, tạo điều kiện cho dung dịch xử lý hòa tan xâm nhập và mở rộng bề mặt không gian rỗng, làm tăng tính thấm đá vỉa vùng cận đáy giếng. Khi vi nhũ tương vào sâu trong vỉa, còn có thể dập được các lưới nước đang hướng về giếng khai thác.

Trong bài viết này, nhóm tác giả nghiên cứu thiết lập và đánh giá một số tính chất của hệ vi nhũ tương để ứng dụng cho xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng.

2. Thực nghiệm

2.1. Hóa chất

Các hóa chất được sử dụng để pha chế hệ vi nhũ tương gồm:

- Chất hoạt động bề mặt anionic thuộc họ sulfonate;
- Dầu hỏa được sử dụng làm pha dầu, các dung môi đồng hòa tan dùng trong nghiên cứu là các dung

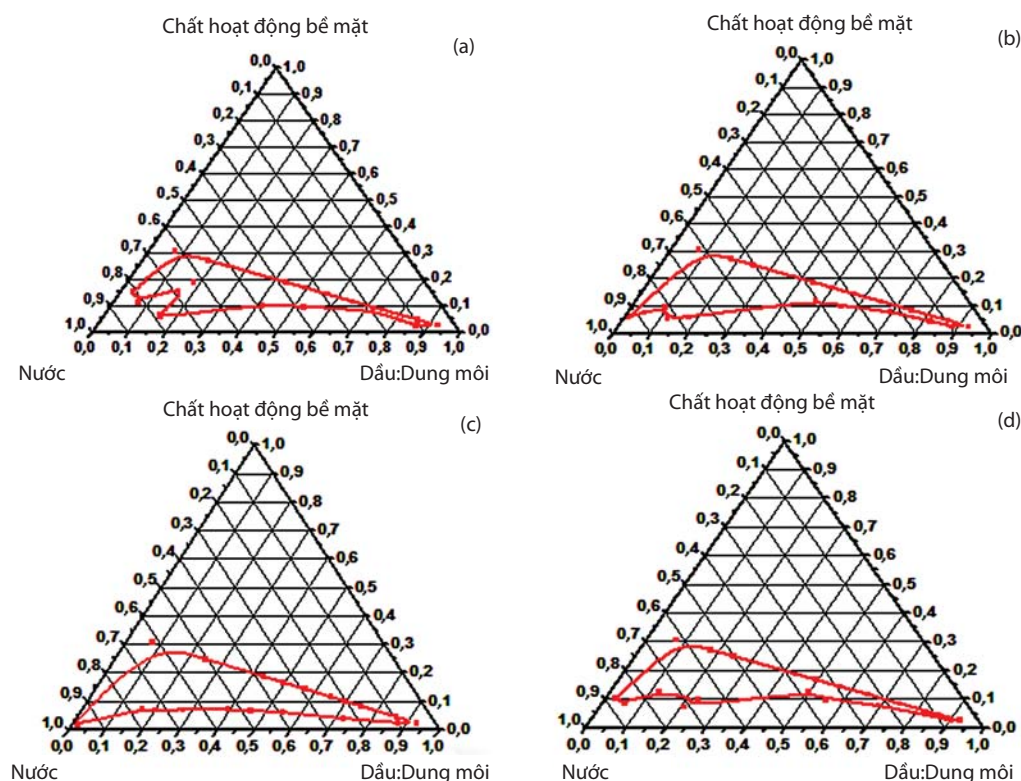
môi chuyên dụng DMC-DM1, DMC-DM2 có thành phần chính là các rượu no, đơn chức mạch ngắn và các dung môi chuyên dụng DMC-DM3, DMC-DM4 là các rượu no, đa chức;

- Nước biển (lấy từ tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu), dung dịch nước muối NaCl để đánh giá các tính chất của hệ vi nhũ tương.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Giản đồ 3 cấu tử của hệ vi nhũ tương được xây dựng bằng phương pháp chuẩn độ. Cho hỗn hợp nước và chất hoạt động bề mặt (với khối lượng và tỷ lệ xác định trước) vào cốc khuấy. Đặt cốc lên trên máy khuấy từ, tốc độ 100 - 200 vòng/phút. Sau đó, bổ sung từ từ pha dầu vào đến khi hỗn hợp chuyển từ màu trắng sữa sang trong suốt. Ghi lại thành phần hỗn hợp tại điểm này - điểm đầu tiên tạo ra hệ vi nhũ tương. Tiếp tục bổ sung lượng dầu vào và khuấy đến khi hệ chuyển từ trong suốt sang màu trắng đục (ghi lại tổng khối lượng dầu đã cho vào hệ). Tại điểm này, hệ vi nhũ tương đã bị phá vỡ.

Xác định kích thước hạt của hệ vi nhũ tương được thực hiện trên thiết bị The Zetasizer Nano ZS. Đánh giá sức căng bề mặt trên ranh giới 2 pha vi nhũ tương và dầu thô được tiến hành trên thiết bị Tensiometer Sigma 701 (Mỹ).



Hình 1. Giản đồ 3 cấu tử của hệ vi nhũ tương trên cơ sở chất hoạt động bề mặt, nước cất và pha dầu (O:DM). Trong pha dầu sử dụng các dung môi đồng hòa tan khác nhau: DMC-DM1 (a), DMC-DM2 (b), DMC-DM3 (c), DMC-DM4 (d)

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Nghiên cứu thiết lập hệ vi nhũ tương

Bước đầu, nhóm tác giả thực hiện thí nghiệm thiết lập hệ vi nhũ tương trên cơ sở 3 thành phần: chất hoạt động bề mặt, nước cất và dầu hỏa. Tuy nhiên, kết quả thí nghiệm cho thấy không tạo ra được hệ vi nhũ tương. Tiếp theo, nhóm tác giả tiến hành các thí nghiệm thăm dò bằng cách bổ sung thêm dung môi đồng hòa tan chuyên dụng (như DMC-DM1, DMC-DM2, DMC-DM3, DMC-DM4) vào 3 thành phần trên và thu được kết quả khả quan. Trong các phần nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả đã sử dụng 4 thành phần (chất hoạt động bề mặt, nước cất, dầu hỏa và dung môi đồng hòa tan) để thiết lập hệ vi nhũ tương. Để đơn giản hóa trong việc xây dựng giản đồ 3 cấu tử của hệ vi nhũ tương, nhóm tác giả gộp 2 thành phần dầu hỏa và dung môi đồng hòa tan thành pha dầu với tỷ lệ khối lượng dầu hỏa/dung môi đồng hòa tan trong pha dầu là 1:1.

Hình 1 thể hiện sự ảnh hưởng của các dung môi đồng hòa tan khác nhau đến sự hình thành hệ vi nhũ tương được nhóm tác giả nghiên cứu bằng việc thiết lập giản đồ 3 cấu tử.

Kết quả Hình 1 cho thấy, vùng tạo hệ vi nhũ tương là vùng giới hạn bởi đường cong bên trong giản đồ 3 cấu tử. Sự có mặt của dung môi đồng hòa tan đã làm tăng khả năng phân tán của các pha, giúp ổn định pha. Dung môi đồng hòa tan tối ưu để tạo vi nhũ tương là dung môi có khả năng kết hợp với các thành phần của hệ sao cho hệ vi nhũ tương được tạo ra trong một khoảng rộng và được mở rộng cả về hai phía (phía pha dầu và pha nước). Theo nghiên cứu, dung môi đồng hòa tan tối ưu là DMC-DM3 (Hình 1c). Trong các nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ sử dụng hệ vi nhũ tương trên cơ sở chất hoạt động bề mặt/nước cất/Kerosene/DMC-DM3.

3.2. Nghiên cứu đánh giá các tính chất của hệ vi nhũ tương

3.2.1. Xác định kích thước hạt và giá trị sức căng bề mặt trên ranh giới với dầu thô của hệ vi nhũ tương

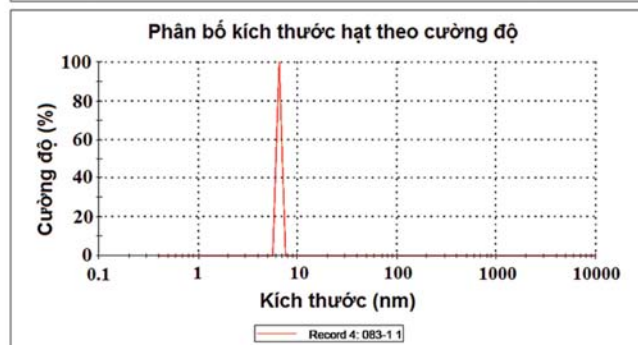
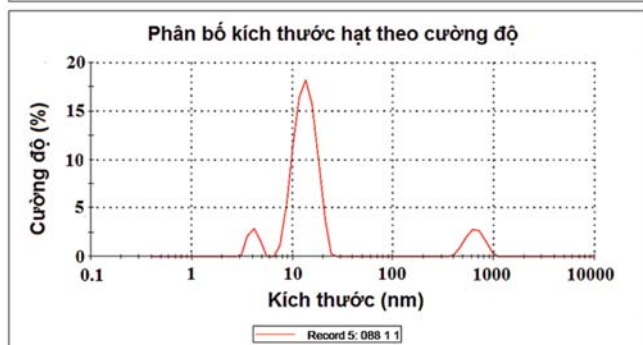
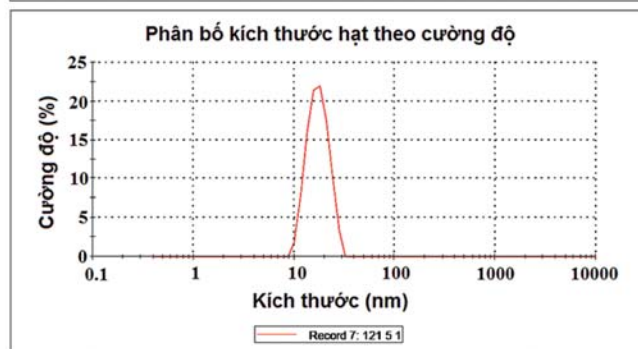
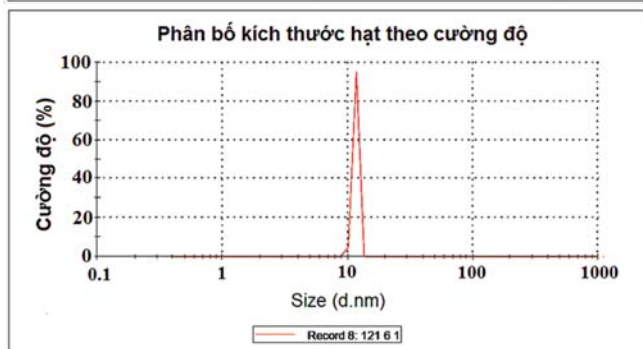
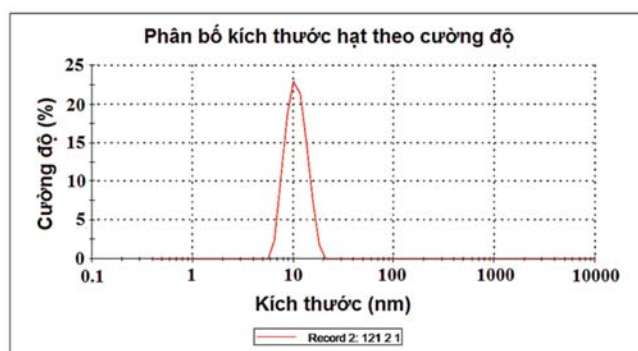
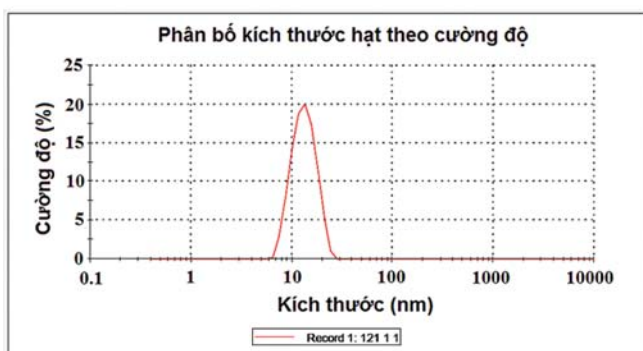
Xác định kích thước hạt của hệ vi nhũ tương được thực hiện trên thiết bị The Zetasizer Nano ZS. Trên giản đồ 3 cấu tử chọn 6 điểm có thành phần các cấu tử khác nhau,

nằm phân bố trên giản đồ. Thành phần của các hệ vi nhũ tương thể hiện trong Bảng 1.

Kết quả đo kích thước hạt của các hệ vi nhũ tương bằng thiết bị The Zetasizer Nano ZS được biểu diễn bằng đồ thị phân bố kích thước hạt (Hình 2). Theo đó, các mẫu vi nhũ tương đều có các hạt kích thước trung bình cỡ nanomet (6,5 - 17,7nm) và trong mỗi mẫu phần lớn chỉ

Bảng 1. Thành phần các mẫu vi nhũ tương và kết quả xác định kích thước hạt (nm) và giá trị sức căng bề mặt (mN/m) trên ranh giới với dầu thô

TT	Ký hiệu điểm	Thành phần các cấu tử trong hệ vi nhũ tương (% khối lượng)			Kích thước hạt (nm)	Sức căng bề mặt trên ranh giới với dầu thô (mN/m)
		Chất hoạt động bề mặt	Nước	Dầu hỏa/dung môi đồng hòa tan		
1	M1	7,5	20,0	72,5	13,56	0,07
2	M2	7,5	25,0	67,5	10,92	0,09
3	M3	10,0	80,0	10,0	11,62	0,42
4	M4	10,0	40,0	50,0	17,69	0,18
5	M5	15,0	65,0	20,0	13,68	0,79
6	M6	15,0	55,0	30,0	6,50	0,14



Hình 2. Sự phân bố kích thước hạt

chứa một loại hạt (theo kích thước). Điều này hoàn toàn phù hợp với bản chất của hệ vi nhũ tương như nhóm tác giả đã đề cập ở mục 1.

Ngoài ra, hệ vi nhũ tương còn có giá trị sức căng bề mặt trên ranh giới pha với dầu/nước rất thấp. Do đó, có thể sử dụng hệ vi nhũ tương để xử lý vùng cận đáy giếng và tăng cường thu hồi dầu. Kết quả cho thấy giá trị sức căng bề mặt giữa ranh giới 2 pha: vi nhũ tương/dầu thô giảm rất mạnh. So với giá trị sức căng bề mặt nước biển/dầu thô (35mH/m) thì trong trường hợp này sức căng bề mặt đã giảm 44 - 500 lần.

3.2.2. Xác định khả năng tương hợp với môi trường nước muối/nước biển

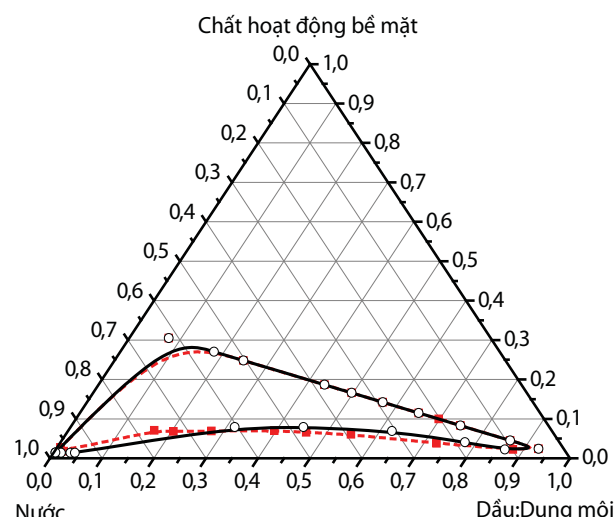
Hệ vi nhũ tương được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu cho các giếng thuộc mỏ Bạch Hổ và Rồng nên cần phải đảm bảo duy trì được các tính chất trong điều kiện vỉa, tức là trong môi trường nước vỉa có thành phần muối khoáng hòa tan khác. Để nghiên cứu sự ảnh hưởng của nước biển đến sự hình thành hệ vi nhũ tương, nhóm tác giả xây dựng giản đồ 3 cấu tử với việc sử dụng pha nước là nước muối 3,5% (Hình 3).

Kết quả Hình 3 cho thấy sự có mặt của NaCl với nồng độ 3,5% không làm thay đổi đáng kể khả năng tạo vi nhũ tương, vùng tạo vi nhũ tương này vẫn giữ không đổi. Trong phần tiếp theo với mục đích đánh giá sự ảnh hưởng của nước biển tự nhiên đến khả năng tạo vi nhũ tương đã tiến hành xây dựng hệ vi nhũ tương của hệ chất hoạt động bề mặt/nước biển/dầu : Dung môi. Trong nước biển tự nhiên ngoài Na^+ , Cl^- còn có các ion khác như Ca^{2+} , Mg^{2+} ... Nước biển lấy từ biển tại Vũng Tàu, nước biển đã được lọc qua giấy lọc trước khi thí nghiệm. Kết quả được thể hiện trong Hình 4.

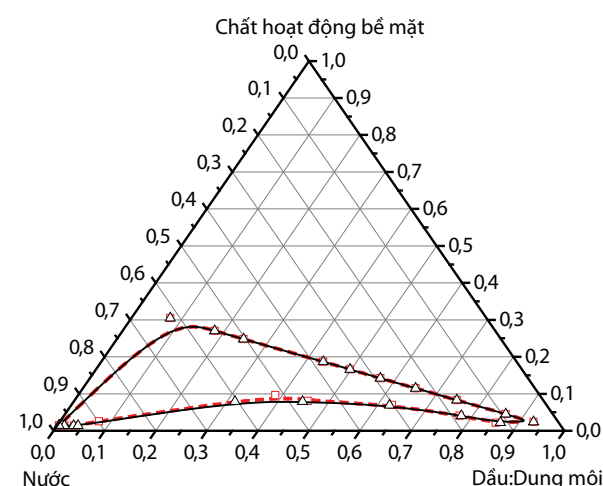
Kết quả thí nghiệm (Hình 4) cho thấy, khả năng tạo hệ vi nhũ tương trong môi trường nước biển và nước muối tương tự nhau, vùng tạo vi nhũ tương trong hai môi trường gần như trùng khớp. Điều này cho thấy khả năng tương thích của hệ vi nhũ tương với môi trường nước biển.

3.2.3. Xác định khả năng bền nhiệt của hệ vi nhũ tương

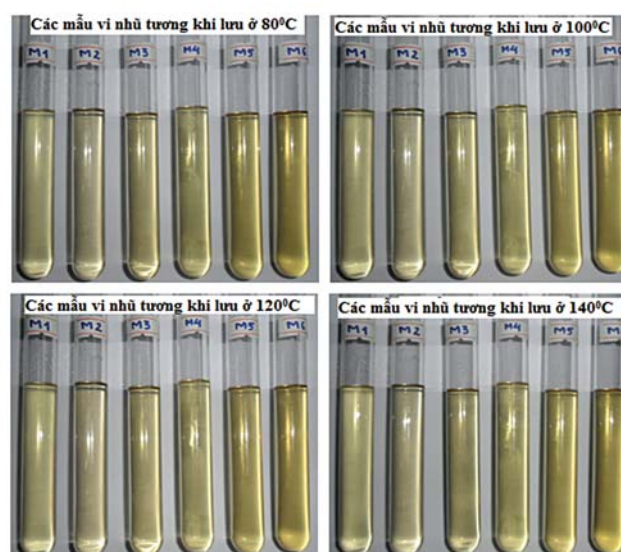
Để xác định độ bền nhũ tương theo nhiệt độ, nhóm tác giả sử dụng 6 mẫu (Bảng 1). Mẫu sau khi pha được ủ tại các nhiệt độ 80°C, 100°C, 120°C, 140°C; tại mỗi điểm nhiệt độ, mẫu được lưu trong 24 giờ. Xác định độ bền của mỗi mẫu tương ứng trong các điều kiện nhiệt độ thông qua quan sát, chụp lại các mẫu sau khi lưu để kiểm tra có hiện tượng tách pha hay không. Kết quả lưu 6 mẫu vi nhũ tương được thể hiện trong Hình 5.



Hình 3. Giản đồ 3 cấu tử của hệ chất hoạt động bề mặt/nước/dầu: dung môi, đường nét liền: hệ vi nhũ tương với pha nước là nước muối 3,5%, đường nét đứt: pha nước là nước cất



Hình 4. Giản đồ 3 cấu tử của hệ chất hoạt động bề mặt/nước/dầu: dung môi, đường nét liền: hệ vi nhũ tương với pha nước là nước muối 3,5%, đường nét đứt: pha nước là nước biển

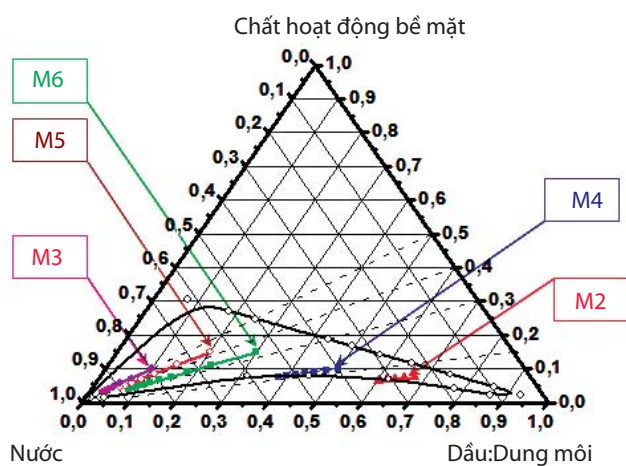


Hình 5. Hình ảnh các mẫu vi nhũ tương được lưu trong thời gian 24 giờ ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau

Hình 5 cho thấy, trong dải nhiệt độ từ 80 - 140°C, các mẫu đều trong suốt và giữ được độ đồng nhất pha, không xảy ra hiện tượng tách pha. Việc lưu mẫu từ nhiệt độ 80, 100, 120, 140°C là kế tiếp và liên tục, cho thấy các mẫu vẫn bền và ổn định khi được lưu trong nhiệt độ cao trong 4 ngày liên tục. Trong công việc xử lý vùng cận đáy giếng, tổng thời gian từ lúc bơm hệ vi nhũ tương đến lúc gọi dòng thường không quá 2 - 3 ngày, mặc dù phụ thuộc vào bản chất và công nghệ sử dụng các loại hóa phẩm. Do đó với khả năng bền nhiệt ở điều kiện nhiệt độ lên tới 120 - 140°C trong 4 ngày sẽ đảm bảo khả năng làm việc của hệ vi nhũ tương trong điều kiện nhiệt độ cao của vỉa.

3.2.4. Đánh giá khả năng dung nạp nước

Một trong những nguyên nhân khiến sản lượng khai thác của Vietsovpetro suy giảm trong giai đoạn khai thác cuối là sự gia tăng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng do sự tích tụ các cụm nước trong mao quản, sự gia tăng hình thành lắng đọng hữu cơ và nhũ tương dầu/nước. Vi nhũ tương có giá trị sức căng bề mặt trên ranh giới với dầu rất thấp và tùy theo khả năng dung nạp nước sẽ đi sâu vào các mao quản, hòa tan được các cụm nước bị giữ lại do lực mao quản, từ đó khai thông các kênh dẫn và phục hồi



Hình 6. Khả năng dung nạp nước của các mẫu vi nhũ tương

Bảng 2. Kết quả thí nghiệm đánh giá khả năng dung nạp nước của các hệ vi nhũ tương

TT	Ký hiệu điểm	Thành phần các cấu tử trong hệ vi nhũ tương (%khối lượng) tại điểm đầu			Thành phần các cấu tử trong hệ vi nhũ tương (% khối lượng) tại điểm cuối			Độ tăng hàm lượng nước $\Delta = (7) - (4)$ (%)
		Chất hoạt động bề mặt	Nước	Dầu hòa/dung môi đồng hòa tan	Chất hoạt động bề mặt	Nước	Dầu hòa/dung môi đồng hòa tan	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	M1	7,5	20,0	72,5	7,1	24,5	68,4	4,5
2	M2	7,5	25,0	67,5	6,7	33,0	60,3	8,0
3	M3	10,0	80,0	10,0	2,4	95,2	2,4	15,2
4	M4	10,0	40,0	50,0	7,7	53,8	38,5	13,8
5	M5	15,0	65,0	20,0	4,5	89,6	6,0	24,6
6	M6	15,0	55,0	30,0	4,0	88,0	8,0	33,0

độ thấm của vùng cận đáy giếng. Vì vậy, nhóm tác giả cho rằng cần thiết phải đánh giá khả năng dung nạp nước của các hệ vi nhũ tương (Bảng 1). Khả năng dung nạp nước tối đa của 6 mẫu (M1 - M6) được xác định bằng cách từ bổ sung nước vào mỗi mẫu vi nhũ tương đến khi mẫu vi nhũ tương vẫn còn trong suốt. Hình 6 biểu diễn đường dung nạp nước của các mẫu vi nhũ tương (mẫu M1 do khả năng dung nạp nước kém nên nhóm tác giả không thể hiện trên hình vẽ). Trong đó, điểm đầu của mỗi mẫu là thành phần của mẫu vi nhũ tương như trong Bảng 1, điểm cuối chính là điểm mà tại đó hệ không còn khả năng dung nạp nước nữa, tức là hệ vi nhũ tương chuyển từ màu trong suốt sang màu trắng sữa.

Kết quả Bảng 2 cho thấy, các mẫu M5, M6 có khả năng dung nạp nước tốt (dung nạp thêm 24,6 - 33% nước), sau đó là mẫu M3 (15,2%), M4 (13,8%). Các mẫu M1, M2 có khả năng kém hơn trong việc dung nạp nước. Các đường nét đứt trên Hình 6 là kết quả tính toán khả năng dung nạp nước của hệ vi nhũ tương, khả năng này được giới hạn bởi đoạn đường nét đứt nằm bên trong vùng tạo vi nhũ tương. Các kết quả thí nghiệm (đường nét liền) và tính toán (đường nét đứt) hoàn toàn trùng khớp. Do đó, có thể đánh giá trước khả năng dung nạp nước của hệ vi nhũ tương và lựa chọn được hệ vi nhũ tương có khả năng dung nạp nước như mong muốn.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã thiết lập được hệ vi nhũ tương trên cơ sở chất hoạt động bề mặt anion, nước, dầu và dung môi đồng hòa tan. Kết quả đánh giá các tính chất của hệ vi nhũ tương cho thấy hệ vi nhũ tương là hệ bao gồm các hạt có kích thước từ 6,5 - 17,7nm, có khả năng bền nhiệt trong điều kiện nhiệt độ lên tới 120 - 140°C, hệ tương hợp với nước biển và có giá trị sức căng bề mặt trên ranh giới pha với dầu rất thấp... Nghiên cứu này sẽ là tiền đề để có thể sử dụng hệ vi nhũ tương vào thực tế công tác xử lý vùng cận đáy giếng.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Văn Hồi, Lê Việt Hải, Cao Mỹ Lợi, Nguyễn Văn Kim. *Các giải pháp công nghệ xử lý giếng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu ở giai đoạn khai thác cuối cùng của mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 5: trang 19 - 25.
2. Lirio Quintero, Thomas A.Jones, David E.Clark, David Schwertner. *Cases history studies of production enhancement in cased hole wells using microemulsion fluids*. Paper SPE 121926-MS, presented at 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. 27 - 29 May, 2009.
3. Байда А.А., Агаев С.Г. *Мицеллярные растворы*

и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов. Журнал нефтепромысловое дело. 2012; 7: с. 37 - 40.

4. Edward G. Baker, Nathan H.Canter, Max L.Robbins. *Oil recovery process using polymer microemulsion complexes*. US Patent No. 4360061. 23 November, 1982.

5. Патент РФ No. 2220279. *Инвертная кислотная микроэмульсия для обработки нефтегазового пласта*. Декабрь 27, 2003.

6. Promod Kumar, K.L.Mittal. *Handbook of microemulsion science and technology*. Marcel Dekker, New York. 1999: 864p.

A study to formulate microemulsion for application in near-wellbore treatment of sandstone formation

Nguyen Van Ngo, Phan Van Minh, Do Thanh Trung, Le Van Cong
DMC-Research, Development and Technical Service Centre

Summary

Near-wellbore treatment in the Bach Ho and Rong fields of Vietsovpetro has been facing more difficulties as these oil fields come to the later stage of operation. Contamination in near-wellbore zone has increased due to organic and inorganic deposition, oil/water emulsion and water blocking. In recent years, many oil and gas companies over the world have been studying and applying microemulsions based on oil, water, surfactants and additives for treatment of precipitation in near-wellbore zone, especially for treatment of organic deposition, oil-in-water emulsion and water blocking. In this study, a microemulsion system was formulated based on anionic surfactant, oil, water and cosolvent. The properties of the microemulsion were studied and evaluated for application in near-wellbore treatment and enhanced oil recovery.

NGHIÊN CỨU QUÁ TRÌNH ĐỒNG TRÙNG HỢP ACRYLAMIDE VÀ ACID ACRYLIC VÀ CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN QUÁ TRÌNH ĐỒNG TRÙNG HỢP

ThS. Hoàng Long, ThS. Lê Thị Thu Hương, KS. Trương Văn Dũng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Quá trình đồng trùng hợp acrylamide (AM) và acid acrylic (AA) được nghiên cứu bằng phương pháp trùng hợp trong dung dịch nước, sử dụng tác nhân khơi mào là ammonium persulfate. Hằng số đồng trùng hợp của các monome ở những giá trị pH khác nhau được tính toán bằng phương pháp Fineman - Ross. Kết quả cho thấy ở pH = 2,2, copolymer giàu acrylamide hơn, còn ở pH = 6,2 copolymer giàu acid acrylic hơn. Kết quả này cho thấy có thể điều khiển tỷ lệ AA/AM trong copolymer để chế tạo hệ gel bền nhiệt của HPAM (partially hydrolysed polyacrylamide) và muối của chromium (III) phục vụ công tác khai thác dầu khí nhằm tăng năng suất khai thác dầu.

Bài báo là một phần kết quả nghiên cứu của đề tài “Nghiên cứu chế tạo hệ gel bền nhiệt ngăn cách nước bơm ép trong vỉa cát kết nhằm tăng năng suất khai thác dầu” thuộc “Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm về công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản”, thực hiện Đề án “Đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025”, mã số ĐT 12.12/ĐMCNKK.

1. Giới thiệu

Polyacrylamide (HPAM) là polymer được sử dụng nhiều nhất trong công nghệ gia tăng thu hồi dầu. Đặc điểm quan trọng của dung dịch sử dụng trong quá trình bơm ép polymer để gia tăng thu hồi dầu là phải có độ nhớt tương đối cao, nồng độ polymer thấp, sức căng bề mặt thấp đối với pha dầu. Tăng độ nhớt của dung dịch polymer sẽ làm giảm tỷ lệ linh động và làm tăng hiệu quả bơm ép. Tuy nhiên, nếu trọng lượng phân tử quá cao thì polymer có thể gây bít sự hình thành không gian mao quản và làm giảm hiệu quả bơm ép polymer. Tồn tại một nồng độ polymer tối ưu, vượt quá nồng độ này lượng dầu thu hồi sẽ giảm. Nhược điểm của HPAM là khả năng chịu muối kém và bị phân hủy sinh học. Độ nhớt của dung dịch polymer sẽ giảm khi tăng hàm lượng muối của nước trộn và khi hàm lượng cation hóa trị 2 cao, polymer sẽ bị keo tụ. Nhờ các biện pháp bảo vệ thích hợp, HPAM có thể bền nhiệt tới nhiệt độ 100°C.

Quá trình tổng hợp HPAM từ acrylamide và acid acrylic được gọi là quá trình đồng trùng hợp, thường được xúc tác bởi các chất khơi mào nhiệt, hệ khơi mào oxy hóa - khử hay khơi mào nhờ chiếu xạ... Phản ứng tổng hợp có thể tiến hành trong pha nước (trùng hợp dung dịch) hay trong pha hydrocacbon không tan trong nước (trùng hợp huyền phù hoặc nhũ tương). HPAM cũng có thể được tổng hợp bằng cách thủy phân polyacrylamide không ion. Từ

kết quả nghiên cứu động học, nhóm tác giả tiến hành tổng hợp HPAM theo các phương pháp khác nhau và tìm ra phương pháp cho sản phẩm có chất lượng cao nhất để tiến hành chế tạo hệ gel bền nhiệt ngăn cách nước bơm ép trong vỉa cát kết trong khai thác dầu khí.

2. Thực nghiệm

1.1. Hóa chất

Acrylamide (AM) > 99%, acid acrylic (AA) > 99%, ammonium persulfate ($(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$), NaOH, H_2SO_4 , methanol, dioxane, ống chuẩn $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ 0,1N, kali iodua (KI). Các dung môi được cất lại và làm khô trước khi sử dụng.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

1.2.1. Chế tạo polymer ưa nước và các phương pháp nghiên cứu

Tiến hành đồng trùng hợp acid acrylic và acrylamide với nồng độ monome 0,5M ở các tỷ lệ acid acrylic/acrylamide: 70/30, 50/50 và 30/70 (theo khối lượng). Quá trình đồng trùng hợp được thực hiện tại pH có các giá trị là: 2,2; 3,7; 4,2 và 6,2. Trong mỗi thí nghiệm, pH của hỗn hợp phản ứng được điều chỉnh bằng dung dịch NaOH 2N và H_2SO_4 đặc.

Quá trình trùng hợp được tiến hành trong bình phản ứng 3 cổ có thiết bị khuấy, thiết bị ngưng tụ và hệ thống sục khí nitơ. Một bể điều nhiệt được sử dụng để gia nhiệt

gián tiếp cho quá trình phản ứng với độ chính xác $\pm 0,5^\circ\text{C}$. Khí oxy được loại khỏi dung dịch monome ngay trước khi tiến hành phản ứng trùng hợp bằng cách thổi khí N_2 trong 10 phút. Nâng nhiệt độ hỗn hợp phản ứng đến nhiệt độ nghiền cứu, cho xúc tác ammonium persulfate vào hỗn hợp phản ứng, đây là thời điểm bắt đầu của phản ứng. Tại mỗi thời điểm khảo sát, dùng phản ứng bằng cách thêm 1ml hydroquinon vào hỗn hợp phản ứng, làm nguội xuống nhiệt độ phòng.

Lấy một lượng mẫu nhất định để xác định mức độ chuyển hóa. Tách sản phẩm homopolymer và copolymer thu được bằng cách kết tủa trong methanol. Chiết Soxhlet kết tủa thu được trong dung môi 1,4 dioxane trong 4 giờ để loại bỏ homopolymer acid acrylic. Sau đó, loại homopolymer acrylamide bằng cách kết tủa lại trong methanol - nước (tỷ lệ 50/50). Sản phẩm được sấy ở nhiệt độ 70°C dưới áp suất thấp đến khi khối lượng không đổi.

1.2.2. Xác định độ chuyển hóa

- Độ chuyển hóa của phản ứng được xác định bằng phương pháp chuẩn độ nổi đôi (phương pháp Hip) và tính theo công thức:

$$H(\%) = \frac{C - \frac{1}{2} \frac{(V_o - V_i) \cdot N}{V_i}}{C} \quad (1)$$

Trong đó:

C: Nồng độ của monome ban đầu;

N: Nồng độ của $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ (N);

V_o : Thể tích của $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ ở mẫu trắng (ml);

V: Thể tích của $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ tiêu tốn để chuẩn độ các monome còn dư ở mẫu (hỗn hợp phản ứng) tại thời điểm i;

V_i : Thể tích của mẫu hỗn hợp phản ứng tại thời điểm i.

Kết quả cuối cùng là trung bình cộng của kết quả 3 lần xác định độ chuyển hóa, chênh lệch cho phép giữa 2 lần xác định không quá 1%.

1.2.3. Xác định bằng hằng số đồng trùng hợp

- Hàm lượng N có trong copolymer được xác định bằng phương pháp phân tích nguyên tố theo Kjeldahl (TCVN 2687-78) trên hệ thống máy Buchi Kjeldahl.

- Hằng số đồng trùng hợp của acid acrylic và acrylamide được xác định theo phương pháp Fineman - Ross:

Từ phương trình thành phần vi phân copolymer:

$$\frac{d[M_{AA}]}{d[M_{AM}]} = \frac{m_{AA}}{m_{AM}} = \frac{[M_{AA}]}{[M_{AM}]} \cdot \frac{r_{AA} \cdot [M_{AA}] + [M_{AM}]}{r_{AM} \cdot [M_{AM}] + [M_{AA}]} \quad (2)$$

$$\text{Đặt } \frac{m_{AA}}{m_{AM}} = f \text{ và } \frac{[M_{AA}]}{[M_{AM}]} = F$$

Chia vế phải phương trình cho $[M_{AM}]$ ta có:

$$f = F \times \frac{r_{AA} \frac{[M_{AA}]}{[M_{AM}]} + 1}{r_{AM} + \frac{[M_{AA}]}{[M_{AM}]} = \frac{F \times (r_{AA} F + 1)}{r_{AM} + F} \quad (3)$$

Từ (3) ta có: $r_{AM} \cdot f + f \cdot F = r_{AA} \cdot F^2 + F$ đưa các giá trị r về một vế:

$f \cdot F - F = r_{AA} \cdot F^2 - r_{AM} \cdot f$; chia phương trình cho f , ta có:

$$\frac{F \cdot (f-1)}{f} = \frac{r_{AA} F^2}{f} - r_{AM} \text{ hay } r_{AM} = \frac{F^2}{f} \cdot r_{AA} - \frac{F \cdot (f-1)}{f} \quad (4)$$

Đây là phương trình tuyến tính giữa $\frac{F \cdot (f-1)}{f}$ và $\frac{F^2}{f}$. Ở đây, có thể xem $[M_{AA}]$, $[M_{AM}]$ chính bằng nồng độ của hai monome acid acrylic và acrylamide. Vậy $F = \frac{[AA]}{[AM]}$.

Bằng thực nghiệm phân tích thành phần của copolymer xác định được m_{AA} và m_{AM} . Tính được $f = \frac{m_{AA}}{m_{AM}}$. Từ các giá trị của F và f xác định được các giá trị r_{AA} và r_{AM} .

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng tỷ lệ acid acrylic và acrylamide đến quá trình đồng trùng hợp

Để nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ acid acrylic và acrylamide đến quá trình đồng trùng hợp, các phản ứng được tiến hành ở nồng độ monome 0,5M, hàm lượng chất xúc tác $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ 1,0 % so với monome, nhiệt độ phản ứng 70°C , pH = 3,7, tỷ lệ acid acrylic/acrylamide tham gia phản ứng theo khối lượng lần lượt là 70/30; 50/50; 30/70. Kết quả được thể hiện trên Hình 1.

Tốc độ phản ứng đồng trùng hợp phụ thuộc vào tỷ lệ acid acrylic/acrylamide là lớn nhất. Kết quả này có thể giải thích khi so sánh dạng cộng hưởng của acid acrylic và acrylamide (sơ đồ 1) thấy rằng: acrylamide cộng hưởng bền vững hơn acid acrylic vì acid acrylic có một dạng cộng hưởng mang điện tích dương trên oxy tích điện âm. Vì vậy, ảnh hưởng của chất thay thế trên liên kết đôi trong monome làm tăng khả năng phản ứng là: $-\text{CONH}_2 > -\text{COOH}$.

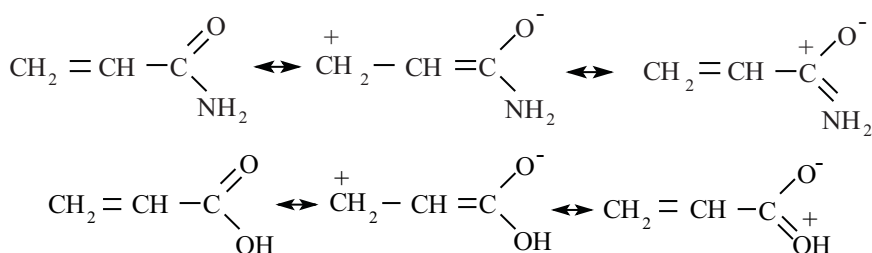
Kết quả nghiên cứu cho thấy ở cùng một điều kiện và thời gian phản ứng, nếu tỷ lệ acrylamide/acid acrylic cao hơn thì tốc độ phản ứng đồng trùng hợp lớn hơn (do khả

năng phản ứng của acrylamide lớn hơn acid acrylic trong cùng một thời điểm phản ứng).

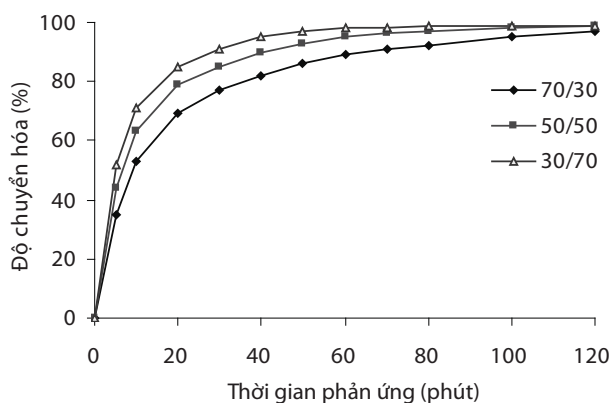
3.2. Ảnh hưởng của pH đến quá trình đồng trùng hợp

Để nghiên cứu ảnh hưởng của pH đến quá trình đồng trùng hợp, các phản ứng được tiến hành ở nồng độ monome 0,5M, tỷ lệ acid acrylic/acrylamide tham gia phản ứng theo khối lượng lần lượt là 70/30; 50/50; 30/70, hàm lượng chất xúc tác $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ 1,0% so với monome, nhiệt độ phản ứng 70°C. Kết quả thể hiện trên các Hình 2, 3 và 4.

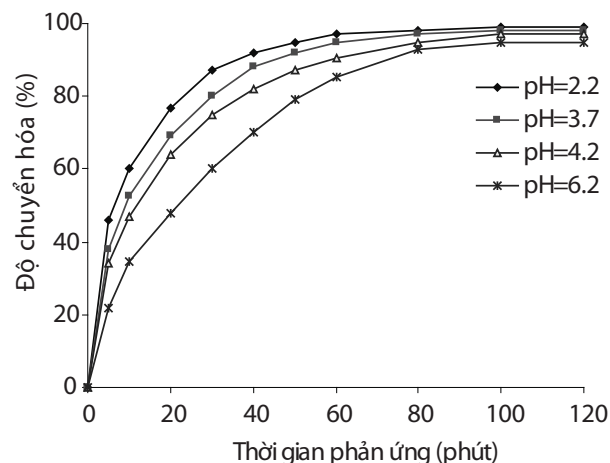
Kết quả Hình 2, 3 và 4 cho thấy tốc độ phản ứng đồng



Sơ đồ 1. Các dạng cộng hưởng của acid acrylic và acrylamide



Hình 1. Ảnh hưởng của tỷ lệ acid acrylic và acrylamide đến quá trình đồng trùng hợp



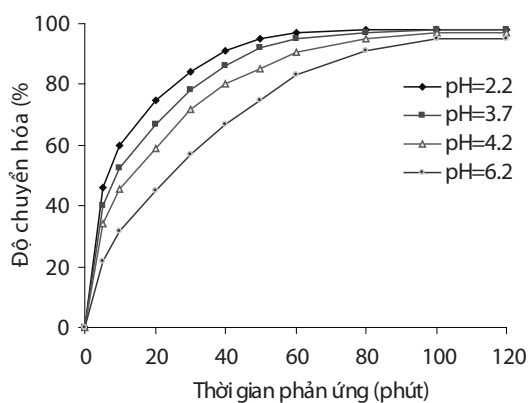
Hình 3. Ảnh hưởng của pH đến quá trình đồng trùng hợp acid acrylic/acrylamide tại tỷ lệ 50/50

trùng hợp ở cùng một khoảng thời gian giảm khi pH tăng (do khi pH tăng, khả năng phản ứng của acid acrylic giảm, dẫn tới tốc độ phản ứng chung giảm).

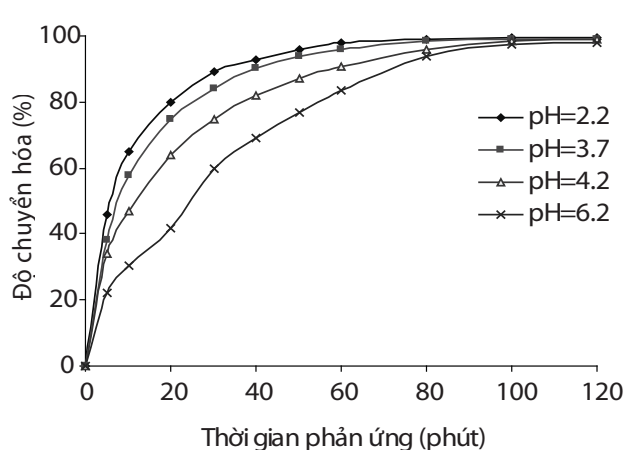
3.3. Xác định hằng số đồng trùng hợp

Hằng số đồng trùng hợp của các monome phản ánh khả năng phản ứng và kết hợp giữa các gốc trong quá trình phản ứng. Để xác định các hằng số đồng trùng hợp r_{AA} và r_{AM} trong các phản ứng đồng trùng hợp acid acrylic và acrylamide, hàm lượng N được xác định bằng phương pháp phân tích nguyên tố các sản phẩm thu được tại các tỷ lệ monome acid acrylic/acrylamide khác nhau và pH khác nhau. Các kết quả tính toán được trình bày trong Bảng 1.

Từ các mối quan hệ tương giao giữa r_{AM} và r_{AA} ở Bảng 2, nhóm tác giả tính toán các hằng số đồng trùng hợp r_{AA} và r_{AM} tại các giá trị pH khác nhau (Bảng 3).



Hình 2. Ảnh hưởng của pH đến quá trình đồng trùng hợp acid acrylic/acrylamide tại tỷ lệ 70/30



Hình 4. Ảnh hưởng của pH đến quá trình đồng trùng hợp acid acrylic/acrylamide tại tỷ lệ 30/70

Bảng 1. Thành phần của acid acrylic và acrylamide trong monome ban đầu và copolymer tạo thành

pH	Tỷ lệ acid acrylic/acrylamide (theo khối lượng)	Acid acrylic/acrylamide, phần mol (monome), F	Phân tích nguyên tố N(%)	Acid acrylic/acrylamide, phần mol (copolymer), f
2,2	30:70	0,43	10,82	0,811
	50:50	0,99	7,07	1,807
	70:30	2,37	3,74	4,210
3,7	30:70	0,43	12,79	0,534
	50:50	0,99	9,95	0,991
	70:30	2,37	6,75	1,896
4,2	30:70	0,43	13,38	0,467
	50:50	0,99	10,52	0,883
	70:30	2,37	7,41	1,637
6,2	30:70	0,43	15,30	0,285
	50:50	0,99	12,49	0,584
	70:30	2,37	8,90	1,198

Bảng 2. Các giá trị hệ số phương trình đường thẳng biểu diễn mối quan hệ tương giao giữa r_{AA} và r_{AM}

pH	Tỷ lệ acid acrylic/acrylamide (theo khối lượng)	$P = \frac{F^2}{f}$	$G = \frac{F(f-1)}{f}$	Phương trình đường thẳng
2,2	30:70	0,2280	-0,1002	$r_{AM} = 0,228.r_{AA} + 0,1002$
	50:50	0,5424	0,4421	$r_{AM} = 0,5424.r_{AA} - 0,4421$
	70:30	1,3342	1,8071	$r_{AM} = 1,3342.r_{AA} - 1,8071$
3,7	30:70	0,3463	-0,3752	$r_{AM} = 0,3463.r_{AA} + 0,3752$
	50:50	0,9890	-0,0090	$r_{AM} = 0,989.r_{AA} + 0,009$
	70:30	2,9625	1,1200	$r_{AM} = 2,9625.r_{AA} - 1,12$
4,2	30:70	0,3956	-0,4900	$r_{AM} = 0,3956.r_{AA} + 0,49$
	50:50	1,1100	-0,1312	$r_{AM} = 1,11.r_{AA} + 0,1312$
	70:30	3,4321	0,9219	$r_{AM} = 3,4321.r_{AA} - 0,9219$
6,2	30:70	0,6488	-1,0788	$r_{AM} = 0,6488.r_{AA} + 1,0788$
	50:50	1,6783	-0,7052	$r_{AM} = 1,6783.r_{AA} + 0,7052$
	70:30	4,6886	0,3917	$r_{AM} = 4,6886.r_{AA} - 0,3917$

Kết quả Bảng 3 cho thấy:

- Tại pH = 2,2 thì $r_{AA} = 1,724 > 1$ và $r_{AM} = 0,493 < 1$, nghĩa là $K_{11} > K_{12}$ và $K_{22} < K_{21}$, acid acrylic hoạt động mạnh hơn acrylamide, gốc AA[•] và AM[•] phản ứng với acid acrylic dễ hơn, copolymer giàu acid acrylic hơn.

- Tại pH = 3,7 và pH = 4,2 thì $r_{AA} < 1$ và $r_{AM} < 1$, gốc AA[•] dễ phản ứng với acrylamide còn gốc AM[•] dễ phản ứng với acid acrylic, copolymer trước điểm uốn giàu acrylamide hơn, còn sau điểm uốn nghèo acrylamide hơn hỗn hợp ban đầu.

- Tại pH = 6,2 thì $r_1 = 0,364 < 1$ và $r_2 = 1,315 > 1$, nghĩa là $K_{12} > K_{11}$ và $K_{22} > K_{21}$, acrylamide hoạt động mạnh hơn acid acrylic, gốc AA[•] và AM[•] phản ứng với acrylamide dễ hơn, sản phẩm copolymer tạo thành giàu acrylamide hơn.

Bảng 3. Hằng số đồng trùng hợp của r_{AA} và r_{AM} tại các giá trị pH khác nhau

pH	r_{AA}	r_{AM}
2,2	1,724	0,493
3,7	0,572	0,575
4,2	0,465	0,674
6,2	0,364	1,315

4. Kết luận

- Sản phẩm của quá trình đồng trùng hợp acid acrylic và acrylamide với sự có mặt của chất khơi mào ammonium persulfate trong dung dịch nước là copolymer. Tốc độ phản ứng đồng trùng hợp (ở cùng điều kiện và thời gian phản ứng) lớn hơn nếu tỷ lệ acrylamide/acid acrylic cao hơn.

- Các hằng số đồng trùng hợp của acid acrylic và

acrylamide tại các giá trị pH khác nhau được tính bởi phương pháp Fineman - Ross. Kết quả cho thấy có một sự thay đổi đáng kể khả năng phản ứng của các monome tham gia quá trình đồng trùng hợp khi giá trị pH của các dung dịch phản ứng thay đổi từ 2,2 - 6,2.

- Đã tính toán được hằng số đồng trùng hợp rAA và rAM tại các giá trị pH là 2,2; 3,7; 4,2 và 6,2. Kết quả cho thấy ở pH = 2,2 copolymer giàu acid acrylic hơn, còn ở pH = 6,2 copolymer giàu acrylamide hơn. Từ kết quả nghiên cứu quan trọng này có thể điều khiển tỷ lệ acid acrylic/acrylamide trong copolymer để chế tạo hệ dung dịch gel bền nhiệt của HPAM (partially hydrolysed polyacrylamide) và muối của chromium (III) phục vụ công tác khai thác dầu khí nhằm tăng năng suất khai thác dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Mamdouh T.Ghannam. *Rheological properties of aqueous polyacrylamide/NaCl solution*. Journal of Applied Polymer Science. 1999; 72(14): p. 1905 - 1912.

2. Z.S.Liu, G.L.Rempel. *Preparation of superabsorbent polymers by crosslinking acrylic acid and acrylamide copolymers*. Journal of Applied Polymer Science. 1997; 64(7): p. 1345 - 1353.

4. Anuradha Rangaraj, Veena Vangani, Animesh K.Rakshit. *Synthesis and characterization of some water soluble polymers*. Journal of Applied Polymer Science. 1997; 66(1): p. 45 - 56.

5. A.Paril, A.M.Alb, A.T.Giz, H.Çatalgil-Giz. *Effect of medium pH on the reactivity ratios in acrylamide acrylic acid copolymerization*. Journal of Applied Polymer Science. 2007; 103(2): p. 968 - 974.

6. Ignacio Rintoul, Christine Wandrey. *Polymerization of ionic monomers in polar solvents: kinetics and mechanism of the free radical copolymerization of acrylamide/acrylic acid*. Polymer. 2005; 46(13): p. 4525 - 4532.

Synthesis and characterisation of poly (acrylamide-co-acrylic acid)

Hoang Long, Le Thi Thu Huong, Truong Van Dung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

In this study, poly(acrylamide-co-acrylic acid) was synthesised by polymerising acrylamide (AM) and acid acrylic (AA) in an aqueous solution, using ammonium persulfate as a trigger agent. The polymerisation constant of monomers at different pH values was calculated by the Fineman – Ross method. The experiments have showed that at pH = 2.2, copolymers were richer in acrylic acid, but at pH = 6.2 more acrylamide was observed. This result showed that the rate of AA/AM in copolymers can be controlled to produce a heat-stable gel system of HPAM (partially hydrolysed polyacrylamide) and salt of chromium (III), which are used in oil and gas production to increase productivity.

NGHIÊN CỨU SỬ DỤNG MÀNG TẮM CHẤT LỎNG ION ĐỂ TÁCH KHÍ CO_2 RA KHỎI HỖN HỢP VỚI KHÍ METHANE

TS. Bùi Thị Lệ Thủy¹, KS. Nguyễn Văn Lực²

¹Đại học Mở - Địa chất

²Viện Hàn lâm Khoa học Việt Nam

Tóm tắt

Một số màng polymer tẩm chất lỏng ion (SILMs) đã được chế tạo dựa trên màng polyvinylidene fluoride (PVDF), polyethersulfone (PES) và các chất lỏng ion 1-butyl-3-methylimidazolium tetrafluoroborate ([BMIM][BF₄]), 1-butyl-3-methyl imidazolium acetate ([BMIM][CH₃COO]). Các màng này được nghiên cứu sử dụng cho quá trình tách khí CO_2 ra khỏi hỗn hợp với khí methane. Kết quả cho thấy độ chọn lọc lý tưởng của các màng polymer tẩm chất lỏng ion với hỗn hợp khí tỷ lệ 50% CO_2 và 50% CH_4 đạt 10,72 - 14,43 và độ chọn lọc thực đạt 9,77 - 12,85 (khả năng tách từ 90 - 93%). Các màng polymer ổn định về khối lượng và độ chọn lọc sau 30 ngày làm việc liên tục cho thấy tiềm năng sử dụng màng polymer tẩm chất lỏng ion cho các quá trình tách khí CO_2 .

1. Giới thiệu

Nghiên cứu phương pháp, vật liệu phù hợp để tách và xử lý khí CO_2 trong các nguồn khí khác nhau ngày càng trở nên quan trọng và cấp thiết, phù hợp với xu hướng chung của thế giới.

Màng hấp phụ chất lỏng phối hợp 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 CO_2 sử dụng màng hấp phụ chất lỏng có chi phí đầu tư thấp, tiêu thụ ít năng lượng, dễ vận hành [2 - 4]. Một số nghiên cứu sử dụng amin, glycerin làm dung môi tẩm lên màng [5]. Tuy nhiên, màng hấp phụ chất lỏng có nhược điểm là không ổn định do chất lỏng sử dụng trôi khỏi màng và chưa chọn lọc [6, 7].

Chất lỏng ion (hợp chất có nhiệt độ nóng chảy $<100^\circ\text{C}$) có khả năng hòa tan chọn lọc CO_2 , 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 [8 - 15]. 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 CO_2 .

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

- Các màng polymer xốp: Hai loại màng polymer được sử dụng để chế tạo các màng tẩm chất lỏng ion là polyvinylidene fluoride (PVDF) và polyethersulfone (PES). Hai màng này có vai trò như vật liệu mang chất lỏng ion và đều được cung cấp bởi Công ty Sterlitech (Mỹ). Các màng này được đặc trưng bởi tính bền hóa học cao và được sử

dụng nhiều trong các nghiên cứu sử dụng màng để làm chất mang trong các màng tẩm chất lỏng. Các tính chất cơ bản của hai màng bao gồm: kích thước mao quản 0,2mm, độ xốp 70 - 80%, đường kính màng 47mm, độ dày trung bình 150 μm .

- Các chất lỏng ion gồm: 1-butyl-3-methyl imidazolium tetrafluoroborate ([BMIM][BF₄]) và 1-butyl-3-methyl imidazolium acetate ([BMIM][CH₃COO]) có độ tinh khiết trên 99% được tổng hợp tại Phòng Thí nghiệm bộ môn Lọc hóa dầu, Đại học Mở - Địa chất. Sau khi tổng hợp, sản phẩm được đo phổ hồng ngoại (IR) và phổ cộng hưởng từ hạt nhân (NMR) để khẳng định sự tạo thành của các chất lỏng ion.

- Sử dụng khí CO_2 , CH_4 , N_2 , hỗn hợp khí CO_2 và CH_4 với tỷ lệ 50:50 theo thể tích (độ tinh khiết 99,99%) của Công ty khí Cryotech.

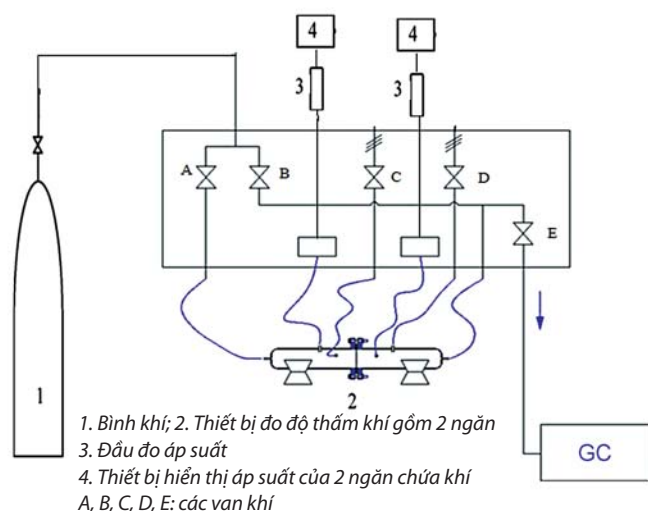
2.2. Phương pháp chế tạo màng tẩm chất lỏng ion

Các màng tẩm chất lỏng ion trong nghiên cứu này được chế tạo theo phương pháp ngâm tẩm trực tiếp trong 48 giờ. Lượng chất lỏng ion được xác định đã lấp đầy lỗ xốp của màng và phủ một lớp mỏng trên bề mặt màng [16].

2.3. Xác định chênh áp phù hợp giữa ngăn nguyên liệu và ngăn thấm

Độ chênh áp thích hợp giữa ngăn nguyên liệu và ngăn thấm được xác định để đánh giá áp suất làm việc ổn định của các màng tẩm chất lỏng ion.

Các thực nghiệm đánh giá độ chênh áp phù hợp với từng màng tẩm chất lỏng ion được thực hiện bằng cách sử dụng hệ thiết bị tách khí (Hình 1) và khí N_2 . Khí nitơ được



Hình 1. Hệ thiết bị sử dụng để xác định độ thấm của các khí

đưa vào ngăn nguyên liệu, độ chênh áp giữa hai ngăn tăng dần cho tới khi màng tẩm chất lỏng ion không ổn định. Từ đó, xác định được khoảng làm việc ổn định của màng tẩm chất lỏng ion trong các thực nghiệm về thấm khí.

2.4. Các thực nghiệm về sự thấm khí

2.4.1. Khí nguyên chất

Độ thấm khí nguyên chất của các màng tẩm chất lỏng ion đối với các khí CO_2 và CH_4 thu được bằng cách sử dụng hệ thiết bị (Hình 1).

Thiết bị đo độ thấm khí gồm một ngăn nguyên liệu và một ngăn thấm, ở giữa hai ngăn đặt màng tẩm chất lỏng ion. Khí đưa từ bình (1) vào ngăn nguyên liệu. Độ chênh áp giữa hai ngăn là 0,7 - 1,3at. Sự thay đổi áp suất giữa hai ngăn được đo bằng hai đầu đo áp suất (3) và được hiển thị ở hai thiết bị (4). Từ các giá trị về áp suất ở hai ngăn sẽ tính được độ thấm của từng khí đơn theo các công thức như ở mục 2.5.1.

2.4.2. Khí hỗn hợp

Khí hỗn hợp CO_2 và CH_4 được sử dụng có tỷ lệ 50:50, các thực nghiệm về độ thấm khí cũng được thực hiện tương tự như đối với khí nguyên chất. Khí được đưa vào ngăn nguyên liệu (sao cho độ chênh áp của hai ngăn từ 0,7 - 1,3at), theo dõi sự thay đổi áp suất của cả hai ngăn theo thời gian bằng hai đầu dò áp suất (Hình 1). Kết thúc thí nghiệm, khí ở ngăn thấm sẽ được thu gom và phân tích bằng sắc ký khí để xác định thành phần của từng khí trong hỗn hợp.

2.5. Phương pháp tính toán

2.5.1. Độ thấm

Độ thấm của khí nguyên chất qua màng được tính toán từ các dữ liệu về áp suất thu được ở hai ngăn (ngăn

nguyên liệu và ngăn thấm) của thiết bị, được thể hiện trong công thức (1):

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

Trong đó:

p_{feed} và p_{perm} : Áp suất (Pa) trong ngăn nguyên liệu và ngăn thấm ở thời điểm ban đầu (chỉ số: 0) và thời điểm t ;

P : độ thấm của màng (m^2s^{-1});

t : Thời gian (s);

l : Độ dày của màng (m);

β : Thông số hình học đặc trưng cho hình dạng của bình, được xác định bởi công thức (2) [17 - 19]:

$$\beta = A \times \left(\frac{1}{V_{\text{feed}}} + \frac{1}{V_{\text{perm}}} \right) \quad (2)$$

Trong đó:

A : Diện tích màng (m^2);

V_{feed} và V_{perm} : Thể tích của ngăn nguyên liệu và ngăn thấm (m^3).

2.5.2. Độ chọn lọc

Độ chọn lọc lý tưởng $\alpha_{A/B}$ có thể được xác định bởi các độ thấm riêng của hai khí nguyên chất khác nhau (A và B) [14, 17, 20]. Độ chọn lọc cũng có thể được biểu diễn bởi độ tan (S) và độ khuếch tán (D) của mỗi khí, như trong công thức (3):

$$\alpha_{A/B} = \frac{P_A}{P_B} = \frac{S_A \times D_A}{S_B \times D_B} \quad (3)$$

Trong các thí nghiệm về hỗn hợp khí, độ chọn lọc ($\alpha_{A/B}$) được xác định bởi công thức (4) [21]:

$$\alpha_{A/B} = \frac{y_A / x_A}{y_B / x_B} \quad (4)$$

Trong đó:

y_A và y_B : Phần mol của khí A và khí B trong ngăn thấm;

x_A và x_B : Phần mol của khí A và khí B trong ngăn nguyên liệu.

Hiệu suất tách khí A ra khỏi hỗn hợp với khí B được tính theo công thức:

$$H = \frac{\alpha_{A/B}}{\alpha_{A/B} + 1} \quad (5)$$

Trong đó $\alpha_{A/B}$ là độ chọn lọc.

2.5.2. Phương pháp xác định độ ổn định của màng tẩm chất lỏng ion

Độ ổn định của các màng tẩm chất lỏng ion được xác định bằng cách đo sự thay đổi về khối lượng của màng

tấm chất lỏng ion theo thời gian sử dụng. Sau mỗi lần tiến hành thực nghiệm, màng sẽ được cân lại để xác định khối lượng tại thời điểm đó. Độ ổn định của màng chính là khoảng thời gian mà khối lượng của màng có sự thay đổi đáng kể so với khối lượng ban đầu.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Độ chênh áp phù hợp giữa ngăn nguyên liệu và ngăn thấm

Để tiến hành đo độ thấm cần lựa chọn độ chênh áp phù hợp giữa ngăn nguyên liệu và ngăn thấm. Nếu độ chênh áp cao, độ bền của màng bị giảm, thậm chí có thể hỏng màng. Nếu độ chênh áp thấp, thời gian tách khí sẽ lâu. Các kết quả đo độ chênh áp phù hợp của từng màng tấm chất lỏng ion được thể hiện trong Bảng 1.

Kết quả trong Bảng 1 cho thấy độ chênh áp giới hạn của màng PES và PVDF là 1,5at. Tuy nhiên, để các màng tấm chất lỏng ion làm việc ổn định, trong các thí nghiệm đo độ thấm độ chênh áp sẽ được lựa chọn trong khoảng từ 0,7 - 1,3at.

3.2. Đánh giá khả năng tách CO_2 của màng tấm chất lỏng ion

3.2.1. Độ chọn lọc lý tưởng của các khí nguyên chất

Độ thấm của các khí đơn CO_2 và CH_4 qua các màng polymer tấm chất lỏng ion khác nhau được thể hiện trong Bảng 2. Các kết quả cho thấy độ thấm của các khí đơn khá ổn định và phụ thuộc vào từng loại màng tấm chất lỏng ion. Độ thấm của CO_2 qua màng tấm chất lỏng ion cao hơn độ thấm của CH_4 cho thấy tiềm năng sử dụng màng tấm chất lỏng ion cho quá trình tách khí CO_2 trong hỗn hợp với khí CH_4 .

Bảng 3 thể hiện các giá trị về độ chọn lọc lý tưởng và hiệu suất tách lý tưởng từ các thực nghiệm với các màng tấm chất lỏng ion. Độ chọn lọc lý tưởng được tính toán dựa trên tỷ số của các giá trị về độ thấm của các khí nguyên chất. Tương ứng với mỗi giá trị về độ chọn lọc là giá trị về hiệu suất tách (thể hiện hiệu quả tách khí của các màng tấm chất lỏng ion).

Bảng 1. Độ chênh áp phù hợp giữa ngăn nguyên liệu và ngăn thấm

Áp suất (at)	0,4	0,7	1	1,3	1,5	1,7
Màng						
PES tấm [BMIM][BF ₄]	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	Không ổn định
PES tấm [BMIM][CH ₃ COO]	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	Không ổn định
PVDF tấm [BMIM][BF ₄]	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	Không ổn định
PVDF tấm [BMIM][CH ₃ COO]	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	ổn định	Không ổn định

Bảng 2. Độ thấm của CO_2 và CH_4 qua các màng tấm chất lỏng ion

Màng tấm chất lỏng ion	Độ thấm của khí đơn ($\text{m}^3/\text{s.m}$)	
	CO_2	CH_4
PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	$3,16 \cdot 10^{-10}$	$2,19 \cdot 10^{-11}$
PES tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	$4,99 \cdot 10^{-10}$	$3,67 \cdot 10^{-11}$
PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	$2,63 \cdot 10^{-10}$	$2,17 \cdot 10^{-11}$
PES tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	$2,39 \cdot 10^{-10}$	$2,23 \cdot 10^{-11}$

Bảng 3. Độ chọn lọc lý tưởng và hiệu suất tách lý tưởng của các màng tấm chất lỏng ion

Màng tấm chất lỏng ion	Độ chọn lọc lý tưởng CO_2/CH_4	Hiệu suất tách lý tưởng (%)
PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	14,43	93,52
PES tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	13,6	93,15
PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	12,12	92,38
PES tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	10,72	91,47

Độ chọn lọc lý tưởng của các màng tấm chất lỏng ion đối với các khí cũng phụ thuộc vào loại chất lỏng ion và loại chất mang (màng polymer). Trong nghiên cứu này, màng PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][BF₄] thể hiện độ chọn lọc và hiệu suất tách lý tưởng cao nhất, tương ứng là 14,43% và 93,52%. Các màng còn lại cũng thể hiện hiệu suất tách lý tưởng khá cao, đều trên 90%.

3.2.2. Độ chọn lọc của khí trong hỗn hợp

Để mô phỏng quá trình tách CO_2 trong thực tế, độ chọn lọc của hỗn hợp khí CO_2 và CH_4 với tỷ lệ 50:50 (theo thể tích) cũng được nghiên cứu tương tự như các khí đơn. Hỗn hợp khí được đưa vào ngăn nguyên liệu với độ chênh áp thích hợp với ngăn thấm. Sau khi tiến hành thực nghiệm, thành phần của khí thấm qua màng được xác định bằng phương pháp sắc ký khí. Độ chọn lọc của CO_2 và CH_4 khi thấm qua màng polymer tấm chất lỏng ion được tính theo công thức (4).

Bảng 4 thể hiện kết quả về thành phần khí ở ngăn thấm, độ chọn lọc và hiệu suất tách của hỗn hợp khí.

Tương tự khí lý tưởng, độ chọn lọc và hiệu suất tách của màng PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][BF₄] đối với hỗn hợp khí cho giá trị cao nhất, tương ứng là 12,85% và 92,8%. Các giá trị về hiệu suất tách của các màng tấm chất

Bảng 4. Thành phần khí ở ngăn thấm, độ chọn lọc và hiệu suất tách đối với hỗn hợp khí của các màng tấm chất lỏng ion

TT	Màng tấm chất lỏng ion	Hàm lượng CO ₂ (%)	Hàm lượng CH ₄ (%)	Độ chọn lọc (α)	Hiệu suất tách (%)
1	PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	92,81	7,19	12,85	92,81
2	PES tấm chất lỏng ion [BMIM][BF ₄]	92,19	7,81	11,72	92,19
3	PVDF tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	91,30	8,70	10,40	91,30
4	PES tấm chất lỏng ion [BMIM][CH ₃ COO]	90,71	9,29	9,77	90,71

Bảng 5. Sự thay đổi khối lượng của màng theo thời gian

Thời gian (ngày)	1	3	5	7	10	30
Khối lượng [BMIM][BF ₄] trên màng PES (g)	0,2037	0,2034	0,2032	0,2032	0,2032	0,2032
Khối lượng [BMIM][CH ₃ COO] trên màng PES (g)	0,2018	0,2015	0,2014	0,2014	0,2014	0,2014
Khối lượng [BMIM][BF ₄] trên màng PVDF (g)	0,1592	0,1590	0,1590	0,1590	0,1588	0,1588
Khối lượng [BMIM] trên màng PVDF (g)	0,1394	0,1391	0,1390	0,1390	0,1390	0,1390

lỏng ion còn lại đều trên 90%. Mặc dù, các thực nghiệm trên mới chỉ giới hạn ở một tỷ lệ và thành phần nhất định của hỗn hợp khí, song kết quả về độ chọn lọc thu được cho thấy có thể sử dụng các màng polymer tấm chất lỏng ion cho quá trình tinh chế khí tự nhiên có chứa nhiều CO₂.

Độ chọn lọc của màng tấm chất lỏng ion đối với hỗn hợp khí nhỏ hơn so với khí lý tưởng từ 10 - 12%. Điều này được lý giải như sau: trong hỗn hợp khí có sự cạnh tranh về sự thẩm qua, trong khí nguyên chất không có hiện tượng này. Điều này có thể làm cho độ thấm của khí CO₂ giảm, dẫn tới làm giảm độ chọn lọc. Tuy nhiên, hiệu suất tách chỉ giảm từ 0,5 - 1%.

3.3. Độ ổn định của màng tấm chất lỏng ion

Sau 30 ngày sử dụng liên tục, các màng polymer tấm chất lỏng ion được kiểm tra khối lượng. Kết quả cho thấy, khối lượng của màng thay đổi rất ít trong những ngày đầu, sau đó ổn định. Đó là do một phần nhỏ lượng chất lỏng ion bám trên bề mặt ngoài của màng bị trôi đi trong quá trình thử nghiệm (Bảng 5). Các kết quả đo độ thấm và độ chọn lọc của các màng cũng không thay đổi. Từ đó có thể kết luận chất lỏng ion ổn định trên các màng chế tạo được.

4. Kết luận

Các màng polymer tấm chất lỏng ion trong nghiên cứu này có khả năng thẩm thấu chọn lọc đối với CO₂ trong hỗn hợp với CH₄. Hiệu suất tách của các màng tấm chất lỏng ion đạt trên 90%. Mặt khác, các màng tấm chất lỏng ion cũng khá ổn định trong các điều kiện tiến hành thực nghiệm. Các kết quả nghiên cứu cho thấy tiềm năng của màng tấm chất lỏng ion trong tinh chế khí tự nhiên, khí biomass... đặc biệt là các khí có hàm lượng CO₂ cao.

Tài liệu tham khảo

1. Maqsood Ahmad Malik, Mohd Ali Hashim, Firdosa Nabi. *Ionic liquid in supported liquid membrane technology*. Chemical Engineering Journal. 2011; 171(1): p. 242 - 254.
2. Christina Myers, Henry Pennline, David Luebke, Jeffery Ilconich, Janeille K.Dixon, Edward J.Maginn, Joan F.Brennecke. *High temperature separation of carbon dioxide/hydrogen mixtures using facilitated supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2008; 322(1): p. 28 -31.
3. F.J.Hernández-Fernández, A.P.de los Ríos, F.Tomás-Alonso, J.M.Palacios, G.Villora. *Preparation of supported ionic liquid membranes: influence of the ionic liquid immobilization method on their operational stability*. Journal of Membrane Science. 2009; 341(1-2): p. 172 - 177.
4. A.P.de los Ríos, F.J.Hernández-Fernández, F.Tomás-Alonso, J.M.Palacios, D.Gómez, M.Rubio, G.Villora. *A SEM-EDX study of highly stable supported liquid membranes based on ionic liquids* Journal of Membrane Science . 2007; 300(1 - 2): p. 88 - 94.
5. A.S.Kovvali, H.Chen, G.Obuskovic, S.Majumdar, K.K.Sirkar. *Immobilized liquid membranes for CO₂ separation*. Center for Membrane Technologies, Department of Chemical Engineering, Chemistry and Environmental Science, New Jersey Institute of Technology, Newark, NJ 07102.
6. Yingying Jiang, Wenting Wang, Lei Li, Zheng Zhou, Zhibing Zhang. *Permeability and selectivity of sulfur dioxide and carbon dioxide in supported ionic liquid membranes*. Chinese Journal of Chemical Engineering. 2009; 17(4): p. 594 - 601.

7. Hiroshi Takeuchi, Katsuroku Takahashi, Wataru Goto. *Some observation on the stability of supported liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 1987; 34(1): p.19 - 31.
8. Eleanor D.Bates, Rebecca D.Mayton, Ioanna Ntai, James H.Davis. *CO₂ capture by a task-specific ionic liquid*. J. Am. Chem. Soc. 2002; 124: p. 926 - 927.
9. Weize Wu, Buxing Han, Haixiang Gao, Zhimin Liu, Tao Jiang, Jun Huang. *Desulfurization of flue gas: SO₂ absorption by an ionic liquid*. Angewandte Chemie International Edition. 2004; 43(18): p. 2415 - 2417.
10. Thomas Welton. *Room-temperature ionic liquids, solvents for synthesis and catalysis*. Chemical Reviews. 1999; 99(8): p. 2071 - 2083.
11. Seda Keskin, Defne Kayrak-Talay, Uğur Akman, Öner Hortaçsu. *A review of ionic liquids towards supercritical fluid applications*. The Journal of Supercritical Fluids. 2007; 43(1): p. 150 - 180.
12. Antonia P. de los Ríos, Francisco J.Hernández-Fernández, Manuel Rubio, Francisca Tomás-Alonso, Demetrio Gómez, Gloria Villora. *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.
13. Antonia P.de los Ríos, Francisco J.Hernández-Fernández, Manuel Rubio, Francisca Tomás-Alonso, Demetrio Gómez, Gloria 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.
14. Paul Scovazzo, Jesse Kieft, Daniel A.Finan, Carl Koval, Dan DuBois, Richard Noble. *Gas separations using non-hexafluorophosphate [PF₆]⁻ anion supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2004; 238(1 - 2): p. 57 - 63.
15. Jeffery Ilconich, Christina Myers, Henry Pennline, David 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.
16. Bùi Thị Lệ Thủy. *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*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 3: trang 45 - 50.
17. P.Luis, L.A.Neves, C.A.M.Afonso, I.M.Coelhoso, J.G.Crespo, A.Garea, A.Irabien. *Facilitated transport of CO₂ and SO₂ through supported ionic liquid membranes (SILMs)*. Desalination. 2009; 245(1 - 3): p. 485 - 493.
18. E.L.Cussler. *Diffusion mass transfer in fluid systems, 2nd edition*. Cambridge University Press, USA. 1997.
19. Tai-Shung Chung, Lan Ying Jiang, Yi Li, Santi Kulprathipanja. *Mixed matrix membranes (MMMs) comprising organic polymers with dispersed inorganic fillers for gas separation*. Progress in Polymer Science. 2007. 32: p. 483 - 507.
20. S.H.Barghi, M.Adibib, D.Rashtchian. *An experimental study on permeability, diffusivity, and selectivity of CO₂ and CH₄ through [BMIM][PF₆] ionic liquid supported on an alumina membrane: Investigation of temperature fluctuations effects*. Journal of Membrane Science. 2010; 362 (1 - 2): p. 346 - 352.
21. Luísa A.Neves, João G.Crespo, Isabel M.Coelhoso. *Gas permeation studies in supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2010; 357(1 - 2): p. 160 - 170.

Investigation of CO₂ separation from the CO₂/CH₄ gas mixture using supported ionic liquid membranes

Bui Thi Le Thuy, Nguyen Van Luc
Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Some supported ionic liquid membranes (SILMs) were prepared from polyvinylidene fluoride (PVDF), polyethersulfone (PES) membranes and ionic liquids butyl methyl imidazolium tetrafluoroborate ([BMIM][BF₄]), butyl methyl imidazolium acetate ([BMIM][CH₃COO]). Prepared SILMs were used for CO₂ separation from the CO₂/CH₄ gas mixture. The results showed that the ideal selectivity 10.72 ÷ 14.43 and the real selectivity 9.77 ÷ 12.85 of SILMs for CO₂/CH₄ were observed (separation yields reached 90 ÷ 93%). The mass and selectivity of SILMs were stable after working continuously for 30 days. These results exhibit the promising potential of using SILMs for CO₂ separation processes.

HẠ THỦY GIÀN KHOAN TỰ NÂNG ĐẦU TIÊN Ở VIỆT NAM

ThS. Ngô Tuấn Dũng

Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard)

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu ý tưởng thiết kế và kết quả quá trình hạ thủy giàn khoan tự nâng mẫu LTI-116E bằng hai đường trượt bằng (không sử dụng ụ khô). Quá trình thi công hạ thủy được thực hiện khi công tác thi công chế tạo giàn khoan tự nâng khá hoàn thiện và nằm trên hai dầm trượt, sử dụng sà lan bán chìm Giant 2 để hạ thủy. Các thông số kỹ thuật cơ bản của kết cấu hạ thủy phụ thuộc vào hình dạng kết cấu điển hình của thân giàn khoan tự nâng và các kết cấu khác của giàn. Giàn khoan tự nâng dài khoảng 74,09m, rộng 62,79m, thân giàn cao 7,95m và khối lượng hạ thủy khoảng 9.020 tấn. Do đó, việc kiểm soát an toàn quá trình hạ thủy có yêu cầu đặc biệt hơn so với việc hạ thủy các công trình biển trước đây với khối lượng công trình vào khoảng 4.000 - 5.500 tấn như kết cấu chân đế, thượng tầng giàn khoan cố định. Cường độ, ứng suất và độ võng của kết cấu giàn khoan được phân tích, tính toán một cách kỹ lưỡng cùng với khối lượng phân bố trên giàn. Các trang thiết bị phục vụ công tác thi công hạ thủy bao gồm hệ thống nền móng, hệ thống kích kéo thủy lực, cáp kéo, đường trượt... được thiết kế dựa vào kết quả của quá trình phân tích, tính toán và lực ma sát giữa đường trượt và gối trượt. Quá trình vận hành bơm dẫn nước cho sà lan hạ thủy được kiểm soát bởi hệ thống thiết bị logic khả trình (programmable logic controller - PLC) trong phòng điều khiển trên sà lan. Độ võng tương đối kết cấu giàn khoan được theo dõi, kiểm soát trong suốt quá trình hạ thủy. Quá trình di chuyển giàn khoan tự nâng trong quá trình hạ thủy, kéo ra bãi đánh chìm, đánh chìm sà lan hạ thủy được phân tích tính toán và so sánh với các kết quả thực nghiệm.

Phương án hạ thủy trình bày trong bài báo này được kiểm chứng thông qua quá trình hạ thủy thành công giàn khoan tự nâng đầu tiên ở Việt Nam. Những ý tưởng và kinh nghiệm thu được có thể được vận dụng để thiết kế thi công hạ thủy những giàn khoan có kích thước và trọng lượng lớn hơn 15.000 tấn. Các hướng dẫn để phát triển phương án thi công hiệu quả đối với các kết cấu công trình biển nổi và các công trình biển có dạng tàu để áp dụng trong tương lai.

1. Mở đầu

Trên thị trường thế giới trong những năm gần đây, giàn khoan nổi và di động trên biển đang phát triển nhanh chóng trong lĩnh vực thi công công trình biển. Công việc chế tạo và lắp đặt kết cấu công trình biển nổi, di động (như: giàn khoan tự nâng, giàn khoan tiếp trợ, giàn nửa nổi nửa chìm, các kho nổi chứa và xử lý dầu (FSO, FPSO)...) thường được thực hiện trong ụ khô.

Đối với các kết cấu công trình biển dạng tàu, phần thân dưới hay toàn bộ kết cấu chính của thân thường được chế tạo, lắp đặt trong ụ khô theo phương án đóng tàu truyền thống thông thường. Kết cấu thượng tầng/kết cấu bên trên và các phân đoạn chân được cẩu lắp tại khu vực bờ cảng bãi chế tạo bằng các cầu lớn. Phương pháp này phụ thuộc rất nhiều vào thời gian thi công trong ụ khô và tiến độ thi công rất chặt chẽ. Vì vậy, sự ăn khớp giữa tiến độ thi công, chế tạo, lắp đặt các hạng mục hoặc bộ phận kết cấu phải đảm bảo đáp ứng yêu cầu tiến độ tổng thể của dự án. Trong trường hợp như vậy, việc cập nhật, chỉnh sửa, thay đổi thiết kế hay các yêu cầu sửa chữa từ phía chủ đầu tư thường rất khó khăn. Mặt khác, nếu bãi

chế tạo hoặc căn cứ không có ụ khô thì cũng không thể thực hiện được các công việc trên.

Phương pháp thi công, chế tạo, lắp đặt trên bờ đã được áp dụng cho Dự án đóng mới giàn khoan tự nâng 90m nước (giàn khoan tự nâng mẫu LTI-116E) trong điều kiện ở Việt Nam theo thứ tự thi công các hạng mục công việc, rút ngắn tiến độ tổng thể của dự án và quá trình chế tạo nhịp nhàng, linh hoạt. Thân giàn và các phần kết cấu chính của giàn khoan được chế tạo, lắp đặt, tổ hợp trên bờ song song trong cùng một thời gian. Kết cấu giàn khoan tự nâng sau khi hoàn thiện sẽ được hạ thủy và đánh chìm, làm nổi bằng cách sử dụng sà lan bán chìm. Phương pháp thi công này đòi hỏi nhà máy chế tạo phải có kinh nghiệm cũng như năng lực trong công tác thiết kế thi công hạ thủy, tổ chức và điều hành quá trình hạ thủy giàn khoan.

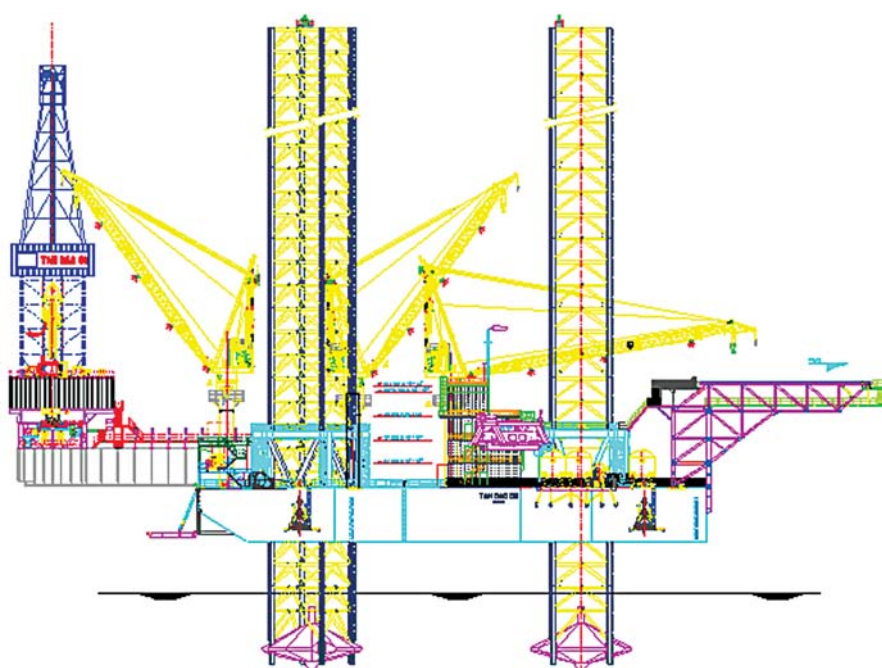
2. Điều kiện hạ thủy giàn khoan

2.1. Các thông số cơ bản của giàn

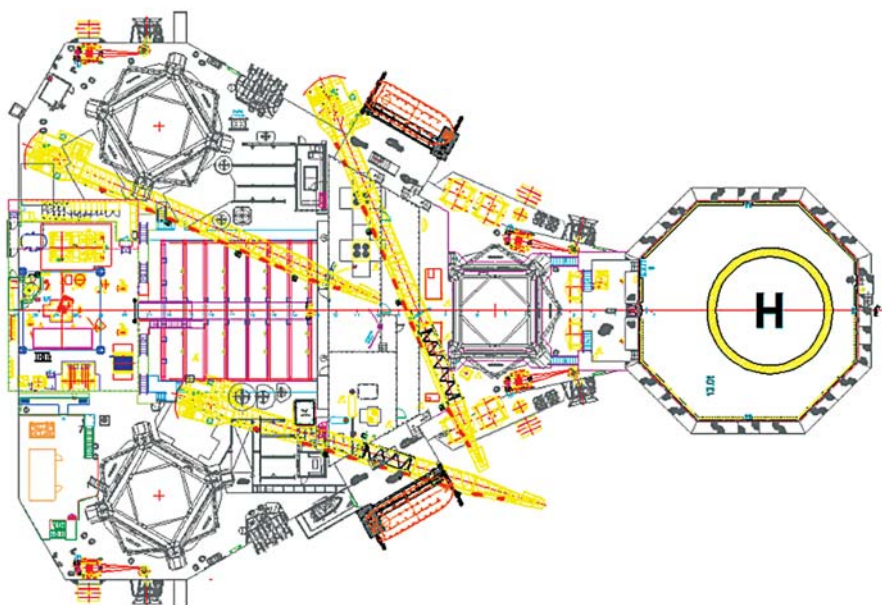
Công trình hạ thủy được đề cập là giàn khoan tự nâng LTI-116E gồm: thân giàn khoan, khối nhà ở, hệ thống dầm công xôn đỡ sàn khoan, tháp khoan và 3 chân giàn có

chiều dài 74m (tính tại thời điểm hạ thủy), với tổng khối lượng khoảng 9.020 tấn. Thân giàn tự nâng có hình dạng tam giác với các vách ngoài thẳng đứng, có hai vách dọc chính cách đường tâm giàn 7,9m. Các kích thước cơ bản của giàn tự nâng:

- Chiều dài thân: 74,09m;
- Bề rộng thân: 62,79m;
- Chiều cao thân: 7,95m;
- Mớn nước thiết kế: 5m;
- Trọng lượng lúc hạ thủy: 9.020 tấn.



Hình 1. Mặt đứng tổng thể giàn khoan tự nâng



Hình 2. Mặt bằng tổng thể giàn khoan tự nâng

2.2. Mặt bằng bố trí hạ thủy

Thông thường, vị trí tổ hợp lắp dựng cuối cùng của kết cấu hạ thủy được lựa chọn, xác định trên cơ sở xem xét tổng khối lượng của kết cấu (tại thời điểm hạ thủy), mực nước và độ sâu nước trước bến khu vực neo sà lan bán chìm hạ thủy. Mặt bằng bố trí tổng thể hệ thống thi công hạ thủy gồm: đường trượt, đế trượt, kích kéo, cáp kếp, sà lan bán chìm và bến cảng (Hình 3).

3. Cơ sở thiết kế hệ thống thi công hạ thủy giàn khoan

3.1. Tính tải

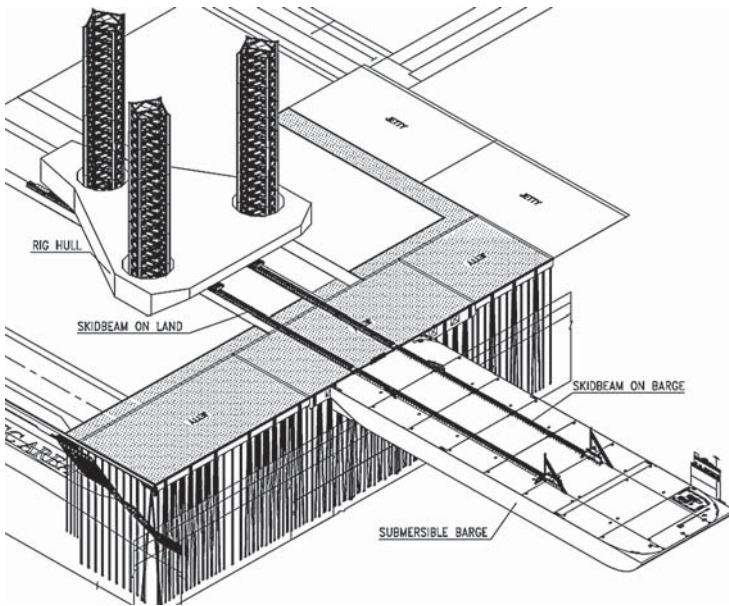
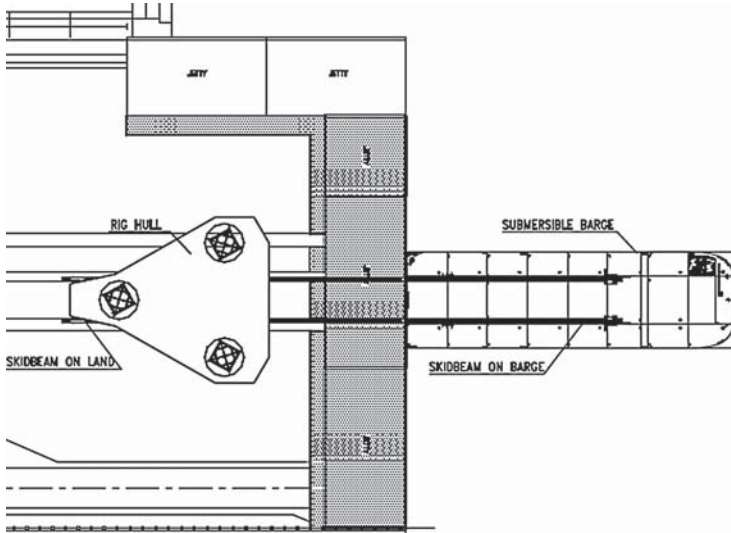
Trọng lượng bản thân giàn khoan gồm 10% dự phòng, trong thiết kế hệ thống hạ thủy lực ma sát được xem xét như tải trọng tĩnh. Hơn 1/3 tổng chiều dài thân giàn khoan tự nâng (chiều dài 74,09m) được đỡ bởi 2 gối trượt bố trí nằm trên hai đường trượt song song dưới đáy thân giàn.

Lực ma sát giữa đường trượt và gối trượt được tính toán bằng cách nhân khối lượng kết cấu hạ thủy và hệ số ma sát giữa các mặt tiếp xúc. Vật liệu tiếp xúc giữa đường trượt, gối trượt là tấm fluoroslip (FL 415 PTFE) và hệ số ma sát nghỉ (phá vỡ cân bằng tĩnh) giữa 2 mặt tiếp xúc (áp dụng trong tính toán là 20%). Hệ số ma sát động 12% (trượt) được quan trắc thu thập tại thời điểm bắt đầu dịch chuyển trong quá trình vận hành thực tế [9, 11].

3.2. Tải trọng động

Các tác động của môi trường (sóng, gió, dòng chảy) lên sà lan hạ thủy gây ra các dao động của sà lan, chính là các tải trọng động tác động lên hệ thống hạ thủy giàn khoan. Việc tính toán, ước lượng chuyển động và moment uốn của sà lan hạ thủy có vai trò quan trọng đối với quá trình thiết kế hệ thống thi công hạ thủy. Điều kiện môi trường khí tượng thủy văn trong quá trình vận hành hạ thủy giàn khoan 116E được mô tả cụ thể trong Bảng 1 [3].

Tổng hợp các kết quả phân tích dao động của sà lan hạ thủy (sử dụng phần mềm MOSES) thể hiện trong Bảng 2. Kết quả này sẽ được kiểm chứng bằng mô hình kiểm tra trong bể thử mẫu.



Hình 3. Mặt bằng bố trí hạ thủy

Bảng 1. Điều kiện môi trường hạ thủy

Điều kiện môi trường	Gió (knots)	Sóng H_s (m)	Chu kỳ sóng T_z (sec)	Dòng chảy (knots)
Giá trị	20	0,6	3	1

Bảng 2. Dao động và gia tốc dao động lớn nhất

Chiều cao sóng ý nghĩa ($H_s = 0,6m$)	Chuyển động dọc (Surge)	Chuyển động ngang (Sway)	Chuyển động đứng (Heave)	Chuyển động lắc ngang (Roll)	Chuyển động lắc dọc (Pitch)	Chuyển động quay (Yaw)
Chu kỳ cắt 0 ($T_z = 3s$)	[m], [m/s ²]			[deg], [deg/s ²]		
Dao động độ dịch chuyển, đơn vị m						
Gia tốc dao động	0,09	0,39	0,40	0,24	0,24	0,12

3.3. Các giới hạn khác

Các giới hạn được xem xét trong quá trình thiết kế thi công hạ thủy tùy thuộc vào trang thiết bị phục vụ hạ thủy, đặc tính kết cấu công trình hạ thủy và điều kiện địa chất đất nền bãi chế tạo. Các giới hạn được xem xét khi hạ thủy giàn khoan tự nâng gồm:

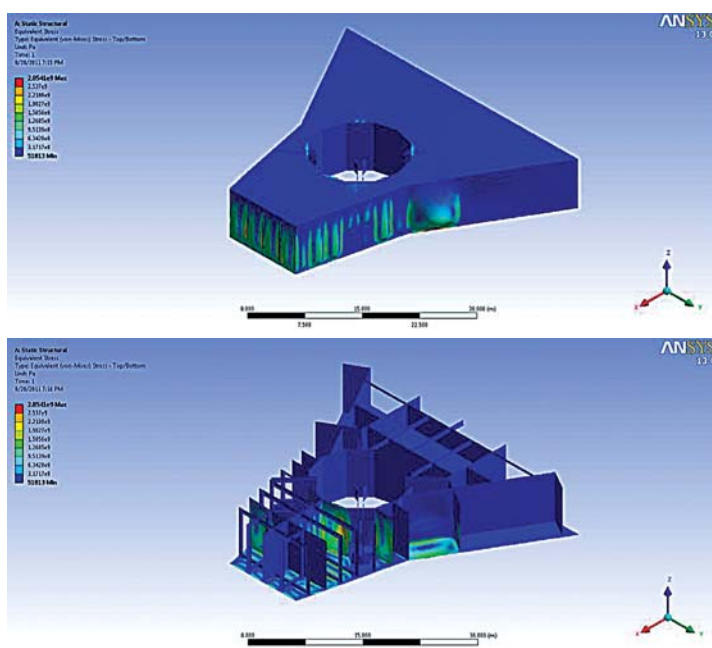
- Công suất và hành trình lớn nhất của xích thủy lực;
- Tốc độ và công suất kéo của xích;
- Cường độ và độ võng của kết cấu giàn khoan;
- Công suất và tốc độ bơm dẫn của sà lan hạ thủy;
- Cường độ của sà lan hạ thủy bao gồm đệm;
- Khả năng của đất nền bãi chế tạo, đường trượt bê tông và bờ cảng;
- Các thiết bị phục vụ hạ thủy khác trên bãi.

4. Thiết kế hệ thống hạ thủy giàn khoan tự nâng

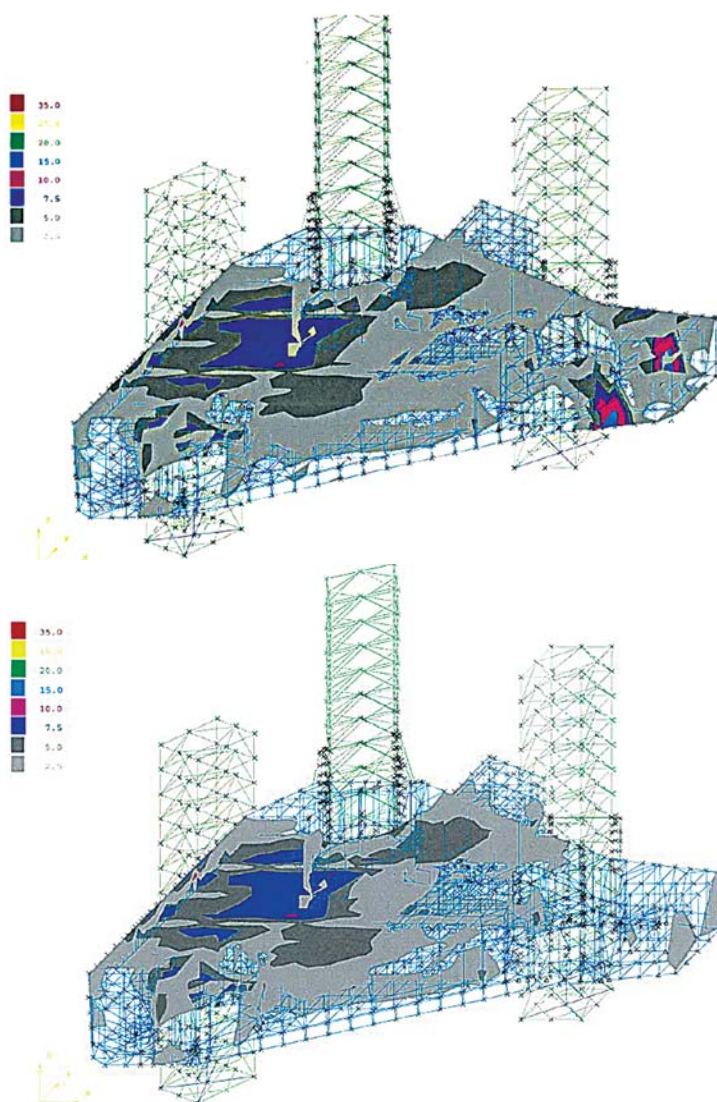
Trong phần này, tác giả đề cập đến các quan điểm tính của hệ thống hạ thủy, các hạng mục cần phân tích tính toán và xem xét kết quả sau khi áp dụng các điều kiện thiết kế đã nêu ở phần trên. Trong giai đoạn chế tạo, trước khi hạ thủy, kết cấu giàn khoan tự nâng được tổ hợp, lắp dựng trên các gối đỡ tạm thời.

4.1. Đường trượt trên bến và trên sà lan hạ thủy

Phương pháp phổ biến áp dụng hạ thủy các kết cấu công trình biển (chân đế, khối thượng tầng các giàn khoan cố định) là hạ thủy bằng phương pháp kéo trượt. Phương pháp này cũng được áp dụng để hạ thủy giàn khoan tự nâng. Hai đường trượt trên bãi chế tạo và



Hình 4. Ứng suất BHD và YORK nhìn từ mạn trái



Hình 5. Ứng suất của tấm đối với trường hợp tải trọng 1 và 2

trên sà lan được thiết kế để đỡ giàn khoan cùng với gối trượt nằm bên trên đường trượt. Bề mặt đường trượt được thiết kế sử dụng một loại vật liệu đặc biệt để giảm ma sát (các tấm fluoroslip FL 415 PTFE).

Dầm trượt trên bãi đặt trên hệ thống đường trượt bằng bê tông cốt thép trên đài móng cọc dự ứng lực, đường trượt trên sà lan đặt trên hệ thống kết cấu dầm chính của sà lan. Các kết cấu đỡ (đường trượt bê tông, kết cấu dầm chính sà lan) phải được thiết kế, kiểm tra sao cho không bị lún và biến dạng trong suốt quá trình kéo.

4.2. Phân tích ổn định bến

Ổn định bến cảng phải được kiểm tra trong giai đoạn đầu của thiết kế thi công hạ thủy bằng cách kiểm tra các giới hạn phá hủy kết cấu bến dưới sự tác động của tải trọng gây ra trong suốt quá trình hạ thủy. Kết cấu bến được tính toán phân tích theo các tổ hợp tải trọng sau:

- Tải trọng phân bố của hệ thống hạ thủy và kết cấu giàn khoan;
- Áp lực của sà lan tác dụng lên mặt trước của bến khi kéo;
- Lực cập sà lan, lực neo sà lan;
- Các loại tải trọng khác.

Độ an toàn của bến phụ thuộc chủ yếu đến các tải trọng của sà lan tác động lên bến. Vì vậy, khi thiết kế hệ thống hạ thủy cần phải giảm thiểu tối đa các tác động sà lan hạ thủy lên bến cảng và yêu cầu về giới hạn an toàn của bến cảng phải đảm bảo thỏa mãn đối với tất cả các trường hợp xem xét.

4.3. Mặt bằng bố trí dầm và sà lan hạ thủy

Các yếu tố xem xét khi chọn sà lan phục vụ hạ thủy giàn khoan tự nâng:

- Mớn nước sà lan trước, trong và sau khi nhận tải;
- Diện tích sàn trên sà lan cần thiết để bố trí dầm trượt;
- Tốc độ bơm dầm so với tốc độ kéo;
- Cường độ dọc sà lan và cường độ cục bộ mặt boong;
- Khả năng ổn định của sà lan trong quá trình vận chuyển, đánh chìm.

Sà lan bán chìm Giant 2 của Smit Division được tính toán và lựa chọn phù hợp những yêu cầu đã nêu trên. Quá trình hạ thủy giàn khoan tự nâng được chia thành 14 bước chính. Các trạng thái dẫn nước và độ võng tương đối của sà lan được theo dõi, kiểm tra trong suốt quá trình hạ thủy [4].

4.3.1. Các thông số chính của sà lan hạ thủy

Sà lan được sử dụng để hạ thủy là sà lan bán chìm Giant 2 có kích thước cơ bản như sau:

- Chiều dài: 140m;
- Chiều rộng: 36m;
- Chiều cao mạn: 8,5m;
- Mớn nước đánh chìm: 6,68m;
- Lượng choán nước: 24.000 tấn;
- Đăng kiểm LR, 100A1 sà lan bán chìm có thể đi biển.

4.3.2. Kiểm soát nước dẫn

Kiểm soát bơm dẫn nước cho sà lan hạ thủy nhằm đảm bảo mớn nước của giàn, độ nghiêng dọc, nghiêng ngang của sà lan nằm trong giới hạn vận hành: $\pm 0,25$ độ đối với nghiêng dọc và $\pm 0,2$ độ đối với nghiêng ngang [12]. Quá trình bơm dẫn nước cho sà lan được chia thành 14 giai đoạn, mỗi giai đoạn tương ứng khoảng 6m dịch chuyển của giàn khoan. Kế hoạch bơm dẫn nước cho sà lan hạ thủy cũng tính đến toàn bộ thời gian dự kiến hạ thủy, được ước tính trên cơ sở vận tốc kéo trượt, tốc độ dịch chuyển của kích kéo và sự thay đổi biên độ thủy triều. Trạng thái dẫn thực tế trong quá trình hạ thủy được kiểm soát bằng cách đo mớn nước trực tiếp, bằng thiết bị đo tự động và máy toàn đạc.

Để kiểm soát mớn nước, nghiêng ngang, nghiêng dọc của sà lan trong suốt quá trình truyền và nhận tải, bơm/xả nước dẫn bù do thay đổi mực nước thủy triều trong quá trình hạ thủy, trên sà lan hạ thủy thiết kế lắp đặt thêm một hệ thống bơm nước dẫn chính (khác với hệ thống bơm của sà lan) và vận hành cùng với hệ thống bơm của sà lan. Công suất của hệ thống bơm ngoài bổ sung và các bể chứa nước được tính toán, lựa chọn căn cứ vào sự thay đổi biên độ thủy triều và mớn nước của sà lan hạ thủy. Theo tính toán có 24 bơm chìm 10Ps được bổ sung, mỗi bơm có công suất $800\text{m}^3/\text{giờ}$ [2].

4.4. Phân tích cường độ và độ võng của giàn khoan

Cường độ và độ võng kết cấu hạ thủy được tính toán, phân tích kiểm tính bằng phần mềm ANSYS và SACS. Hệ

số ứng suất, khả năng ổn định chịu nén của tấm và độ biến dạng của kết cấu thân giàn phải được kiểm tra theo các tải trọng, tổ hợp tải trọng tác động lên kết cấu trong quá trình hạ thủy.

Kết quả phân tích kiểm tính kết cấu giàn khoan tự nâng chứng tỏ kết cấu của giàn không vượt quá các giới hạn an toàn trong suốt quá trình thực hiện hạ thủy. Ngoài ra, hệ số ứng suất và độ biến dạng kết cấu giàn khoan nhỏ hơn so với ứng suất và biến dạng tính toán trong điều kiện giàn hoạt động trên biển. Ứng suất Von-mises sau khi phân tích lớn nhất là 180N/mm^2 tại vị trí tấm mạn thân giàn phía đáy gần với trục đối xứng của giàn và biến dạng lớn nhất là 120mm so với phương thẳng đứng tại khu vực kết cấu bệ đỡ kích kéo thủy lực. Trong mỗi hành trình piston của kích kéo thủy lực biến dạng tự nhiên, thân giàn khoan không thay đổi trong suốt quá trình hạ thủy và không gây ra các tải trọng tập trung cục bộ trên kết cấu thân giàn. Các tấm nệm chèn được thiết kế sử dụng để có thể giữ biến dạng kết cấu thân giàn nằm trong giới hạn cho phép trong trường hợp hệ thống kích kéo bị hỏng. Biến dạng của sà lan hạ thủy gây ra bởi áp lực thủy tĩnh và mô men uốn dọc do sóng phải được xem xét dưới dạng biến dạng tổng thể xuất hiện trong từng hành trình của kích kéo. Biểu đồ tổ hợp ứng suất và biến dạng kết cấu giàn khoan tự nâng trong quá trình hạ thủy được thể hiện trong Hình 4 và 5 [16, 17].

4.5. Hệ thống kích kéo

Lực kéo tính toán theo yêu cầu hạ thủy kết cấu công trình tỷ lệ thuận với khối lượng và hệ số ma sát giữa hai mặt trượt tiếp xúc gối trượt và dầm trượt. Trong dự án hạ thủy giàn khoan tự nâng 90m nước, lực kéo yêu cầu theo tính toán là 1.808,4 tấn tương ứng với hệ số ma sát là 20% (hệ số ma sát nghỉ) [1, 4]. Hệ thống kéo hạ thủy được thiết kế có khả năng kiểm soát hướng kéo hạ thủy. Hệ thống kéo điển hình sử dụng các kích kéo thủy lực, lựa chọn trên cơ sở kinh nghiệm thực hiện hạ thủy ở các dự án hạ thủy công trình biển trước đây.

Hệ thống kéo thủy lực gồm 6 kích kéo G-SJ27, mỗi kích có khả năng kéo 441,5 tấn, các bó cáp được căng cùng với kích kéo, kích kéo lắp đặt tại vị trí gối đỡ kích, cố định trên gối đỡ bằng các bu lông chịu lực với kết cấu neo được hàn cố định trên kết cấu mặt sàn chính của sà lan hạ thủy.

Mỗi kích kéo có công suất 441,5 tấn (lực nén tối đa là 350 bar), hành trình piston dài 500mm và tốc độ kéo 12m/giờ, được áp dụng để hạ thủy giàn khoan tự nâng. Công suất của kích được tính toán thiết kế vượt quá 115% so với

lực ma sát tính toán nhằm đảm bảo trường hợp tăng ma sát ngoài ý muốn. Các bộ phận liên quan trong hệ thống thiết kế hạ thủy như dầm liên kết, đệm thép và dầm trượt chịu tác động của lực kéo. Lực kéo được xem xét, tính toán, kiểm tra dưới sự tác động của toàn bộ lực kéo.

4.6. Đệm va bảo vệ

Đệm thép bảo vệ được sử dụng tại vị trí mặt tiếp xúc giữa đường trượt trên bờ và đường trượt trên sà lan hạ thủy. Tương ứng với 2 đường trượt có 2 đệm thép bảo vệ được sử dụng để chịu tác động lực nén và truyền tải trọng trong quá trình kéo. Bố trí hệ thống liên kết tại vị trí đặt đệm thép thể hiện trong Hình 3.

Các đệm thép được lắp đặt phía đuôi sà lan, ép lên mặt trước của cằng chịu tác động của lực nén gây ra trong quá trình kéo hạ thủy. Theo yêu cầu mỗi đệm thép có diện tích khoảng 1,5m x 4,5m được xác định từ kết quả tính toán ổn định của bến. Kết cấu phía đuôi sà lan được tính toán kiểm tra đảm bảo chắc chắn kết cấu đủ cường độ để chống lại lực nén ép từ đệm thép. Đệm được thiết kế để kháng lại lực nén ép và 20% lực kéo theo phương vuông góc gây ra bởi sự dịch chuyển lên xuống của sà lan.

4.7. Hệ thống neo

Sà lan bán chìm Giant 2 được neo cố định tại bến trong suốt quá trình hạ thủy. Các dây neo thiết kế theo các hướng dẫn kỹ thuật tính toán thực hành (điều kiện môi trường chu kỳ 10 năm) như trình bày trong Bảng 1 nhằm giữ ổn định vị trí của sà lan. Lực neo tính toán lớn nhất khoảng 29,49 tấn. Điều kiện cực hạn của dây neo xảy ra sau khi hoàn thành hạ thủy, giàn khoan nằm hoàn toàn

trên sà lan hạ thủy. Các dây neo chịu tác động của môi trường lên hệ gồm giàn khoan và sà lan hạ thủy. Hệ thống neo dự phòng được chuẩn bị trong trường hợp bão xảy ra theo điều kiện bảo chu kỳ 100 năm [8]. Lúc này dầm liên kết đóng vai trò như là hệ thống neo và có thể trang bị thêm các dây neo khi có yêu cầu.

4.8. Hệ thống kiểm tra, kiểm soát

Các yếu tố liên quan ảnh hưởng đến quá trình thi công hạ thủy được lập thành danh mục và kiểm tra liên tục trong suốt thời gian hạ thủy. So sánh, kiểm tra các dữ liệu thu thập được với các giá trị tính toán, ước tính ban đầu để điều chỉnh các yếu tố này nằm trong giới hạn cho phép. Các hạng mục, yếu tố chính cần theo dõi gồm:

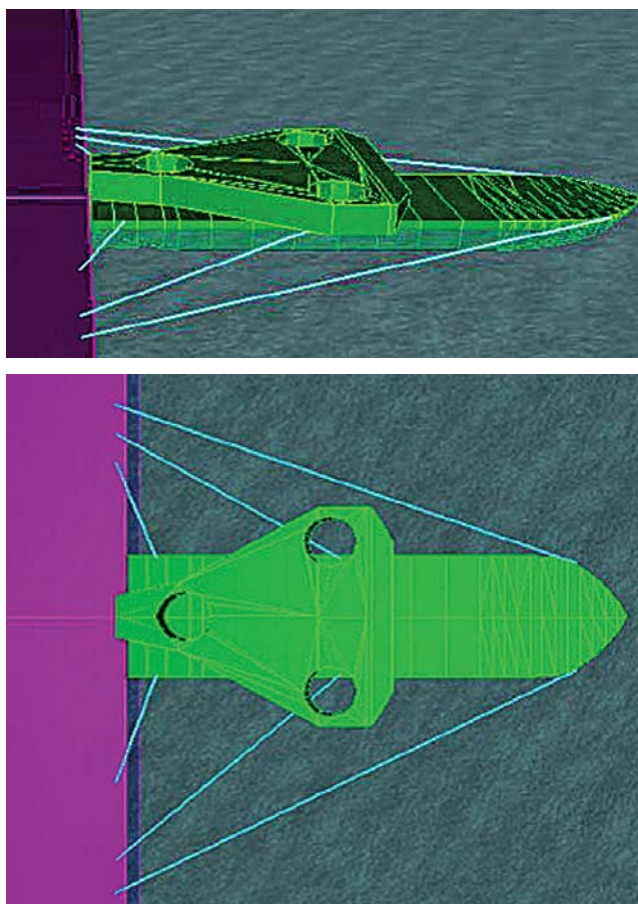
- Độ võng của kết cấu thân giàn khoan;
- Độ lún của nền bãi chế tạo, đường trượt;
- Hướng dịch chuyển hạ thủy;
- Áp lực của kích và hành trình piston thủy lực;
- Lực kéo của kích;
- Vị trí và mức nước của sà lan hạ thủy;
- Độ võng tương đối giữa các dầm kết cấu của sà lan.

5. Những điều cần lưu ý trong quá trình hạ thủy

Tất cả những yếu tố rủi ro được nêu ra trong giai đoạn thiết kế thông qua phân tích nguy hiểm và khả năng vận hành (HAZOP) phải được theo dõi và kiểm tra cẩn thận trong suốt quá trình hạ thủy. Do công tác thi công hạ thủy kết cấu giàn khoan tự nâng đóng vai trò hết sức quan trọng nên cần phải xem xét:

Bảng 3. Tổng hợp hợp kết quả kiểm tra sức căng trong dây neo

Hướng tác dụng	Lực căng lớn nhất của dây neo (T)					
	P1	P2	P3	S1	S2	S3
Từ phía đuôi sà lan	18,18	27,39	27,65	16,20	21,57	25,00
Từ phía đuôi khu nhà ở	9,07	11,12	9,85	5,76	6,40	13,86
Từ phía mạn phải	6,83	9,94	27,31	7,72	11,60	29,49
Từ phía mạn phải khu nhà ở	6,97	7,77	14,10	9,50	9,71	9,99
Từ phía mũi sà lan	5,52	5,89	6,61	5,21	5,36	5,81
Từ phía mạn trái khu vực nhà ở	9,98	11,48	12,39	6,68	6,37	13,15
Từ phía mạn trái	8,06	11,47	31,77	6,79	9,85	27,49
Từ phía mũi khu nhà ở	6,45	7,95	14,99	8,36	9,10	8,05
Hướng có giá trị lớn nhất	18,18	27,39	31,77	16,20	21,57	29,49
Sức căng tiêu chuẩn < 32,2 tấn (đối với P1, P2, S1, S2) < 37,4 tấn (đối với P3 & S3)	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu



Hình 6. Mặt bằng bố trí neo sà lan hạ thủy

- Kiểm soát hướng kéo trượt hạ thủy, có thể dẫn đến chênh hướng do chiều dài kéo lớn;
- Tải trọng kéo gây ra lực ép, phân bố lệch lên mặt bến;
- Kiểm tra cường độ tại những vị trí liên kết với sà lan bằng các số liệu đo;

Lực kéo, cường độ kết cấu điểm kết nối với sà lan hạ thủy vượt quá mức cho phép và kiểm soát sà lan hạ thủy Giant 2 là những điểm cần chú ý nhất trong quá trình thi công hạ thủy giàn khoan tự nâng.

6. Kết luận

Phương pháp thiết kế hạ thủy trình bày ở trên góp phần vào việc hạ thủy thành công giàn khoan tự nâng đầu tiên ở Việt Nam, giàn khoan được chế tạo, tổ hợp, đấu lắp tổng thành trên bãi chế tạo - giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03. Bài báo giới thiệu một phương pháp thi công mới ở Việt Nam cùng với các điểm khác biệt so với thi công theo phương pháp truyền thống là sử dụng ụ khô (trong thời điểm hiện tại bãi chế tạo chưa có ụ khô) của kết cấu công trình biển nổi, công trình biển nổi và các khối block tàu trước khi kết nối trên biển.

nổi chứa và xử lý dầu, mà trong tương lai chúng ta có thể áp dụng.

Phương pháp thi công này cho phép các công việc lắp đặt, chạy thử công trình được thực hiện trên bãi chế tạo, đồng thời tạo ra một môi trường làm việc thuận lợi hơn so với các phương pháp thi công khác đó là có thể sử dụng các thiết bị hỗ trợ công tác thi công chế tạo như cần cẩu trục có tính linh động cao và tính đa nhiệm.

Phương pháp thi công này cũng có thể áp dụng đối với lĩnh vực đóng tàu truyền thống để giảm thiểu thời gian chế tạo, tổ hợp, đấu lắp và tăng tính hiệu quả, thậm chí không cần sử dụng ụ khô khi có thể hạ thủy và đánh chìm các kết cấu công trình biển nổi, công trình biển lớn và các khối block tàu trước khi kết nối trên biển.

Tài liệu tham khảo

1. ALE. *Basis of design skidding for the load-out and float-off the Rig Hull at PV Shipyard*. Vung Tau, Vietnam. 8/2011.
2. ALE. *Basis of sea-fastening for the load-out and float-off the Rig Hull at PV Shipyard*. Vung Tau, Vietnam. 8/2011.
3. ALE. *Ballast calculation for the load-out of the Rig Hull at PV Shipyard*. Vung Tau, Vietnam. 8/2011.
4. ALE. *Project execution plan for the load-out of the Rig Hull at PV Shipyard*. Vung Tau, Vietnam. 8/2011.
5. American Bureau of Shipping (ABS). *Rules for building and classing mobile offshore drilling units*. ABS. 2008.
6. American Bureau of Shipping (ABS). *Rules for classification of marine vessels and structure*. ABS. 2008.
7. American Institute of Steel Construction (AISC). *Manual of steel construction*. 9th edition, AISC. 2005.
8. American Petroleum Institute (API) API PR 2SK. *Design and analysis of station keeping systems for floating structures*. API. 1996 - 2008.
9. Det Norske Veritas (DNV). *Rules for planning and execution of marine operations*. DNV. 01/2005.
10. Det Norske Veritas (DNV). *Offshore standard, Marine operations, General*. DNV-OS-H101. 6/2005.
11. Det Norske Veritas (DNV). *Modeling and analysis of marine operations*. DNV-RP-H103. 4/2010.
12. Germanischer Lloyd (GL). *Marine operations*. GL. 2007; 4(6).

13. LeTourneau Technologies Inc. *Supper 116E - Operation and maintenance manual*. LTI M. 2010.
14. LeTourneau Technologies Inc. *Hull 255-Two skidway load out and on the barge analysis*. LTI American. 2011.
15. GL Noble Denton International Ltd. *Structural analysis of the super 1126E bow for the float-off and sail away*. GLND. 2011.
16. Noble Denton International Ltd. *Guidelines for load-out/General guidelines for marine transportation*. Noble Denton. 2009.
17. SACS (Structural Analysis Computer System). *Program manual-engineering dynamic*. EDInc. USA.
18. Subrata. K. Chakrabarti. *Handbook of offshore engineering*. Elsevier USA. 2005 (section 14.6, chapter 14 - Load-out method).
19. Tang H.Hsu. *Applied offshore structural engineering*. GPC. 1984.

First jack-up rig load-out in Vietnam

Ngo Tuan Dung

Petrovietnam Marine Shipyard Joint Stock Company

Summary

This paper presents the design concept and operation results of load-out for the jack-up rig LTI model 116E built on two skid beams (without dry dock facilities). It was the first attempt to build a jack-up rig, almost completely, on two skid beams on the ground and load-out it using the submersible barge Giant 2. The major characteristics of load-out structures, which depend on a jack-up rig configuration composed of general jack-up rig type hull and other structures, were its heavy weight of approximately 9,000 metric tons and long length of 74.09m compared to breadth and depth, i.e. 62.79×7.95 m. Special consideration was, therefore, required for safe load-out operation compared to previous load-out of other offshore structures (jackets and topsides) where the weight was less than 4,000 - 5,500 metric tons. The strength and longitudinal deflection of the jack-up rig were carefully analysed with appropriate weight distribution. All facilities for load-out including ground foundation, strain jack system and pulling system were designed based on the results of this analysis and the friction force between the skid way and hull supports (skid shoe). The ballasting operation for the barge was controlled by the control system (PLC) in the control room. Relative deflection in way of jack-up rig was monitored during the load-out operation. The motion of the jack-up rig during the load-out process, towing to float-off site and float-off phase were analysed and compared to model test results.

The load-out concept and methodologies described here are verified through the successful load-out operation of the first jack-up rig project in Vietnam. The concept and experience gained can be adopted for the load-out design of extra-heavy structures where the weight is more than 15,000 metric tons. Guidelines for the development of an efficient construction method for offshore and ship type structures are also suggested for future application of this concept.

PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH TEXTURE TRONG PHÁT HIỆN VẾT DẦU BẰNG DỮ LIỆU ẢNH VỆ TINH ENVISAT ASAR

TS. Trịnh Lê Hùng

Học viện Kỹ thuật Quân sự

Tóm tắt

Sự cố tràn dầu ảnh hưởng nghiêm trọng đến môi trường biển, đặc biệt là hệ sinh thái rừng ngập mặn, cỏ biển, đầm phá và các rạn san hô. Hiện nay, ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp (SAR) đã trở thành công cụ chính để phát hiện, giám sát vết dầu tràn trên biển với độ chính xác cao. Do đặc điểm thu nhận năng lượng tán xạ phản hồi của bộ cảm vệ tinh siêu cao tần và sự suy giảm dao động của sóng biển tại vị trí vết dầu tràn nên dữ liệu ảnh radar có thể tự động hóa quá trình nhận dạng và phân loại vết dầu trên biển. Bài báo này giới thiệu phương pháp phân tích texture trong phát hiện và phân loại vết dầu từ dữ liệu ảnh vệ tinh Envisat ASAR nhằm phục vụ việc giám sát và giảm thiểu thiệt hại do tràn dầu gây ra.

1. Mở đầu

Cùng với sự phát triển mạnh của khoa học kỹ thuật, kỹ thuật viễn thám đã được ứng dụng hiệu quả trong việc phát hiện sớm các vết tràn dầu trên biển với ưu điểm vượt trội so với ảnh quang học (như cho phép quan sát cả ngày và đêm, không phụ thuộc điều kiện thời tiết, đường thu nhận rộng). Dữ liệu viễn thám chủ động (Radar) là nguồn tư liệu chính trong nghiên cứu, giám sát hiện tượng tràn dầu trên biển [1 - 3].

Nhận dạng và phân loại vết dầu trên ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp rất phức tạp do khó phân biệt vết dầu và vết nhiễu. Hiện nay, có nhiều nghiên cứu trên thế giới phát hiện và phân loại vết dầu bằng dữ liệu ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp như: phương pháp giải đoán bằng mắt (dựa vào kiến thức chuyên gia), phương pháp phân loại sử dụng Fuzzy logic, sử dụng mô hình mạng Neural, phương pháp phân loại hướng đối tượng (object oriented)...

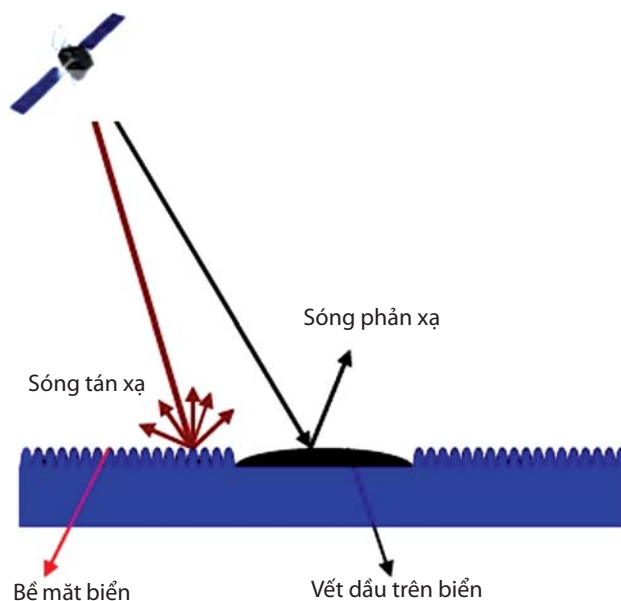
2. Phương pháp nghiên cứu

Năng lượng tán xạ phản hồi tại vị trí vết dầu thường bị suy giảm do đặc tính độ nhớt của vết dầu làm giảm dao động của sóng ngắn và giảm áp lực của gió (Hình 1). Do vậy, trên ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp, hình ảnh vết dầu thường có màu đen, tương phản rõ nét so với các vùng biển xung quanh. Đây là sự khác biệt cơ bản mà trên các dữ liệu viễn thám khác (viễn thám quang học, viễn thám nhiệt) không nhận biết được. Sự tương phản giữa hình ảnh vết dầu và vùng biển xung quanh là đặc điểm quan trọng để nhận dạng và phân loại vết dầu trên ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp.

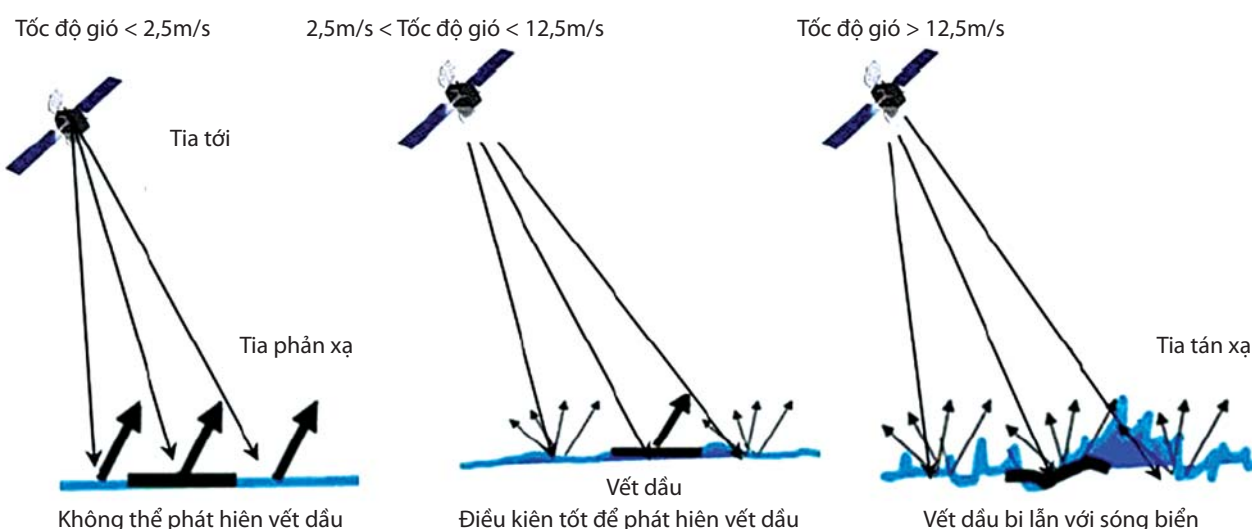
Việc phát hiện và nhận dạng vết dầu trên tư liệu ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: đặc điểm dữ liệu ảnh, tốc độ gió, ảnh hưởng của nhiễu hạt tiêu, ảnh hưởng của các vết nhiễu, điều kiện khí tượng bề mặt biển...

Tốc độ gió lý tưởng để phát hiện vết dầu trên ảnh vệ tinh radar của mở tổng hợp trong khoảng 2,5 - 12,5m/s. Với tốc độ gió nhỏ hơn 2,5m/s không thể phát hiện vết dầu, còn ở tốc độ gió lớn hơn 12,5m/s vết dầu bị lẫn với sóng biển (Hình 2) [4].

Trong xử lý ảnh radar, phân tích texture (texture analysis) là phương pháp trích chọn đặc trưng được sử dụng rộng rãi. Texture cho phép định nghĩa các đặc trưng lân cận như là một vùng hoặc một khối. Texture

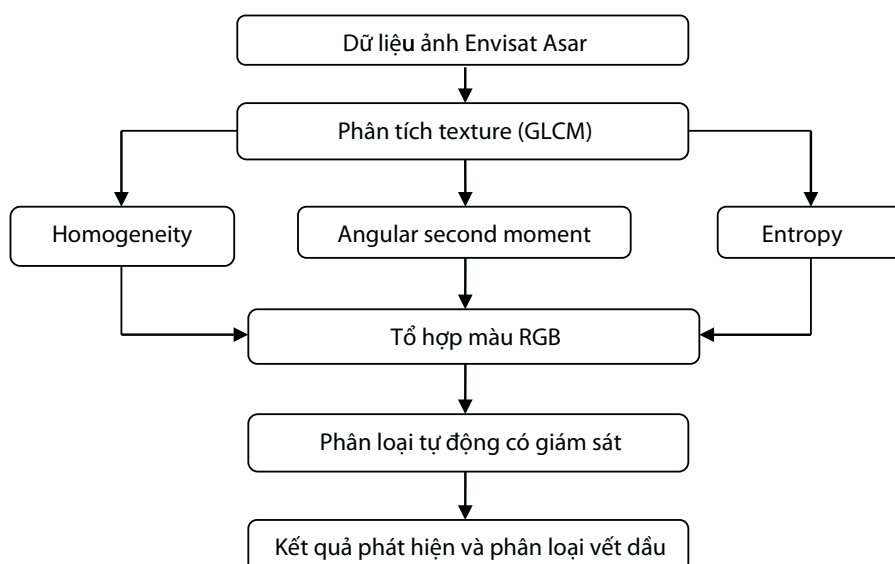


Hình 1. Năng lượng tán xạ tại vị trí vết dầu và vùng xung quanh



Hình 2. Ảnh hưởng của tốc độ gió đến vết dầu trên biển

được mô tả bởi 6 đặc trưng: tính thô (coarseness), tính tương phản (contrast), tính theo hướng (directionality), tính tương tự đoạn thẳng (line likeness), tính đều đặn (regularity) và tính gồ ghề (roughness). Các nghiên cứu trên thế giới đã chứng minh rằng, phương pháp phân tích texture dựa trên ma trận tương quan cấp độ xám GLCM (Grey level co-occurrence matrices) cho hiệu quả tốt trong phát hiện các đối tượng trên ảnh radar. Đây là phương pháp thống kê cổ điển, nhưng thường được sử dụng trong hầu hết các thuật toán phân lớp kết cấu ảnh [1].



Hình 3. Mô hình phát hiện và phân loại vết dầu trên ảnh Envisat ASAR

GLCM của ảnh có kích thước $m \times m$ là một ma trận hai chiều $P(i, j)$. Mỗi phần tử của ma trận thể hiện xác suất xảy ra cùng giá trị độ xám i và j tại một khoảng cách d và góc θ xác định. Do vậy, mỗi khoảng cách d và góc θ sẽ có nhiều ma trận GLCM khác nhau. Haralick đã đề nghị một tập hợp gồm 14 đặc trưng có thể tính toán được từ ma trận tương quan cấp độ xám GLCM sử dụng để phân lớp kết cấu ảnh. Tuy nhiên, trong nghiên cứu này, tác giả lựa chọn 3 đặc trưng phù hợp với bài toán phát hiện và phân loại vết dầu: Homogeneity, Angular second moment và Entropy.

- Homogeneity: Đặc trưng tính đồng nhất được sử dụng để đo lường tính dày đặc phân bố trong không gian của ma trận GLCM. Giá trị của đặc trưng này nằm trong khoảng $[0, 1]$. Đặc trưng tính đồng nhất H được tính theo công thức (1):



Hình 4. Ảnh vệ tinh Envisat ASAR chụp vào ngày 9/5/2010 (vịnh Mexico)

$$H = \sum_{i=1}^G \sum_{j=1}^G \frac{P(i,j)}{1+|i-j|} \quad (1)$$

Angular Second Moment: Đặc trưng này đo lường tính đồng nhất cục bộ trong ảnh. Giá trị của Angular Second Moment (A) nằm trong khoảng [0, 1]. Nếu A = 1 thì ảnh có giá trị mức độ xám đều.

$$A = \sum_{i=1}^G \sum_{j=1}^G P(i,j)^2 \quad (2)$$

Entropy: Entropy đo lường tính ngẫu nhiên của các phân tử trong ma trận GLCM. Giá trị của E nằm trong khoảng [0, 1]. Đặc trưng Entropy được xác định theo công thức (3):

$$E = - \sum_{i=1}^G \sum_{j=1}^G P(i,j) \cdot \log P(i,j) \quad (3)$$

Sau khi kết hợp 3 đặc trưng texture Homogeneity, Angular second moment và Entropy, việc phân loại vết dầu có thể được thực hiện bởi phương pháp phân ngưỡng (threshold) hoặc phân loại tự động có giám sát (supervised classification). Trong nghiên cứu này, tác giả sử dụng phương pháp phân loại tự động có giám sát sử dụng thuật toán xác suất cực đại. Đây là thuật toán phân loại thể hiện nhiều ưu điểm so với các thuật toán khác

như hình hộp, khoảng cách ngắn nhất. Mô hình phát hiện và phân loại vết dầu trên biển bằng dữ liệu ảnh vệ tinh Envisat ASAR được thể hiện trong Hình 3.

3. Kết quả và thảo luận

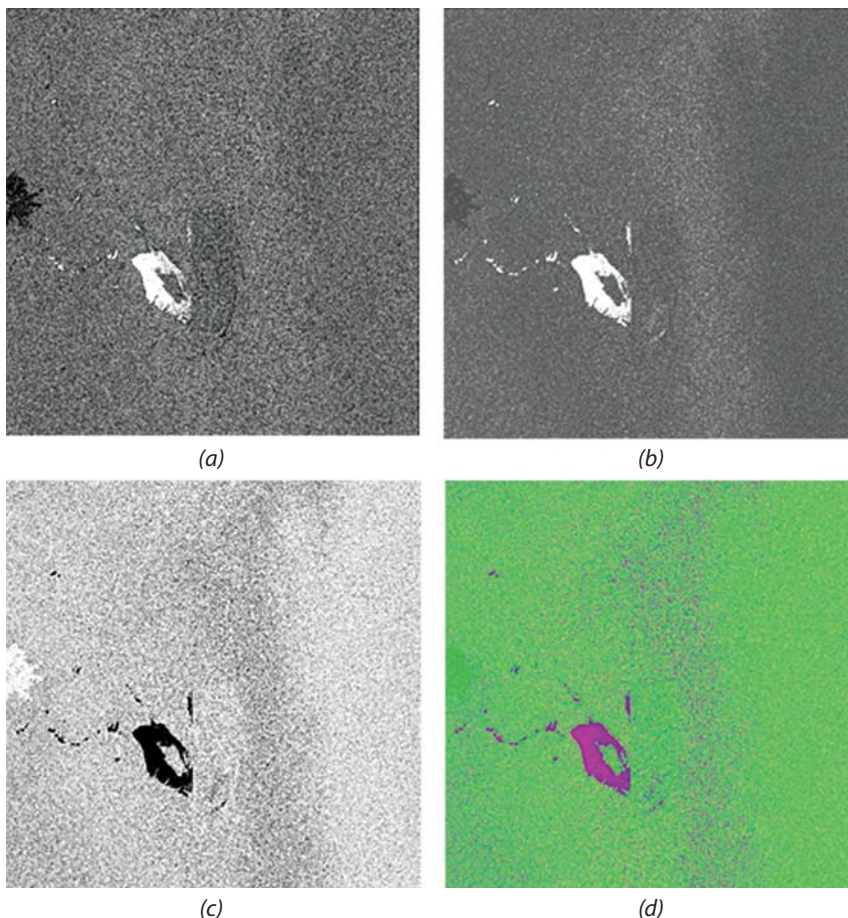
Để minh họa phương pháp phân tích đặc trưng texture trong phát hiện và phân loại vết dầu trên ảnh vệ tinh radar cửa mở tổng hợp, nhóm tác giả đã sử dụng dữ liệu ảnh Envisat ASAR với độ phân giải không gian 150m chụp vùng biển Mexico ngày 9/5/2010. Đây là khu vực xảy ra sự cố tràn dầu nghiêm trọng do nổ giàn khoan Deepwater Horizon của BP ngày 20/4/2010. Sự cố này đã gây tràn dầu ở một khu vực rộng lớn trong vịnh Mexico, gây thiệt hại nặng nề đến môi trường sinh thái biển, đến du lịch và ngư nghiệp. Trên ảnh Envisat ASAR gốc có thể nhận thấy, rất khó phân biệt vết dầu và vết nhiễu bằng mắt thường (Hình 4). Việc phát hiện và phân loại vết dầu bằng các phương pháp phân loại thống kê thông thường (hình hộp, khoảng cách ngắn nhất, xác suất cực đại) cũng không cho kết quả đảm bảo.

Kết quả phân tích các đặc trưng texture (Hình 5) cho thấy, trên các texture hình ảnh vết dầu được thể hiện rõ nét.

Trên ảnh Envisat ASAR gốc, vết nhiễu có màu tối gần với vết dầu. Tuy nhiên, trên các đặc trưng texture, hình ảnh vết nhiễu gần giống với hình ảnh vùng biển xung quanh, do vậy, có thể nhận biết tương đối rõ ràng vị trí vết dầu trên ảnh vệ tinh radar cửa mở tổng hợp.

Để làm nổi bật vị trí vết dầu, nhóm tác giả đã sử dụng kỹ thuật tổ hợp màu RGB các texture. Trong đó Homogeneity ở kênh đỏ (Hình 5a); Angular second moment ở kênh xanh lục (Hình 5b); Entropy ở kênh xanh lam (Hình 5c). Trên ảnh tổ hợp màu RGB các texture (Hình 5d) có thể phân biệt rõ vết dầu, vết nhiễu và vùng biển xung quanh.

Ngoài ra, nhóm tác giả còn sử dụng phương pháp phân loại tự động có giám sát sử dụng thuật toán xác suất cực đại để phân loại vết dầu. Kết quả phân loại vết dầu bằng phương pháp phân tích texture được thể hiện trên Hình 6, trong đó vết dầu được thể hiện ở màu đen, vùng biển xung quanh thể hiện ở màu trắng.



Hình 5. Đặc trưng texture: Homogeneity (a), Angular second moment (b), Entropy (c), Textures và ảnh tổ hợp màu RGB (d)



Hình 6. Kết quả phân loại vết dầu

4. Kết luận

Dữ liệu viễn thám, trong đó chủ đạo là dữ liệu ảnh vệ tinh siêu cao tần là nguồn tư liệu chính trong quan trắc, giám sát ô nhiễm dầu trên biển. Do ưu điểm có thể thu nhận ảnh trong mọi điều kiện thời tiết, thời gian chụp lặp lại ngắn, dữ liệu ảnh SAR đã được ứng dụng hiệu quả trong phát hiện sớm và phân loại vết dầu, giúp đưa ra các giải pháp kịp thời để ngăn chặn và giảm thiểu thiệt hại do tràn dầu gây ra.

Kết quả nhận được trong nghiên cứu cho thấy, các đặc trưng texture (như Homogeneity, Angular second moment, Entropy) có thể nhận biết và phân loại vết dầu với vết nhiễu và vùng biển xung quanh từ tư liệu ảnh vệ tinh radar cửa mở tổng hợp nói chung, ảnh Envisat ASAR nói riêng. Kết quả này có thể được sử dụng trong việc thành lập các hệ thống giám sát sự cố tràn dầu trên biển.

Tài liệu tham khảo

1. A.Akkartal, F.Sunar. *The usage of radar images in oil spill detection*. The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences. 2008; 37(B8): p. 271 - 276.
2. Topouzelis Konstantinos, Karathanassi Vassilia, Pavlakis Petros, Rokos Demetrius. *A new object - oriented methodology to detect oil spills using Envisat images*. Proceedings of Envisat Symposium 2007, Montreux, Switzerland. 23 - 27 April 2007.
3. Radhika Viswanathan, Padmavathi Ganapathi. *Feature extraction and classification of oil spills in SAR imagery*. International Journal of Computer Science issues. 2011; 8 (5): p. 244 - 248.
4. Lê Minh Hằng. *Nghiên cứu đề xuất phương pháp nhận dạng và phân loại vết dầu trên biển từ tư liệu viễn thám siêu cao tần*. Luận án Tiến sĩ. Đại học Mở - Địa chất. 2013.

Texture analysis to detect oil spills using Envisat ASAR images

Trình Le Hung

Military Technical Academy

Summary

Oil spills can seriously affect the marine environment, especially mangrove ecosystems, seagrass, lagoons and coral reefs. Nowadays, synthetic aperture radar (SAR) satellite images have become the main tool to detect and monitor oil spills into the sea with sufficient accuracy. Due to the backscatter energy received by satellite microwave sensors and the declining wave fluctuations at oil slick, oil spills stand in contrast with the surrounding sea in SAR images, making it possible to automatically extract and classify oil spills on SAR data. This article presents the application of texture analysis method to detect and classify oil spills using Envisat ASAR data for the purpose of monitoring and minimizing damage caused by oil pollution.

ỨNG DỤNG ĐỊNH LÝ BAYES TRONG TÍNH XÁC SUẤT ĐIỀU KIỆN CHO CÁC ĐỐI TƯỢNG TRIỂN VỌNG PHỤ THUỘC LẦN NHAU

Tóm tắt

Nhiệm vụ quan trọng khi phân tích tiềm năng dầu khí là dự báo được tổng tiềm năng cho một nhóm cấu tạo triển vọng và đánh giá hiệu quả kinh tế. Các số liệu này được mô tả rõ nhất thông qua giản đồ quan hệ phân bố tổng tiềm năng với xác suất phát hiện. Nếu xác suất gặp một phát hiện trong các đối tượng này phụ thuộc vào kết quả khoan của lần đầu tiên, thì phải xét giá trị xác suất bằng cách áp dụng Định lý Bayes. Dự báo thành công về kinh tế của một dự án hay mức gia tăng trữ lượng trong một bể với số lượng các giếng khoan thăm dò tiếp theo là những vấn đề được các nhà quản lý quan tâm. Bài viết giới thiệu ứng dụng Định lý Bayes trong tính xác suất điều kiện cho các đối tượng triển vọng phụ thuộc lẫn nhau.

1. Giới thiệu

1.1. Định lý Bayes [1]

Giả sử chúng ta có 2 biến cố A và B, phụ thuộc lẫn nhau. Xác suất của biến cố A được tính trong điều kiện biến cố B đã xảy ra được gọi là xác suất của A với điều kiện phụ thuộc vào B, ký hiệu toán học là $P(A|B)$. Theo công thức 1, xác suất điều kiện của biến cố A (được tính trong điều kiện biến cố B đã xảy ra) sẽ là thương số giữa xác suất của biến cố A và B cho xác suất của biến cố B. Mối quan hệ này được gọi là hàm Bayes hoặc Định lý Bayes và là cơ sở để xác định các xác suất điều kiện như trình bày ở các mục tiếp theo.

Định lý Bayes cho phép tính xác suất xảy ra của một sự kiện ngẫu nhiên A khi biết sự kiện liên quan B đã xảy ra. Xác suất này được ký hiệu là $P(A|B)$ và đọc là “xác suất của A nếu có B”. Đại lượng này được gọi là xác suất có điều kiện hay xác suất hậu nghiệm (vì nó được rút ra từ giá trị được cho của B hoặc phụ thuộc vào giá trị đó).

Theo Định lý Bayes, xác suất xảy ra A khi biết B sẽ phụ thuộc vào 3 yếu tố:

- Xác suất xảy ra A, không quan tâm đến bất kỳ thông tin nào của B, ký hiệu là $P(A)$ được gọi là xác suất biên duyên hay xác suất tiên nghiệm;
- Xác suất xảy ra B, không quan tâm đến bất kỳ thông tin nào của A, ký hiệu là $P(B)$, được gọi là hằng số chuẩn hóa (normalising constant);
- Xác suất xảy ra B khi biết A xảy ra, ký hiệu là $P(B|A)$ gọi là “xác suất của B nếu có A”. Đại lượng này gọi là khả năng (likelihood) xảy ra B khi biết A đã xảy ra.

Xác suất xảy ra A khi biết B được xác định bởi công thức (1):

$$P(A|B) = \frac{P(B|A)P(A)}{P(B)} \quad (1)$$

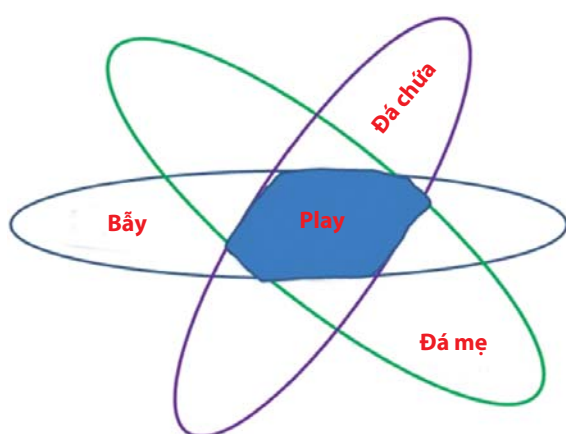
1.2. Play và xác suất thành công của play

Play được định nghĩa gồm một số đối tượng triển vọng trong một khu vực địa lý giới hạn có tập hợp các yếu tố địa chất liên quan có mặt đồng thời để cho phép phát hiện được hydrocarbon (Hình 1, 2). Các yếu tố địa chất thường là đá chứa, bẫy dầu khí, đá mẹ trưởng thành và tồn tại đường dẫn cho dầu khí di cư được, cộng với điều kiện là các bẫy phải được hoàn thiện trước pha di cư của hydrocarbon thoát ra từ đá mẹ. Tất cả các mỏ, phát hiện và các đối tượng triển vọng trong cùng một play được đặc trưng bởi một tập hợp riêng các tham số địa chất và có thể phân biệt từ các mỏ, các phát hiện và các cấu tạo triển vọng này với các play xác định khác.

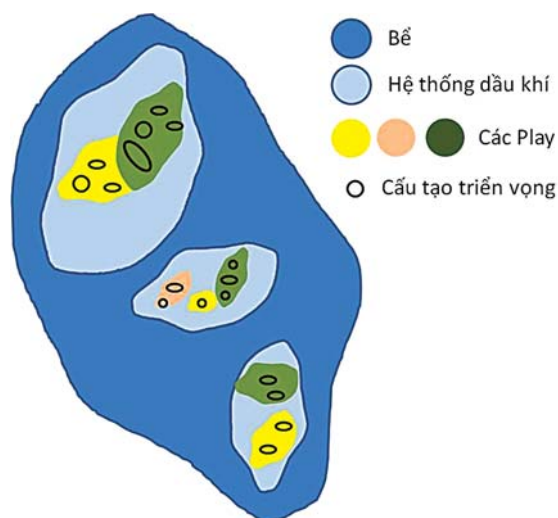
Một hệ thống dầu khí độc lập được cho là một thể địa chất liên tục, trong hệ thống này các quá trình sinh, tích tụ và bảo tồn của dầu khí cơ bản độc lập với các đứt gãy xung quanh khác [2].

Theo định nghĩa này, một hệ thống dầu khí có thể gồm một hoặc nhiều play, sự thành công của một play này có thể sẽ phụ thuộc vào các play khác. Các tham số địa chất chung trong một hệ thống dầu khí thường là đá mẹ. Do vậy, việc định nghĩa các hệ thống dầu khí trong một bể rất quan trọng khi chúng ta phân tích tổng tiềm năng của một bể và cũng phải xét đến sự phụ thuộc của các play khi xem xét tổng hợp trữ lượng của chúng.

Khi phân tích xác suất thành công cho play, cần phân biệt các tham số xác suất play biên và các tham số xác suất điều kiện. Các tham số xác suất biên của play thường áp dụng chung cho tất cả các cấu tạo triển vọng thuộc một play cho trước và tương đương với tích các tham số xác suất [2, 5]. Các tham số xác suất riêng xác định xác suất biên của play có thể khác nhau giữa các play. Điều này liên quan đến điều kiện địa chất của vùng. Tuy nhiên theo kinh nghiệm, các tham số xác suất riêng xác định xác suất biên của play thường có tính quy luật được trình bày như Bảng 1.



Hình 1. Sơ đồ giải thích khái niệm play



Hình 2. Sơ đồ mô tả mối quan hệ giữa bể trầm tích dầu khí, hệ thống dầu khí, play và các cấu tạo triển vọng

Xác suất địa chất chung cho tất cả các cấu tạo triển vọng trong một play là tích của các tham số này và là xác suất biên của play tương đương với 1 khi kết quả của giếng khoan thăm dò có phát hiện dầu khí trong play đó.

Xác suất điều kiện là tham số xác suất trung bình cho tất cả các cấu tạo triển vọng về được bản đồ và không về được bản đồ đối với một play cho trước. Rõ ràng, một số cấu tạo triển vọng trong một play có xác suất cao hơn so với các cấu tạo khác và cao hơn giá trị trung bình. Đối với các play đã khẳng định, tỷ lệ thành công sẽ là chỉ dẫn quan trọng để tính xác suất điều kiện trung bình (mặc dù ý nghĩa so sánh giữa các play phải xét đến số lượng các cấu tạo đã khoan trước đó). Nếu một khu vực ít tài liệu/thông tin thì việc so sánh này dễ gây nhầm lẫn.

2. Sự phụ thuộc lẫn nhau giữa các đối tượng triển vọng

Để giải thích cho các lý thuyết trên xét một ví dụ có 5 cấu tạo triển vọng trong một lô hợp đồng dầu khí. Việc quyết định có đầu tư vào dự án này hay không ta phải tính xác suất phát hiện của các cấu tạo để biện luận con số tiềm năng dầu khí của lô đưa vào khảo sát đánh giá kinh tế của dự án. Để hiểu bản chất xác suất điều kiện trong phân tích rủi ro địa chất áp dụng trong phân tích các cấu tạo triển vọng, giả sử 5 cấu tạo triển vọng (Hình 3) có xác suất phát hiện tương ứng là P1, P2, P3, P4, P5 và đều bằng 50%. Trước khi khoan, giá trị xác suất có phát hiện của ít nhất 1 đối tượng triển vọng [2, 5] theo nguyên tắc 1 của lý thuyết xác suất là 97%. Cụ thể được tính theo công thức (2, 3):

$$P_{\text{prob}} = 1 - P_{\text{risk}} \quad (2)$$

$$P = 1 - [(1 - P_1)(1 - P_2)(1 - P_3)(1 - P_4)(1 - P_5)]$$

Thay số vào ta được

$$P = 1 - 0,0312 = 0,97 \quad (3)$$

Như vậy, xét trên 1 cấu tạo triển vọng thì xác suất phát hiện sẽ rất cao, nhưng xét ở góc độ xác suất thành công cho cả 5 cấu tạo triển vọng này thì rất nhỏ, chỉ là 3%. Mỗi liên hệ này chỉ có giá trị khi các cấu tạo triển vọng là độc lập. Tuy

Bảng 1. Các tham số xác suất của một play, xác suất biên và xác suất điều kiện

Các tham số xác suất	Các xác suất biên của play	Các xác suất điều kiện có triển vọng	Ghi chú
Đá chứa	Tương đá chứa	Hiệu quả: Độ thấm và độ rỗng	Phụ thuộc vào sự liên tục của phân bố tương đá chứa
Bẫy	Đặc tính chắn	Chất lượng bản đồ và mức độ tin tưởng	Sự phân chia này có thể thay đổi khác nhau giữa các play
Nạp bẫy	Khối lượng thể tích đá mẹ trường thành đủ	Di cư	Lưu ý khả năng có thể có nếu khoảng cách di cư lớn
Bảo tồn	Bảo tồn		Trừ khi các biến đổi trong vùng là đã được xác định

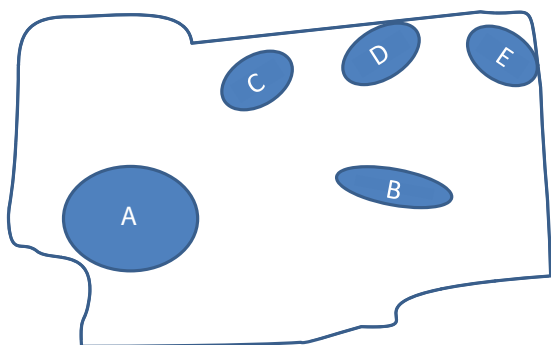
nhiên, nếu mỗi cấu tạo được đánh giá có nhiều đối tượng thăm dò hay ở các play khác nhau thì xác suất có phát hiện ở các đối tượng này phải tính theo định luật Bayes.

Sự phụ thuộc lẫn nhau giữa các cấu tạo triển vọng tức là kết quả khoan của bất kỳ một đối tượng nào (phát hiện hoặc không) sẽ tác động đến xác suất gặp các phát hiện của các cấu tạo triển vọng khác. Trong trường hợp này, cần phải phân biệt các tham số xác suất gồm: những tham số nào là chung cho tất cả các đối tượng triển vọng (ký hiệu là tham số $P(S)$) và những tham số nào là phụ thuộc (ký hiệu là tham số $P(X|S)$ tức là “xác suất của X nếu có S”). Tham số xác suất chung có thể là đá mẹ, tương trầm tích của đá chứa... Trong trường hợp này xác suất phát hiện bất kỳ của một cấu tạo triển vọng cho trước X nào đó có thể được biểu diễn như công thức (4):

$$P(X) = P(S) \times P(X|S) \quad (4)$$

Giả sử giá trị các tham số xác suất của 5 cấu tạo cho trên đã tính được trong Bảng 2 [2, 5].

Theo Bảng 2, các tham số chung được xác định gồm: xác suất tương đá chứa, độ trưởng thành của đá mẹ và



Hình 3. Ví dụ về 5 cấu triển vọng tại một lô hợp đồng dầu khí

mức độ bảo tồn của bẫy tương đương với tích số $0,8 \times 0,7 \times 1,0 = 0,56$. Các tham số xác suất phụ thuộc là tích của các xác suất độ rỗng, bẫy, chắn và di cư (ví dụ cấu tạo A là $0,6 \times 1,0 \times 0,9 \times 1,0 = 0,54$).

Nếu một phát hiện xảy ra ở cấu tạo A, xác suất phát hiện ở các cấu tạo B, C, D, E sẽ tăng bởi các tham số xác suất chung đã khẳng định. Khi tính con số tiềm năng cho khu vực lô hợp đồng này, sẽ tương ứng với tổng rủi ro trọng số của các đối tượng chưa khoan được xác định bằng cách sử dụng các yếu tố xác suất độc lập B, C, D và E (Hình 5). Khối lượng tài nguyên tại chỗ ở cấu tạo A sau khoan (nếu A thành công) sẽ được cộng vào để ra con số tổng tiềm năng của cả lô hợp đồng.

Nếu cấu tạo A khô, sẽ dẫn đến sự thay đổi về xác suất phát hiện ở các cấu tạo khác tại thời điểm trước khi chúng được kiểm tra bằng các giếng khoan. Chúng ta không biết lý do gì mà cấu tạo A khô và cũng không biết được giếng khô là do xác định sai tại một trong số các tham số chung hay là ở một trong những tham số phụ thuộc khác. Nếu cấu tạo A khô, xác suất phát hiện ở các cấu tạo X (tức là B, C, D hoặc E) sẽ được triển khai Định lý Bayes theo công thức (5a) hoặc (5b):

$$P(X|\bar{A}) = \frac{P(X|A) \times P(S) \times P(\bar{A}|S)}{P(\bar{A})} \quad (5a)$$

Hoặc:

$$P(X|\bar{A}) = \frac{P(X|A) \times P(S) \times (1 - P(A|S))}{1 - P(A)} \quad (5b)$$

Như vậy, xác suất phát hiện ở các cấu tạo B, C, D và E trong điều kiện cấu tạo A là khô sẽ là:

Bảng 2. Các xác suất thành phần của các cấu tạo triển vọng A, B, C, D và E

Các tham số xác suất		Cấu tạo A	Cấu tạo B	Cấu tạo C	Cấu tạo D	Cấu tạo E
P1a	Là xác suất của đá chứa với các giá trị độ dày hiệu dụng và tỷ số Net/Gross tối thiểu áp dụng trong tính trữ lượng	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
P1b	Là xác suất của đá chứa hiệu dụng trong mối tương quan với độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa tối thiểu	0,6	1,0	0,5	0,8	0,9
P2a	Xác suất về sự hiện diện của một bẫy	1,0	0,9	0,9	0,7	0,6
P2b	Xác suất chắn hiệu quả	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0
P3a	Xác suất đá mẹ hiệu quả (chất lượng, và độ trưởng thành)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
P3b	Xác suất di cư hiệu quả	1,0	0,8	0,9	0,8	0,8
P4	Xác suất về sự bảo tồn hiệu quả của bẫy đã được chắn kín	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
P(X)	Xác suất độc lập (Xác suất phát hiện của mỗi cấu tạo triển vọng)	0,3024	0,36288	0,18144	0,25088	0,24192
P(S)	Các tham số chung	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
P(X S)	Các tham số phụ thuộc khác	0,54	0,648	0,324	0,448	0,432

$P(X|A)$ = Xác suất phát hiện ở cấu tạo (X) khi có phát hiện ở A;

$P(S)$ = Tham số xác suất chung;

$1 - P(A|S)$ = Xác suất khô ở cấu tạo A ngay cả khi các tham số xác suất chung giả thiết đều đúng;

$1 - P(A)$ = Xác suất khô ở cấu tạo A

Lưu ý rằng:

$P(\bar{A}|S)$ có thể viết là $1 - P(A|S)$

$P(\bar{A})$ có thể viết là $1 - P(A)$

Xác suất của B nếu A khô là:

$$P(B|\bar{A}) = \{0,648 \times 0,56 \times (1 - 0,54)\} / (1 - 0,3024) = 0,239$$

(làm tròn số)

Xác suất của C nếu A khô là:

$$P(C|\bar{A}) = \{0,324 \times 0,56 \times (1 - 0,54)\} / (1 - 0,3024) = 0,120$$

(làm tròn số)

Xác suất của D nếu A khô là:

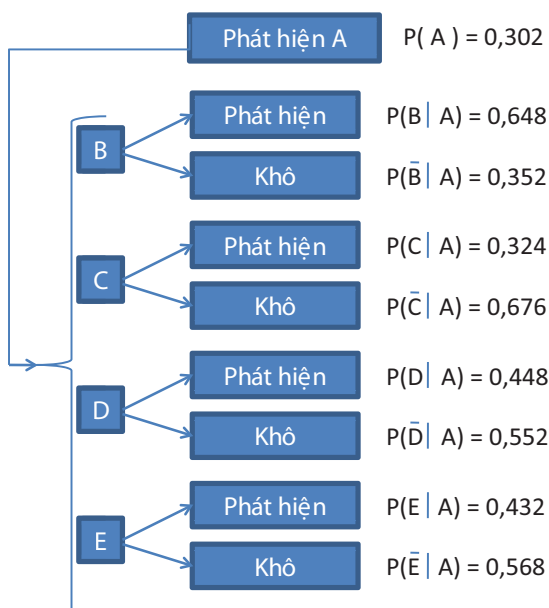
$$P(D|\bar{A}) = \{0,448 \times 0,56 \times (1 - 0,54)\} / (1 - 0,3024) = 0,165$$

(làm tròn số)

Xác suất của E nếu A khô là:

$$P(E|\bar{A}) = \{0,432 \times 0,56 \times (1 - 0,54)\} / (1 - 0,3024) = 0,160$$

Xác suất điều kiện của phát hiện ở các cấu tạo B, C, D và E được tính theo công thức 5. Trong trường hợp này, xác suất phát hiện của A với $P(A) = 0,302$ thì xác suất phát hiện ở các cấu tạo còn lại được biểu diễn như Hình 4. Nếu



Hình 4. Xác suất điều kiện phát hiện B, C, D và E khi A có phát hiện

A là khô thì xác suất A khô lúc này là $(1 - 0,302 = 0,698)$, thì điều kiện xác suất phát hiện ở các cấu tạo khác được giải thích như ở Hình 5.

Khi tính con số tiềm năng cho một khu vực, chúng ta thường sử dụng các xác suất điều kiện cho trước với cấu tạo A có phát hiện. Tuy nhiên, khi tính giá trị tiền kỳ vọng thu được trong phân tích kinh tế dự án phải xét đến các xác suất điều kiện khi A có thể khô.

3. Xác suất xảy ra các phát hiện trong trường hợp vĩa đa tầng

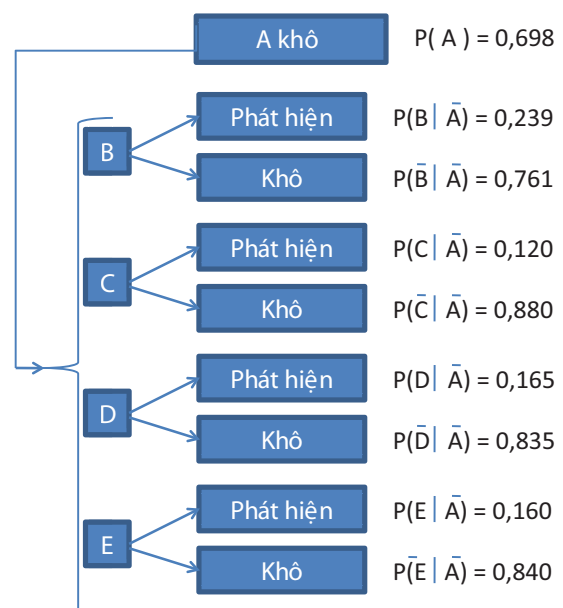
Khi có một mỏ thuộc dạng vĩa đa tầng (Hình 6), sự phụ thuộc giữa các vĩa với nhau có thể được áp dụng chính xác như sự phụ thuộc giữa các cấu tạo triển vọng đã thảo luận trên và xác suất xảy ra các phát hiện trong một vĩa triển khai từ công thức Bayes viết theo cách khác là:

$$P(X|\bar{A}) = \frac{P(X|A) \times [P(S) - P(A)]}{P(\bar{A})} \quad (6)$$

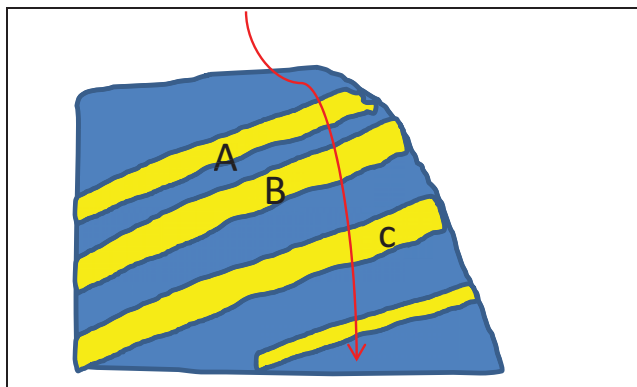
Ví dụ cấu tạo triển vọng có 3 vĩa chứa A, B, C với các giả thiết như sau:

Với giả thiết vĩa A là tồn tại và sẽ gặp một phát hiện tại vĩa này, thì cơ hội cũng sẽ có phát hiện ở vĩa B là cao và ở C sẽ càng có cơ sở. Tuy nhiên, cũng có thể có phát hiện ở vĩa B và C, trong khi đối tượng A lại khô. Trong ví dụ này tất cả các tham số phân tích rủi ro khác (sinh, chấn, bảo tồn...) cho cả 3 vĩa được coi là như nhau.

Sử dụng phương pháp phân tích và tính xác suất áp dụng cho một đối tượng triển vọng [2, 5], giả sử có xác



Hình 5. Xác suất điều kiện phát hiện B, C, D và E khi A khô



Hình 6. Ví dụ về vỉa đa tầng

suất phát hiện ở A tức $P(A) = 0,28$. Xác suất phát hiện ở vỉa B cao hơn có thể là $P(B) = 0,36$ (bởi xác suất giếng khoan bắt gặp vỉa B là cao hơn vỉa A). Xác suất điều kiện có phát hiện ở vỉa B trong trường hợp có phát hiện ở vỉa A tương đương là 0,9. Tham số xác suất điều kiện $P(S)$ ở A khi có phát hiện ở B sẽ bằng 0,4 (cụ thể bằng $0,36/0,9$).

Trường hợp tính riêng cho phát hiện ở vỉa C với $P(C) = 0,2$ thì xác suất phát hiện trong vỉa C, khi có phát hiện ở vỉa A viết là $P(C|A)$ sẽ là $P(C)/P(S) = 0,5$ (cụ thể bằng $0,2/0,4$)

Để tính xác suất phát hiện tại vỉa B hoặc C khi vỉa A khô có thể áp dụng công thức (7) và (8).

- Xác suất phát hiện tại vỉa B khi vỉa A khô:

$$P(B|\bar{A}) = \frac{P(B) - [P(A) \times P(B|A)]}{P(\bar{A})} \quad (7)$$

$$P(B|\bar{A}) = \frac{0,36 - [0,28 \times 0,9]}{1 - 0,28}$$

$$P(B|\bar{A}) = 0,150$$

- Xác suất phát hiện tại vỉa C khi vỉa A khô:

$$P(C|\bar{A}) = \frac{P(C) - [P(A) \times P(C|A)]}{P(\bar{A})} \quad (8)$$

$$P(C|\bar{A}) = \frac{0,20 - [0,28 \times 0,5]}{1 - 0,28}$$

$$P(C|\bar{A}) = 0,083$$

4. Hiệu chỉnh con số tổng tiềm năng

Với mục đích dự báo con số gia tăng trữ lượng chính xác thì công tác phân tích rủi ro của một đối tượng/cấu tạo sau khi khoan rất quan trọng. Xem xét chi tiết kết quả các giếng khoan đã thực hiện là công việc cần thiết để xác định yếu tố nào không thành công so với dự báo trước khi khoan. Các phân tích sau khi khoan còn là cơ sở để nâng

cấp mô hình địa chất và cải thiện chu trình phân tích rủi ro cho đối tượng là một play hay một bể. Việc hiệu chỉnh các tham số xác suất sau khi có kết quả giếng khoan thăm dò quan trọng hơn sẽ làm cải thiện kết quả tính toán tổng tiềm năng còn chưa được phát hiện. Kết quả của các phân tích này là cơ sở để quyết định tiếp tục triển khai hay dừng tìm kiếm, thăm dò ở một play, một bể.

Tỷ lệ khoan thành công sẽ giúp hiệu chỉnh hiệu quả giá trị xác suất trung bình của đối tượng triển vọng trong các play đã được khẳng định. Tỷ lệ thành công (SR - Success rate) được tính bằng tỷ số giữa số lượng các phát hiện (thành công) và số lượng giếng thăm dò (số lần thử). Do vậy, sẽ có ít nhất 2 tham số quan trọng cần xem xét khi so sánh tỷ lệ thành công và xác suất triển vọng.

Thứ nhất, đó là xác định ý nghĩa “thành công”. Có thể tìm ra nhiều định nghĩa của thuật ngữ này theo tiêu chí của các công ty dầu khí khác nhau. Các nhà thăm dò dầu khí định nghĩa “thành công” hoàn toàn dựa trên tiêu chí địa chất. Thành công về địa chất có thể được xác định khi có một phát hiện chỉ với lượng nhỏ thể tích (hoặc hơn) so với kết quả tính toán thể tích của một đối tượng triển vọng trước khi khoan. Ở một số công ty và viên nghiên cứu định nghĩa thành công địa chất là sự phát hiện một lượng hydrocarbon có thể khai thác được (lưu thể lưu thông được trong vỉa/movable hydrocarbone), thậm chí nếu lượng thể tích này rất nhỏ để có lợi về mặt kinh tế. Đôi khi các phát hiện như thế được gọi là phát hiện kỹ thuật (technical discoveries). Định nghĩa này không được sử dụng trong hiệu chỉnh tham số xác suất cho phân tích các đối tượng triển vọng tiếp theo. Khi tỷ số thành công được sử dụng hiệu chỉnh con số xác suất hoặc để so sánh các xác suất của đối tượng triển vọng, thì điều quan trọng là con số này phải liên quan đến định nghĩa về kích thước tối thiểu của mỏ trong phân tích cho đối tượng triển vọng (minimum pool size in the prospect evaluation).

Thứ hai, những plays chỉ mới được khẳng định bởi số lượng hạn chế các giếng khoan thăm dò, tỷ số thành công dùng cho phân tích được lấy theo đúng giá trị tỷ lệ này (vì chỉ những cấu tạo tốt nhất hoặc biết rõ mới được khoan). Việc này có thể được hiệu chỉnh theo công thức tính tỷ lệ thành công (9). Công thức giả thiết ít nhất có 2 cấu tạo triển vọng trong play (chưa được chứng minh/unidentified) và một trong số các giếng thăm dò vào đối tượng đó là khô. Do các giá trị N (số lần thử) và n (số giếng thành công) tăng, hai tỷ số $(n+1)/(N+2)$ và tỷ số n/N sẽ có chung nghiệm (converge).

$$SR = \frac{n+1}{N+2} \quad (9)$$

Với: n : Số giếng thành công;

N : Số giếng thăm dò (số lần thử).

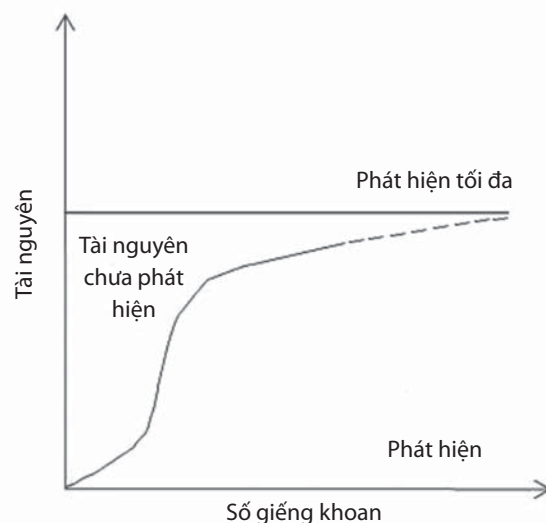
Thành công về kinh tế thường liên quan đến những phát hiện thương mại sẽ làm thay đổi chi phí khai thác và đơn giá sản xuất vì vậy thành công về mặt kinh tế không được áp dụng cho hiệu chỉnh các tham số xác suất trong phân tích cấu tạo triển vọng.

Đường cong mô tả trong Hình 7 là quan hệ giữa mức gia tăng trữ lượng trong một bể hoặc của một play với số các giếng khoan thăm dò. Đường cong chỉ ra rằng điều kỳ vọng trong tương lai tương đương với mức độ gia tăng trữ lượng và số lượng các mỏ. Đường cong này là một phương pháp hiệu quả sử dụng cho hiệu chỉnh con số trữ lượng tiềm năng còn lại chưa phát hiện.

5. Kết luận

Chi phí thăm dò và phát triển một dự án dầu khí ngày càng tăng nên cần phải cẩn thận khi phân tích rủi ro trong đánh giá tiềm năng dầu khí và phân tích hiệu quả kinh tế. Tham số xác suất phát hiện của một đối tượng triển vọng là giá trị đầu vào trong phân tích kinh tế và xây dựng quyết định đầu tư. Ngoài ra, việc tính được xác suất phát hiện ở một đối tượng triển vọng trước khoan cho biết khá chính xác số tài nguyên chưa được phát hiện. Điều này có ý nghĩa quan trọng trong công tác quy hoạch phát triển xây dựng và quy hoạch ngành nghề liên quan đến tài nguyên dầu khí. Bài viết này giới thiệu ứng dụng định luật Bayes trong phân tích các đối tượng triển vọng phụ thuộc lẫn nhau với hy vọng đưa ra một đề tài để cùng thảo luận nhằm xây dựng hoàn thiện phương pháp luận phân tích tiềm năng dầu khí áp dụng thống nhất ở Việt Nam.

Trần Châu Giang, Nguyễn Xuân Phong (giới thiệu)



Hình 7. Mối quan hệ giữa gia tăng tài nguyên với số lượng các giếng khoan

Tài liệu tham khảo

1. Thomas Bayes. *An essay towards solving a problem in the doctrine of chances*. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. 1763: p.53.
2. CCOP. *The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects*. 2000.
3. G.Laading, I.Clark. *Risk analysis and economic evaluation in the petroleum industry*. 1973. Royal Norwegian Council for scientific and industrial research.
4. Dương Thị Xuân An, Nguyễn Thị Thu Thủy. *Bài tập xác suất và thống kê toán*. 2013. Trường Cao đẳng Công nghệ Thông tin Tp. HCM.
5. Trần Châu Giang. *Phân tích rủi ro trong đánh giá hệ thống dầu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 7: trang 23 - 29.

Application of the Bayes's Theorem in the estimate of conditional probability for interdependent prospects

Tran Chau Giang, Nguyen Xuan Phong
Petrovietnam Exploration Production Corporation

The most important work in hydrocarbon evaluation is to estimate the total resource potential of a group of prospects and evaluate their economic value. This potential is best described by using a resource distribution combined with the probability of finding a volume of resource. If the success probabilities of these prospects are dependent on the result of the first drilling, then we must treat the probabilities by applying the Bayes' law. Prediction of the economic success of an exploration project or the incremental resources with the number of wildcat wells in a basin is critical questions for hydrocarbon resources managers. This article introduces an application of the Bayes' Theorem in conditional probability estimate for interdependent prospects.

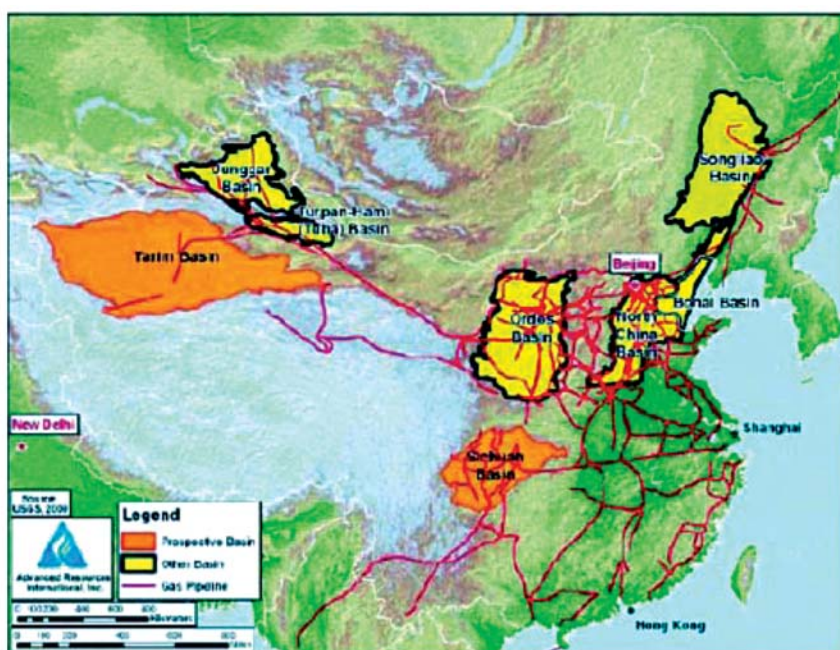
Triển vọng dầu khí phiến sét ở Trung Quốc

Trung Quốc là quốc gia đang phát triển với tốc độ cao nên nhu cầu năng lượng rất lớn. Theo chương trình kinh tế 5 năm lần thứ 12 (2011 - 2015) do Hội đồng Cải cách và Phát triển Quốc gia Trung Quốc (NDRC) công bố, vào năm 2015 nhu cầu tiêu thụ khí đốt của nước này là 230 tỷ m³/năm (hay 22 tỷ ft³ chuẩn/ngày) và lượng khí cung cấp cần phải đạt 270 tỷ m³/năm. Để đáp ứng mục tiêu này, Trung Quốc phải nhập khẩu khí khô (qua đường ống từ Myanmar, Trung Á, Liên bang Nga) và LNG; đồng thời tăng cường khai thác các nguồn khí đốt trong nước, nhất là các nguồn phi truyền thống như: khí than, khí phiến sét và khí tổng hợp bằng phương pháp chuyển hóa than đá thành khí đốt... Theo đánh giá của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), Trung Quốc có trữ lượng khí phiến sét lớn nhất thế giới, tuy nhiên việc phát triển nguồn tài nguyên này đang đối mặt với nhiều thách thức.

Trữ lượng khí phiến sét của Trung Quốc cao hơn Mỹ 447 nghìn tỷ ft³

Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ đánh giá Trung Quốc là quốc gia có trữ lượng khí phiến sét lớn nhất thế giới với 1.274 nghìn tỷ ft³ (năm 2011), cao hơn trữ lượng khí phiến sét (có khả năng thu hồi) của Mỹ 447 nghìn tỷ ft³. Trong khi đó, Bộ Tài nguyên và Đất đai Trung Quốc, Viện Nghiên cứu Thăm dò & Phát triển của PetroChina, Đại học các khoa học về Trái đất của Trung Quốc cho rằng trữ lượng khí phiến sét có thể thu hồi của Trung Quốc nằm trong khoảng 352 - 915 nghìn tỷ ft³ (Hình 1). Theo kinh nghiệm của Mỹ, các số liệu trên sẽ phải được điều chỉnh trong quá trình khoan thăm dò vì lĩnh vực khí phiến sét chứa rất nhiều rủi ro. Phần lớn trữ lượng khí phiến sét của Trung Quốc nằm ở các tỉnh phía Tây Nam, Tây Bắc, Đông Bắc và miền Bắc của vùng trung tâm Trung Hoa. Các bồn trũng Sichuan, Tarim có những tầng chứa nhiều triển vọng nhất, chiếm đến 70% tổng trữ lượng tại chỗ của khí phiến sét Trung Quốc.

Hiện nay Trung Quốc đang thăm dò sơ bộ nguồn tài nguyên này. Đến tháng 4/2012, Trung Quốc mới có 63 giếng thăm dò dầu/khí phiến sét được khoan và thử vỉa. Trong đó, có 58 giếng cho khí (kể cả 5 giếng khoan ngang) và 5 giếng cho dầu. Trong 63 giếng này có 38 giếng gặp khí trong các bồn trũng ở vùng Tây Nam Trung Quốc. Một số giếng được bịt, số còn lại được khai thác cho vào đường ống sẵn có và bán với giá 5,7USD/triệu Btu. Các kết quả khai thác ban đầu cho biết chỉ có 9 giếng đạt sản lượng 352 nghìn ft³/ngày. Giá thành giếng khoan dầu khí phiến sét ở Trung Quốc quá đắt, các giếng khoan thẳng đứng



Hình 1. Phân bố tài nguyên khí phiến sét ở Trung Quốc [1]

thường cao hơn 3,2 triệu USD/giếng, còn giếng khoan ngang khoảng 8 triệu USD/giếng. Trong khi đó, Mỹ chỉ tốn 3,6 triệu USD/giếng khoan ngang. Tuy nhiên, Shell (đang có các hoạt động liên doanh tại Trung Quốc) cho rằng, giá các giếng khoan ngang tiếp theo ở Trung Quốc sẽ giảm và dự báo chỉ ở mức 4 triệu USD/giếng.

Các công ty dầu khí Trung Quốc đang tham gia triển khai hoạt động thăm dò dầu/khí phiến sét có các công ty quốc gia như PetroChina, Sinopec, CNOOC và một số công ty địa phương khác.

PetroChina đã ký hợp đồng thăm dò dầu khí phiến sét với Shell, Total, Halliburton, Schlumberger và đang đàm phán với ExxonMobil, ConocoPhillips để phát triển khí phiến sét. PetroChina và Shell đã ký hợp đồng chia sản phẩm Lô Fushun-Yongchuan rộng 3.500km², thời hạn 30 năm, ở tỉnh Sichuan. Họ đã khoan 5 giếng trong đó 4

giếng có phát hiện khí. Giếng đầu tiên Yang 201-H2 cho sản lượng 3,8 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$, là giếng có sản lượng cao nhất ở Trung Quốc. Hai giếng Yang-101 và Yang-102 đạt sản lượng trung bình 3,5 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày/giếng}$. Cả 3 giếng này đều cho sản lượng cao hơn sản lượng trung bình/giếng của Mỹ (1,1 triệu ft^3 khí/ngày). Theo kế hoạch, PetroChina sẽ khoan 36 giếng ngang trong năm 2013 ở bồn trũng Sichuan.

Sinopec đã đàm phán với các công ty dầu khí nước ngoài (như BP, Total, ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips) để hợp tác thăm dò dầu khí phiến sét nhưng chủ yếu là ký hợp đồng nghiên cứu chung. Trong vòng đấu thầu năm 2011, Sinopec đã thắng PetroChina và China United CBM Corp, giành quyền thăm dò Lô rộng 220 km^2 nằm ở vùng tiếp giáp các tỉnh Chongqing, Guizhou và Sichuan. Sinopec đã khoan 5 giếng thăm định, trong đó có 2 giếng cho dòng khí công nghiệp. Sinopec sẽ đầu tư 95 triệu USD để tiếp tục thăm dò lô này và khoan thêm 6 giếng nữa.

Chủ tịch Tập đoàn CNOOC, ông Wang Yilin cho biết, tập đoàn này tham gia vào một đề án thăm dò dầu khí phiến sét ở tỉnh Anhui cùng Shell và đã ký một thỏa thuận hỗ trợ kỹ thuật. Chủ tịch CNOOC cho rằng địa chất phức tạp và công nghệ thiếu tiên tiến là thách thức đối với phát triển khí đá phiến sét ở Trung Quốc.

Shaanxi Yanchang Petroleum Group là tập đoàn dầu khí đứng thứ 4 ở Trung Quốc, nhưng là một công ty địa phương, được Chính phủ giao 4.000 km^2 ở tỉnh Shaanxi để xác minh trữ lượng 5,3 nghìn tỷ ft^3 khí ở khu vực này và có thể đạt công suất khai thác 48 triệu ft^3 tiêu chuẩn/ngày vào năm 2015. Tuy nhiên, Shaanxi Yanchang Petroleum Group đã thất bại trong vòng đấu thầu Lô khí phiến sét Baojing ở tỉnh Hunan (năm 2012) với giá bỏ thầu 83,6 triệu USD. Shaanxi Yanchang Petroleum Group có nhiều tiến bộ kỹ thuật trong số các công ty dầu khí nội địa Trung

Quốc, đứng đầu trong hoạt động hoàn thiện phá vỉa độc lập trong giếng khoan ngang (cuối tháng 11/2012) và đã khoan 16 giếng khí phiến sét, hoàn thiện phá vỉa 8 giếng, đạt sản lượng 53 nghìn ft^3 tiêu chuẩn/ngày/giếng.

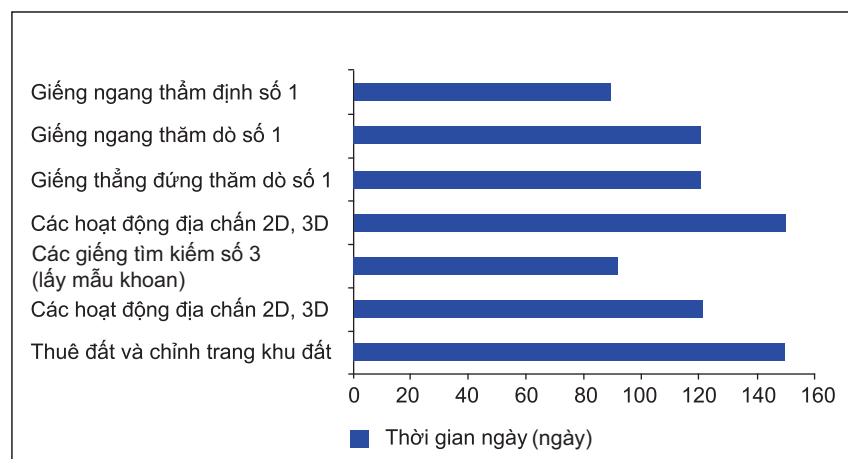
Các thách thức trong công tác phát triển khí phiến sét ở Trung Quốc

Về địa chất

Khác với Mỹ, việc phát triển khí phiến sét ở Trung Quốc đối mặt với rất nhiều thách thức. Phần lớn tài nguyên khí phiến sét của Trung Quốc nằm ở vùng đồi núi có cấu trúc địa chất phức tạp, gây ra nhiều khó khăn và tốn kém trong giai đoạn phát triển mỏ. Các tầng triển vọng (play) đá phiến sét ở Trung Quốc chứa ít silica và nhiều sét hơn ở Mỹ, khiến việc phá vỡ vỉa rất phức tạp. Phần lớn trữ lượng khí phiến sét của Trung Quốc nằm ở khá sâu (hơn 3.000m), gấp 2 lần độ sâu ở Mỹ nên chi phí khoan tăng cao, thời gian khoan kéo dài (Hình 2). Với gần 100 giếng khoan khí phiến sét được chọn khoan ở những vùng triển vọng nhất nên các công ty dầu khí của Trung Quốc và các công ty nước ngoài hoạt động ở đây chưa có đủ hiểu biết cũng như kinh nghiệm cần thiết để khoan phát triển mỏ đúng với tầm cỡ của chiến lược đã đề ra. Bên cạnh đó, Trung Quốc lại rất thiếu dữ liệu thăm dò địa chất cơ bản hỗ trợ cho công tác thăm dò khí phiến sét trong các môi trường địa chất phức tạp.

Về nguồn nước

Sự cạn kiệt nguồn nước ngày càng gia tăng ở Trung Quốc gây khó khăn cho công nghệ khoan và phá vỉa đá phiến sét, nhất là ở vùng khô cằn, bán sa mạc. Một giếng khoan ngang đa tầng (a multi-stage horizontal well) cần 4 - 5 triệu gallons nước (tương đương 15 - 25 triệu lít). Do vậy, công tác phát triển khí phiến sét phải cạnh tranh về nguồn nước gay gắt với ngành nông nghiệp, công nghiệp và nhu cầu nước sinh hoạt của người dân. Các bồn trầm tích chứa tài nguyên khí phiến sét ở Trung Quốc (như Sichuan, Ordos, Tarim) đều nằm ở các vùng ít mưa nhất của nước này. Bồn trũng Sichuan nằm trong vùng có lượng nước mưa trung bình nên trở thành vùng có khả năng phát triển công nghiệp khí phiến sét lớn nhất. Bồn trũng Tarim gặp khó khăn nhất về nguồn nước vì đây là vùng sa mạc khô cằn (Hình 3).



Hình 2. Thời gian khoan giếng ngang trong lô khí phiến sét [1]

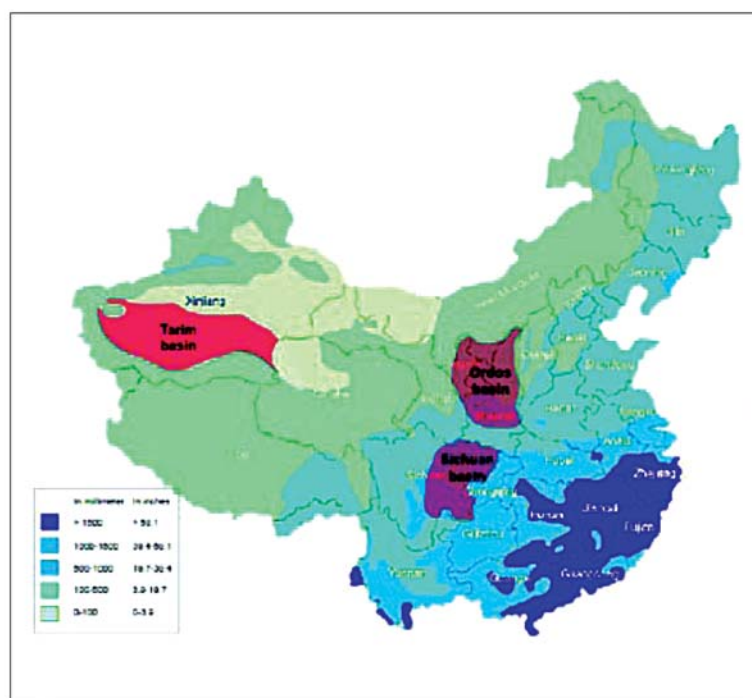
Về công nghệ

Hiện nay, Trung Quốc vẫn phụ thuộc vào các đối tác nước ngoài trong công nghệ khoan ngang, phá vỡ vỉa, vật tư thiết bị và kinh nghiệm thăm dò, khai thác khí phiến sét. Sự phụ thuộc này không chỉ làm tăng chi phí khoan mà còn ngăn cản các công ty dầu khí Trung Quốc tự triển khai các đề án đầy tham vọng. Để phát triển các công nghệ cần thiết đáp ứng nhu cầu của ngành khí phiến sét trong môi trường địa chất phức tạp, Trung Quốc cần thêm một thời gian dài. Hơn nữa, sự thiếu kinh nghiệm trong lĩnh vực thăm dò khí đốt, trong công nghệ khoan, khó khăn trong việc tiếp cận các diện tích có chất lượng khí phiến sét tốt nhất do các công ty điện lực, sản xuất than của Trung Quốc thắng thầu các đề án thăm dò trong đấu thầu vòng hai (sau giai đoạn thăm dò sơ bộ)... Đây cũng là nguyên nhân khiến rất ít các mỏ có khả năng đưa vào phát triển, khai thác trong vài ba năm tới, nếu không tìm được đối tác nước ngoài có tiềm lực kinh tế - kỹ thuật tham gia các liên doanh.

Sự thiếu vắng các công ty phát triển mỏ độc lập, năng động và sự nghèo nàn của các công ty dịch vụ nội địa cũng là yếu tố cản trở Trung Quốc thực hiện công tác phát triển mỏ sớm. Hiện Mỹ có khoảng 6.000 công ty khai thác khí đốt độc lập hoạt động rất tích cực. Đây chính là lực lượng tiên phong trong cuộc cách mạng khí phiến sét và đã thực hiện đến 94% trong tổng số giếng khoan dầu khí phiến sét ở Mỹ. Các công ty độc lập (địa phương, tư nhân) của Trung Quốc vừa ít vừa thiếu sự hỗ trợ của chính phủ trong đấu thầu để có được các lô nhiều triển vọng; lại vừa bị hạn chế bởi sự cạnh tranh không lành mạnh của các công ty dầu khí độc quyền.

Về phương tiện vận tải

Mạng lưới đường ống dẫn khí ở Trung Quốc rất ít, kém phát triển, chưa đủ sức đưa khí đốt đến các trung tâm tiêu thụ trong một đất nước rộng lớn. Đến cuối năm 2011, Trung Quốc mới chỉ có 36.000km đường ống dẫn khí, công suất 100 tỷ m³/năm. Trong khi đó, Mỹ có đến 400.000km đường ống dẫn khí. Mặc dù trong kế hoạch, đường ống dẫn khí của Trung Quốc đến năm 2015 đạt khoảng 100.000km và đến năm 2020 sẽ đạt 38% chiều dài đường ống dẫn khí của Mỹ... Vì vậy, giá khí ở Trung Quốc vẫn rất đắt trong một thời gian dài, khó đáp ứng yêu cầu của các trung tâm kinh tế lớn nằm ở phía Đông xa xôi so



Hình 3. Lượng nước mưa ở Trung Quốc [1]

với nơi sản xuất khí đốt tập trung chủ yếu ở miền Tây đất nước. Các trữ lượng khí phiến sét đều nằm ở vùng nông thôn cách biệt với đường đi của hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia. Để khí phiến sét có thể khai thác thương mại, Trung Quốc cần phải xây dựng thêm nhiều hệ thống đường ống nữa cũng như xây dựng nhiều trung tâm hóa lỏng khí đốt mới đạt được mục tiêu đã đề ra.

Về vốn đầu tư

Chi phí đầu tư cơ bản để phát triển công nghiệp khí phiến sét ở Trung Quốc là vấn đề khó khăn đối với các công ty năng lượng địa phương và tư nhân do thiếu nguồn tài chính, khó tiếp cận với vốn ngân hàng để vay nguồn vốn lớn với lãi suất thấp. Giả thiết rằng các giếng khoan khí phiến sét Trung Quốc có thể đạt mức sản lượng trung bình của Mỹ (32.000m³/ngày - tức 1,1 triệu ft³ chuẩn/ngày), Trung Quốc cần phải khoan 5.000 - 8.000 giếng để đến năm 2020 đáp ứng mục tiêu cung cấp 60 - 100 tỷ m³ khí/năm. Với khoảng 8 triệu USD cho một giếng khoan ngang thì vào năm 2020 phải cần đến 40 - 60 tỷ USD cho khoan ngang và phá vỡ vỉa. Nếu tính cả chi phí mua giàn khoan, máy bơm áp lực thì con số trên còn tăng thêm nhiều tỷ USD hơn nữa. Với vốn đầu tư lớn như vậy, các công ty khí đốt tư nhân khó có được các đề án khí phiến sét của Trung Quốc. Còn các công ty nước ngoài chỉ muốn đầu tư ngắn hạn vào các đề án có lãi lớn nên không chú trọng nhiều đến công nghiệp khí phiến sét ở Trung Quốc vừa dài hạn, vừa tốn kém.

Trong khi đó 3 tập đoàn dầu khí quốc doanh Trung Quốc chiếm giữ hơn 80% tài nguyên khí thiên nhiên nội địa và có nhiều cơ hội đầu tư vào lĩnh vực khác đem lại lợi nhuận cao. Petrochina và Sinopec đang rất tích cực mua tài sản dầu khí ở nước ngoài, gắn chặt với giá thị trường quốc tế. CNOOC đang tập trung đầu tư vào các đề án dầu khí biển, dầu khí vùng nước sâu, xa bờ nên không chú ý nhiều đến khí thiên nhiên. Đến nay, chưa có công ty dầu khí quốc doanh Trung Quốc nào quan tâm nhiều đến việc phát triển khí thiên nhiên nội địa.

Một số công ty dầu khí quốc tế tuyên bố sẽ đầu tư vào khí thiên nhiên Trung Quốc với mức đầu tư tương đương khu vực Bắc Mỹ và thực tế đã ký một số hợp đồng nghiên cứu chung. Tuy nhiên, các công ty này lại lo ngại vấn đề bảo vệ quyền sở hữu trí tuệ, thiếu các văn bản pháp luật đối với khí thiên nhiên và chưa có sự đồng thuận về giá khí trên thị trường Trung Quốc. Do giá khí đốt luôn ở mức thấp trên thị trường nên các nhà đầu tư Bắc Mỹ rất do dự khi rót tiền vào các đề án khí thiên nhiên ở nước ngoài.

Về giá khí đốt

Mặc dù đã có cải cách giá khí ở tỉnh Guangxi và Guangdong vào đầu năm 2012, nhưng giá khí đốt trong nước vẫn thấp hơn giá trên thị trường thế giới do chịu sự kiểm soát của NDRC và chính quyền địa phương. Vì chưa có tự do hóa giá khí đốt, các công ty năng lượng Trung Quốc càng không mặn mà với việc đầu tư thăm dò, khai thác khí thiên nhiên.

Các công ty Trung Quốc có thể chuyển mạnh các giao dịch về các dẫn xuất năng lượng như các nhà kinh doanh khí thiên nhiên Mỹ để có giá bán cao hơn giá thị trường. Chesapeake, công ty sản xuất khí lớn thứ hai của Mỹ, đã thực hiện được giá bán khí đốt tự nhiên năm 2011 theo giá cố định giao sau 4,47USD/triệu Btu, cao hơn 19% so với giá trung bình hiện nay của Henry Hub (4USD/triệu

Btu). Devon Energy, một trong những công ty đứng đầu trong lĩnh vực sản xuất khí thiên nhiên của Mỹ đã thực hiện theo cách đó với giá 4,2USD/triệu Btu vào năm 2012, trong khi giá của Henry Hub trên thị trường chỉ là 2,77USD/triệu Btu. Tuy nhiên, các sản phẩm dẫn xuất năng lượng và các thị trường thương mại tiêu thụ sản phẩm này ở Trung Quốc chưa phát triển đang đe dọa đáng kể các lựa chọn của các công ty Trung Quốc nhằm mở cửa cho việc đi vào các thị trường tài chính để tăng thu nhập của họ.

Về môi trường

Khoan khí thiên nhiên có thể gây thêm những thiệt hại cho môi trường Trung Quốc. Kỹ thuật phá vỡ vỉa bằng thủy lực có thể làm ô nhiễm nguồn nước ngầm, nhất là khi vận hành công nghệ khoan không đúng quy trình khiến dung dịch khoan và khí đốt rò rỉ vào mạch nước ngầm. Đồng thời, việc triển khai các dự án khí thiên nhiên sẽ tác động mạnh đến diện tích đất nông nghiệp cũng như cho các hoạt động kinh tế khác (do khối lượng lớn các giếng khoan và cơ sở hạ tầng, đặc biệt là các cơ sở xử lý chất thải rắn, độc hại). Hai vấn đề nói trên có thể tạo ra thách thức nghiêm trọng cho các khu vực đông dân cư ở bồn trũng Sichuan, nơi có tiềm năng khí thiên nhiên cao nhất Trung Quốc.

Hiệu quả kinh tế của các đề án khí thiên nhiên

Sự kết hợp giữa chính sách điều tiết để có giá thấp và năng suất sản xuất bình thường thu được từ các kết quả thử vỉa khiến bức tranh kinh tế của các đề án khí thiên nhiên Trung Quốc trở nên u ám (Bảng 1 và 2).

Bảng 1 được lập với các giả thiết sau:

- Giá khí gồm: giá khí bán trên thị trường Sichuan
- Chongqing 5,7USD/triệu Btu và hỗ trợ khí thiên nhiên 1,8USD/triệu Btu;

Bảng 1. Các chỉ tiêu kinh tế dự án giếng khoan khí thiên nhiên ở Trung Quốc [1]

Năm thứ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Giá bán khí (USD/triệu Btu)	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Chi phí điều hành (USD/triệu Btu)	1,50	0,76	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Sản lượng (triệu ft ³)	412	111	70	53	47	43	38	34	31	29	25	23
Lợi nhuận trước thuế (triệu USD)	2,47	0,75	0,48	0,35	0,32	0,29	0,26	0,23	0,21	0,19	0,17	0,15
Thuế (triệu USD)	0,18	0,06	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
Lợi nhuận sau thuế (triệu USD)	2,29	0,69	0,44	0,32	0,30	0,27	0,24	0,22	0,19	0,18	0,16	0,14
Lợi nhuận sau thuế có chiết khấu (triệu USD)	2,08	0,57	0,33	0,22	0,18	0,15	0,12	0,10	0,08	0,07	0,06	0,05
Hệ số chiết khấu	10%											
Chi phí cơ bản (triệu USD)	6,00											
NPV (triệu USD)	-1,99											

- Chi phí điều hành tương tự chi phí điều hành trung bình ở các plays phiến sét chính ở Mỹ. Bắt đầu từ năm thứ 2, chi phí này giảm 50%;
- Sản lượng lấy theo biểu đồ đường cong sản lượng tương tự ở các play khí phiến sét Mỹ;
- Sản lượng khai thác năm thứ nhất lấy bằng công suất trung bình của các giếng nằm ngang khai thác khí phiến sét Mỹ;
- Tỷ suất thuế khai thác lấy bằng 7,5% theo quy định của Bộ Quản lý Tài nguyên;
- Hệ số chiết khấu lấy bằng giá trị trung bình áp dụng trong ngành công nghiệp, 10%;
- Chi phí cơ bản là giá thành giếng khoan ngang ở Trung Quốc. 6 triệu USD là giá ước tính của Bộ Đất đai và Tài nguyên.

Cùng với chi phí khoan cao gấp 2 - 3 lần so với Mỹ, khí phiến sét Trung Quốc đòi hỏi giá tại điểm hòa vốn cao hơn ở Mỹ khoảng 3,5 - 5,0USD/triệu Btu.

Theo mô hình của Facts Global Energy (FGE), đầu tư vào một đề án khí phiến sét với công suất khai thác trung bình ban đầu của các giếng khí phiến sét ở Mỹ (412 triệu ft^3 tiêu chuẩn/năm) và giá thành khoan giếng 6 triệu USD sẽ phải chịu lỗ 2 triệu USD (NPV = -1,99) cho một đề án phát triển (Bảng 2). Giá khí hiện tại ở bồn trũng Sichuan là 7,5USD/triệu Btu (tính cả tiền hỗ trợ khai thác 1,8USD/triệu Btu) vẫn không đủ cao để đạt điểm hòa vốn. Nhằm đạt mức hòa vốn, Trung Quốc cần nâng giá khí lên 10,6USD/triệu Btu với giả thiết công suất khai thác trung bình ban đầu bằng 412 triệu ft^3 tiêu chuẩn/năm. Điều này có nghĩa là tiền hỗ trợ khai thác khí phiến sét cần tăng lên gần 3 lần, tức là khoảng 4,9USD/triệu Btu ($7,5 - 1,8 = 5,7\text{USD/triệu Btu}$ cho khí ở Sichuan không có hỗ trợ giá; $10,6 - 5,7 = 4,9\text{USD/triệu Btu}$). Với mức hỗ trợ cao như vậy, các cơ quan quản lý nhà nước không có lý do để khuyến

khích triển khai các đề án phát triển khí phiến sét dài hạn ở Trung Quốc.

Kết quả nghiên cứu giá trị hiện tại ròng (NPV) trong mối quan hệ với những thay đổi trong giá thành khoan một giếng ngang và sản lượng khí phiến sét khai thác ban đầu được trình bày trong Bảng 2. Kết quả cho thấy, việc khai thác khí phiến sét có thể không có lãi (NPV = -0,1) nếu sản lượng khai thác ban đầu chỉ là 400 triệu ft^3 tiêu chuẩn/năm, ngay cả khi chi phí cho một giếng khoan ngang ở Trung Quốc tương đương ở Mỹ (4 triệu USD/giếng). Nhưng khi sản lượng ban đầu đạt 1 tỷ ft^3 tiêu chuẩn/năm (tương đương mức ở play Woodford của Mỹ) thì việc khai thác khí phiến sét có thể có lãi (NPV = 0,7) kể cả khi giá thành một giếng khoan ngang lên đến 9 triệu USD. Nếu giá giếng khoan ngang giảm xuống mức 4 triệu USD/giếng và sản lượng đạt trên mức 400 triệu ft^3 tiêu chuẩn/năm thì hiệu quả kinh tế sẽ được nâng lên đáng kể.

Các vấn đề còn phải giải quyết để phát triển nguồn khí phiến sét ở Trung Quốc

Hiện nay Trung Quốc còn thiếu các văn bản pháp lý về khí phiến sét nên tạo ra rất nhiều lo lắng đối với các nhà đầu tư phát triển mỏ. Để chấm dứt tình trạng này, Trung Quốc cần đẩy mạnh việc soạn thảo, hoàn thiện các văn bản luật cho khí phiến sét để hấp dẫn các nhà đầu tư, xây dựng thị trường khí minh bạch, đảm bảo cho sự phát triển thương mại tài nguyên khí phiến sét. Chính phủ Trung Quốc cần tăng mức tài trợ cho công nghiệp khí phiến sét, có ưu đãi thỏa đáng và kéo dài thời gian hiệu dụng cho các công ty nhằm thương mại hóa việc khai thác khí phiến sét. Theo Bộ Tài chính Trung Quốc, nước này sẽ cung cấp mức tài trợ 0,4 nhân dân tệ/ m^3 (tương đương 1,8USD/triệu Btu) cho thăm dò, phát triển mỏ khí phiến sét từ nay đến năm 2015 (gấp đôi mức tài trợ cho thăm dò, phát triển khí than). Tuy nhiên, Chính phủ Trung Quốc còn phải đưa ra

Bảng 2. NPV khí phiến sét trong mối quan hệ với chi phí cơ bản (giá thành khoan giếng ngang) và sản lượng khai thác ban đầu [1]

Chi phí cơ bản (triệu USD)	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
	NPV						
Sản lượng ban đầu (triệu ft^3 tiêu chuẩn/năm)							
400	-0,1	-1,1	-2,1	-3,1	-4,1	-5,1	-6,1
500	0,9	-0,1	-1,1	-2,1	-3,1	-4,1	-5,1
600	1,8	0,8	-0,2	-1,2	-2,2	-3,2	-4,2
700	2,8	1,8	0,8	-0,2	-1,2	-2,2	-3,2
800	3,8	2,8	1,8	0,8	-0,2	-1,2	-2,2
900	4,8	3,8	2,8	1,8	0,8	-0,2	-1,2
1.000	5,7	4,8	3,8	2,7	1,7	0,7	-0,3

Bảng 3. Các mục tiêu khí thiên nhiên và khí đốt tự nhiên trong kế hoạch 5 năm lần thứ 12 của Trung Quốc [1]

Mục tiêu	2010	2015	2020
Lượng khí tiêu thụ (nhu cầu), tỷ m ³	110,0	230,0	380,0
Tỷ lệ khí đốt trong nhu cầu năng lượng, %	4,0	7,5	10,0
Khả năng cung, tỷ m ³	112,0	270,0	N/A
Khả năng phát điện sử dụng khí đốt làm nhiên liệu, GW	26,0	60,0	N/A
Tổng trữ lượng xác minh khí thiên nhiên Trung Quốc, tỷ m ³	N/A	600,0	N/A
Trữ lượng khí thiên nhiên xác minh có thể khai thác, tỷ m ³	N/A	200,0	N/A
Sản lượng khí thiên nhiên, tỷ m ³		6,5	60 - 100

Bảng 4. Dự báo nhu cầu và sản lượng các loại khí đốt của Trung Quốc trong giai đoạn 2015 - 2030 [1]Đơn vị: tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày

TT	Loại khí đốt	2015		2020		2030	
		Nhu cầu	Sản lượng	Nhu cầu	Sản lượng	Nhu cầu	Sản lượng
1	Khí đốt truyền thống	19,7	12,4	29,4	16,6	43,9	25,2
2	Khí than (CBM)	1,5	1,9	2,6	2,7	3,7	3,9
3	Khí thiên nhiên	0,3	0,3	1,8	1,8	4,4	4,4
	Tổng	21,5	14,6	33,8	21,1	51,8	33,4

các điều kiện khắt khe trong quy định các điều kiện đặc biệt để sử dụng khoản tài trợ này.

Theo mức chuẩn đã công bố người ta ước tính rằng chỉ dưới 1/3 (177 - 247 nghìn tỷ ft³) tiềm năng dự báo khí thiên nhiên (883 nghìn tỷ ft³) của Trung Quốc có thể đủ điều kiện để phát triển mỏ. Một số khí thiên nhiên do PetroChina sản xuất có thể bị loại ra khỏi danh sách được tài trợ. Mặc dù có những hạn chế nêu trên nhưng PetroChina vẫn đưa vào kế hoạch sản xuất 97 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày và Sinopec 164 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày khí thiên nhiên trong kế hoạch 5 năm lần thứ 12 của Trung Quốc. Nếu các mục tiêu sản xuất nêu trên đạt được thì hai tập đoàn này sẽ nhận được 492 triệu USD tài trợ cho nhiệm vụ phát triển khí thiên nhiên trong 3 năm tới (2013 - 2015).

Việc xác định ưu đãi về thuế cũng sẽ cải thiện đáng kể tính kinh tế của giếng khoan khí thiên nhiên nội địa. Nếu Trung Quốc làm theo chế độ đánh thuế của Mỹ hiện nay thì phần lớn chi phí phát triển khí thiên nhiên (100% đối với các công ty độc lập và 70% đối với các công ty tích hợp) như hoạt động phá vỡ vỉa thủy lực có thể được xem như hoạt động không phải đánh thuế. Với giả thiết tổng chi phí khoan hiện nay là 6 tỷ USD và mức thuế doanh nghiệp ở Trung Quốc là 25% thì các công ty phát triển mỏ khí thiên nhiên có thể tiết kiệm được 1,5 tỷ USD trong chi phí cơ bản. Sự thay đổi chế độ thuế này có thể cải thiện đáng kể các chỉ tiêu kinh tế khí thiên nhiên và đưa mức thiệt hại trong NPV từ 2 triệu USD xuống còn 500.000USD. Bên cạnh điều đó, Trung Quốc có thể áp dụng chế độ giảm thuế nhập khẩu thiết bị tương tự như

đã làm đối với khí than nhằm giảm gánh nặng chi phí cho các công ty phát triển mỏ.

Vai trò của khí thiên nhiên trong chiến lược năng lượng của Trung Quốc giai đoạn 2015 - 2030

Theo kế hoạch 5 năm lần thứ 12 về khí đốt, Trung Quốc sẽ tiêu thụ 230 tỷ m³/năm vào năm 2015. Nguồn cung khí của Trung Quốc vào năm 2015 có thể đạt 270 tỷ m³/năm, trong đó có 138,5 tỷ m³ khí đốt truyền thống, 16 tỷ m³ khí than, 15 tỷ m³ khí hóa than, 6,5 tỷ m³ khí thiên nhiên và 93,5 tỷ m³ khí nhập khẩu (theo các hợp đồng đã ký). Chính phủ Trung Quốc cũng thông báo nâng tỷ lệ khí đốt trong năng lượng sơ cấp từ mức 4,8% năm 2012 lên 7,5% vào năm 2015.

Nhiều ý kiến cho rằng Trung Quốc quá tham vọng khi đặt ra các mục tiêu về khả năng cung - cầu khí vào năm 2015. Các thách thức đã nêu ở phần trên cho thấy Trung Quốc phải đầu tư nhiều tiền bạc, công sức trong một thời gian dài để phát triển lĩnh vực khí thiên nhiên. Việc CNPC và Sinopec hiện nắm giữ 80% trữ lượng tiềm năng khí thiên nhiên của Trung Quốc cũng làm cho việc phát triển các đề án khí thiên nhiên chậm chạp. Chủ tịch CNOOC cho rằng, ngành dầu khí Trung Quốc sẽ không phát triển ngành khí thiên nhiên trên một quy mô lớn. Ngay sau khi Ủy ban Năng lượng Quốc gia Trung Quốc (NEA) công bố kế hoạch 5 năm lần thứ 12, CNPC cho biết chỉ sản xuất 1 tỷ m³ khí thiên nhiên cho năm 2015, thấp hơn 60% so với mức kế hoạch do NEA đặt ra. Sinopec cũng tuyên bố chỉ có kế hoạch sản xuất 1,7 tỷ m³ khí thiên nhiên vào năm 2015, thấp hơn kế hoạch được giao 15%.

Như vậy, Trung Quốc phải mất rất nhiều thời gian để có thể khai thác khí phiến sét đáp ứng đủ nhu cầu thị trường như trong kế hoạch nhà nước quy định. Trong khi đó, nhu cầu tiêu thụ khí than và nguồn cung khí truyền thống sẽ tiếp tục tăng. Các nhà nghiên cứu năng lượng dự báo nhu cầu và sản lượng các loại khí đốt của Trung Quốc trong giai đoạn 2015 - 2030 như Bảng 4.

Năm 2015, nhập khẩu ròng khí đốt của Trung Quốc (qua đường ống và khí hóa lỏng LNG) ước đạt 6,8 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày, tương đương 59 triệu tấn LNG nhập khẩu. Con số này sẽ tăng lên mức 12,7 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày (tương đương 110 triệu tấn LNG nhập khẩu) vào năm 2020 và 18,4 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày (tương đương 159 triệu tấn LNG nhập khẩu) vào năm 2030.

Nói chung, Facts Global Energy (FGE) dự báo tỷ phần của khí đốt trong tổng năng lượng sơ cấp được sử dụng sẽ tăng từ 4,8% (năm 2012) lên 6% (năm 2015), 7,9% (năm 2020) và 9,4% (năm 2030). Tuy nhiên, đến năm 2015, tỷ phần của khí đốt trong tổng năng lượng sơ cấp sử dụng ở Trung Quốc thấp hơn mục tiêu 7,5% của Chính phủ ngay cả khi bổ sung khí hóa than. Tỷ phần này ở Trung Quốc sẽ vẫn rất thấp so với tỷ phần trung bình của thế giới (khoảng 24%). Lưu ý đến tính rủi ro khá cao của công nghiệp khí phiến sét ở Trung Quốc, các nhà kinh tế cho rằng biên độ dao động của sản lượng khí phiến sét ở nước này trong các kịch bản thấp nhất đến cao nhất sẽ dao động trong khoảng 0,2 - 0,4 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày (năm 2015); 1,3 - 2,3 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày (năm 2020); 2,6 - 6,0 tỷ ft³ tiêu chuẩn/ngày vào năm 2030.

Ngoài sản lượng khí đốt phi truyền thống nội địa, Trung Quốc còn phải nhập khẩu khí đốt để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng trong các năm tiếp theo. Lượng khí nhập khẩu ròng của Trung Quốc hiện đáp ứng khoảng 25% tổng nhu cầu khí đốt trong nước. Con số này sẽ đạt 33% vào năm 2015 và 40% vào năm 2020. Sự phụ thuộc vào khí nhập khẩu không chỉ nâng chi phí đầu vào để tăng lượng khí sản xuất trong nước mà còn ảnh hưởng đến an ninh năng lượng của Trung Quốc do phụ thuộc rất nhiều vào nguồn dầu thô từ nước ngoài (trên 50%). Kết quả, Trung Quốc xem sự bùng nổ của khí phi truyền thống là giải pháp để giải quyết sự thiếu hụt nguồn cung năng lượng. Điều này giúp khí phiến sét có vai trò quan trọng trong cân cân cung - cầu khí đốt Trung Quốc. Tuy nhiên, những thách thức đặt ra trong thăm dò, khai thác khí phiến sét sẽ khiến Bắc Kinh phải kiên nhẫn hơn trong thực thi kế hoạch phát triển nguồn năng lượng này. Nếu Trung Quốc tiếp tục tăng được nguồn cung khí phi truyền thống trong những năm tới mới có thể giảm được lượng khí nhập khẩu sau năm 2020. Đây là quan điểm của FGE trong kịch bản cơ bản về phát triển khí phiến sét ở Trung Quốc. Tuy nhiên có rất nhiều thách thức trên con đường thực hiện kỳ vọng đó.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

1. Petromin. 5 - 6/2013: p. 8 - 30.

Shale gas prospect in China

Summary

China's economy is growing at a high pace which results in its rising demand for energy. According to the 12th Five-Year Programme for natural gas (covering the 2011-2015 period) released by China's National Development and Reform Commission (NDRC), China's gas demand in 2015 will be 230 billion m³/year (22 billion standard ft³/day) whilst it must strive to reach a supply capacity target of 270 billion m³/year. In order to meet these targets, China will need to increase import of pipeline gas (from Myanmar, Central Asia, and Russia) and LNG, and at the same time increase its domestic gas production, especially production of unconventional gas, e.g. coal-bed methane (CBM), shale gas, and synthetic coal-to-gas, etc. As estimated by the US Energy Information Administration (EIA), China holds the world's largest shale gas resources, however its shale gas development is facing many challenges.

TIN TRONG NGÀNH

Đẩy mạnh hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Bolivia



Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh cùng đoàn công tác làm việc với lãnh đạo YPFB. Ảnh: CTV

Sáng 6/12/2013, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh cùng đoàn đại biểu Việt Nam đã đến Thủ đô La Paz, bắt đầu chuyến thăm chính thức tới Nhà nước Đa dân tộc Bolivia. Lãnh đạo cấp cao hai nước đã trao đổi và thống nhất nhiều biện pháp thúc đẩy quan hệ hợp tác, trong đó có việc duy trì trao đổi đoàn các cấp, thực hiện tốt các cơ chế hợp tác mới được thành lập, tăng cường quan hệ kinh tế - thương mại thông qua sự tiếp cận của

cộng đồng doanh nghiệp hai nước, hợp tác trên cơ sở hữu nghị và tương trợ trong các lĩnh vực hai nước có thể mạnh bổ sung lẫn nhau như: dầu khí, khai khoáng, nông nghiệp, dệt may...

Trong chuyến công tác, Phó Thủ tướng Vũ Văn Ninh đã đến thăm Tổng công ty Dầu khí Quốc gia Bolivia (YPFB). Phó Thủ tướng nhấn mạnh hợp tác dầu khí là nền tảng trong quan hệ song phương giữa hai quốc gia, đồng thời mong muốn YPFB cùng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) có định hướng hợp tác hiệu quả trong tương lai.

Theo TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hai nước đã ký bản ghi nhớ (MoU) về hợp tác tìm kiếm khí đốt tại Bolivia từ năm 2009. Petrovietnam mong muốn phát triển quan hệ hợp tác toàn diện, chia sẻ kinh nghiệm với YPFB, góp phần thúc đẩy quan hệ hợp tác chung giữa hai nước. Phó Tổng giám đốc YPFB Joger Marquez khẳng định trong năm 2014 sẽ tạo điều kiện thuận lợi để Petrovietnam tiếp cận với các thông tin tốt nhất khi đầu tư khai thác khí đốt tại Bolivia.

Thành Chung

Xuất bán thùng dầu đầu tiên tại mỏ Dorado, dự án Lô 67 - Peru



Tổng thống Peru và các đại biểu thực hiện nghi lễ vận van để đưa thùng dầu đầu tiên của mỏ Dorado lên tàu chở dầu. Ảnh: PVEP

Ngày 5/12/2013, tại Cảng Xuất dầu FCDC, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Công ty Dầu khí Perenco đã xuất bán thùng dầu đầu tiên của mỏ Dorado, dự án Lô 67 do hai bên hợp tác đầu tư. Tham dự và chứng kiến sự kiện này, Tổng thống Peru Ollanta Humala Taso đánh giá cao tính chuyên nghiệp, hiệu quả và công nghệ mới, hiện đại, thân thiện môi trường mà Perenco và PVEP đã triển khai tại Dự án Lô 67.

Trước đó, ngày 20/11/2013, mỏ Dorado (thuộc Lô 67 Peru do Perenco và PVEP hợp tác đầu tư) đã cho dòng dầu đầu tiên với lưu lượng ban đầu là 1.000 thùng/ngày. Sự kiện này đánh dấu thành công quan trọng trong ngành công nghiệp dầu khí Peru vì đất nước này chưa có dòng dầu thương mại mới nào trong vòng 39 năm qua. Theo kế hoạch, dự án sẽ tiếp tục cho dòng dầu đầu tiên tại mỏ Pirana vào cuối năm 2013 với lưu lượng 6.000 - 7.000 thùng/ngày và sẽ đạt sản lượng đỉnh 61.000 thùng/ngày trong giai đoạn phát triển toàn Lô.

Trong chuyến công tác tại Peru, Chủ tịch HĐQT PVEP Hoàng Ngọc Đăng đã có các buổi làm việc với PeruPetro nhằm thúc đẩy việc triển khai các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của PVEP tại Peru gồm các dự án Lô 67, Lô 39 và Lô 162. Bên cạnh đó, đoàn công tác của PVEP đã đến thăm và làm việc với một số đối tác khác nhằm trao đổi về khó khăn, thách thức, kinh nghiệm triển khai dự án cũng như tìm kiếm cơ hội hợp tác mới trong tương tại tại Peru và các nước khác trên thế giới.

Vũ Đình

Ký Nghị định thư bổ sung Hiệp định liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về dầu khí



Đại diện Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga ký Nghị định thư bổ sung. Ảnh: VSP

Chiều 9/12/2013, tại trụ sở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã diễn ra Lễ ký Nghị định thư bổ sung Hiệp định giữa Chính phủ nước CHXHCN Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thẩm lục địa Việt Nam trong khuôn khổ Vietsovpetro. Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang và Đại sứ Đặc mệnh toàn quyền Liên bang Nga tại Việt Nam Andrey Grigorievich Kovtun đã đại diện Chính phủ hai nước ký kết văn bản quan trọng này.

Theo Thứ trưởng Bộ Công Thương Lê Dương Quang, với việc phát hiện vỉa khí thiên nhiên và condensate tại

giếng 10B giàn RC-1 thuộc khu vực Đông Bắc mỏ Rồng của Lô 09-1 và thực hiện điều 10 của Hiệp định, Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga quyết định ký Nghị định thư bổ sung cho Hiệp định để Vietsovpetro có cơ sở pháp lý để tiếp tục thăm dò và thực hiện việc khai thác khí thiên nhiên và condensate trên toàn diện tích của Lô 09-1. Việc ký kết Nghị định thư bổ sung đánh dấu một bước phát triển mới trong quan hệ hợp tác chiến lược và truyền thống giữa Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga, tạo điều kiện cho Vietsovpetro đưa mỏ khí thiên nhiên vào khai thác trong năm 2014, đồng thời góp phần gia tăng sản lượng khai thác dầu khí của Vietsovpetro nói riêng và Petrovietnam nói chung.

Đại sứ Đặc mệnh toàn quyền Liên bang Nga cũng khẳng định, Nghị định thư là một trong những thỏa thuận hợp tác đạt được giữa hai Chính phủ sau chuyến thăm của Tổng thống Vladimir Putin. Mỗi quan hệ hợp tác trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí vẫn là một lĩnh vực quan trọng nhất giữa hai quốc gia. Nghị định thư giữa hai Chính phủ được ký kết là mong muốn duy trì và phát triển quan hệ hợp tác hiệu quả trên cơ sở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và sử dụng tối đa tiềm năng kỹ thuật sản xuất của Liên doanh bằng cách mở rộng lĩnh vực hoạt động.

Anh Phương

Mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc được khai thác với lưu lượng khoảng 6.000 thùng/ngày

Chiều 6/12/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) đã kỷ niệm 15 năm thành lập và lễ đón dòng dầu đầu tiên dự án Sư Tử Vàng Đông Bắc, thuộc Lô 15-1 thẩm lục địa Việt Nam.

Theo ông Nguyễn Phan Phúc - Tổng giám đốc Cuu Long JOC, dòng dầu đầu tiên từ mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc đã chảy lên giàn dầu giếng ngày 30/10/2013. Với sự kiện này, Cuu Long JOC đã chính thức khai thác dầu tại mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc với tổng lưu lượng khoảng 6.000 thùng/ngày. Sản phẩm từ mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc được chuyển tới giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng CPP để xử lý qua hệ thống ống dẫn đa pha. Đề án phát triển mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc bắt đầu được triển khai từ ngày 19/10/2012 và đã hoàn thành đúng kế hoạch đề ra, vốn đầu tư khoảng 80 triệu USD.

Phát biểu chúc mừng tại buổi lễ, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu tin tưởng Cuu Long



TS. Đỗ Văn Hậu trao Bằng khen của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho các cá nhân có thành tích xuất sắc. Ảnh: PVN

JOC với bề dày kinh nghiệm 15 năm, cùng đội ngũ chuyên nghiệp, đoàn kết sẽ chinh phục những khó khăn, thách thức, tiếp tục gặt hái những thành công to lớn hơn nữa trong thời gian tới.

Trần Tuyên

Lãnh đạo Petrovietnam kiểm tra tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Son



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Son. Ảnh: PTSC

Ngày 5/12/2013, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trực tiếp kiểm tra chất lượng và tiến độ thực hiện dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Son do Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) làm chủ đầu tư tại Nhà máy Đóng tàu Keppel (Tuas, Singapore). Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghe báo cáo của các đơn vị (PVEP, PTSC và

Lam Son JOC) về tiến độ chung của dự án phát triển mỏ Thăng Long - Đông Đô, dự án FPSO PTSC Lam Son. TSKH. Phùng Đình Thực đã biểu dương sự phối hợp chặt chẽ và chủ động của các đơn vị khi thực hiện dự án trọng điểm phát triển mỏ Đông Đô - Thăng Long, đặc biệt đối với dự án hoán cải FPSO PTSC Lam Son - là một dự án lớn, phức tạp với yêu cầu cao về kỹ thuật và công nghệ, lần đầu tiên do 1 đơn vị của Petrovietnam trực tiếp đầu tư và triển khai. Chủ tịch HĐQT Petrovietnam yêu cầu các đơn vị thực hiện dự án phát triển mỏ Đông Đô - Thăng Long cần tập trung tối đa nguồn lực, đảm bảo dự án được triển khai "an toàn - chất lượng - tiến độ".

Làm việc với lãnh đạo Nhà máy Đóng tàu Keppel, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu nhà máy phối hợp với chủ đầu tư PTSC, tăng cường nguồn nhân lực gấp rút hoàn thành dự án hoán cải FPSO với chất lượng tốt nhất, bàn giao đúng tiến độ để chủ đầu tư thực hiện chạy thử hệ thống tại Nhà máy theo đúng cam kết.

Đỗ Khánh

Kỳ họp thứ 43 Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Ngày 10/12/2013, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức thành công Kỳ họp lần thứ 43. Theo Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa, Liên doanh đã nỗ lực vượt khó khăn, hoàn thành các chỉ tiêu, kế hoạch do Hội đồng giao: nộp ngân sách Nhà nước (ngày 20/9/2013), doanh thu bán dầu (ngày 10/10/2013), chuyển lợi nhuận hai phía (ngày 25/10/2013), khoan khai thác và cung cấp khí vào bờ (tháng 11/2013) và một số chỉ tiêu khác gia tăng sản lượng dầu khí, xây dựng công trình biển...

Tại kỳ họp, Hội đồng đã thông qua các chỉ tiêu, kế hoạch năm 2014; tiếp tục khẳng định sự hoạt động hiệu quả, mang lại lợi ích cho các phía tham gia và đóng góp vào sự phát triển kinh tế của hai nước Việt Nam - Liên bang Nga. Nhân dịp này, Bộ Năng lượng Liên bang Nga trao tặng danh hiệu "Vì sự nghiệp của tổ hợp năng lượng - nhiên liệu", "Vì sự nghiệp dầu khí" cho các cá nhân có thành tích và đóng góp lớn.

Sau Kỳ họp, Công ty Cổ phần mở OAO Zarubezhneft và Petrovietnam đã ký Hợp đồng mua bán khí và condensate mỏ Thiên Ứng, Lô 04-3. Hợp đồng được đàm phán trên cơ sở thỏa thuận khung Hợp đồng mua bán khí mỏ Thiên Ứng đã được ký ngày 19/7/2013. Công tác phát triển mỏ



Lễ ký Hợp đồng mua bán khí và condensate mỏ Thiên Ứng giữa Zarubezhneft và Petrovietnam. Ảnh: VSP

Thiên Ứng đã được hai phía thông qua và bắt đầu triển khai, hiện nay đang thiết lập thiết kế FEED và triển khai mua sắm một số hạng mục sắt thép kết cấu chính. Dự kiến mỏ Thiên Ứng sẽ cho dòng dầu khí đầu tiên vào cuối tháng 6/2015.

Bên cạnh đó, Vietsovpetro và Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank) cũng ký kết hợp đồng thu xếp vốn cho dự án đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng mỏ Bạch Hổ để tiếp nhận, vận chuyển khí từ mỏ Thiên Ứng - Đại Hùng.

Ngọc Anh

Lễ ký Hợp đồng tín dụng xuất khẩu Hàn Quốc và Hợp đồng vay thương mại nước ngoài cho Dự án Nhiệt điện Thái Bình



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác ký hợp đồng tín dụng.
Ảnh: PVN

Ngày 9/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác đã ký các hợp đồng tín dụng có tổng giá trị 795,25 triệu USD gồm: Hợp đồng tín dụng xuất khẩu (ECA) trị giá 330 triệu USD được tài trợ trực tiếp bởi Ngân hàng Xuất nhập khẩu Hàn Quốc (KEXIM); Hợp đồng vay thương mại có bảo hiểm tín dụng của KEXIM trị giá 270 triệu USD với các ngân hàng BTMU, CITI, HSBC, MIZUHO, OCBC, SCB; Hợp đồng vay thương mại nước ngoài trị giá 195,25 triệu USD với tổ hợp các ngân hàng BTMU, CDB, CITI, HSBC, MIZUHO, OCBC. Đây là khoản vốn

Petrovietnam vay để thanh toán việc xây dựng, mua và lắp đặt các thiết bị chính của Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 gồm: máy phát, lò hơi và các máy móc, thiết bị phụ trợ do Tổ hợp Nhà thầu Sojitz (Nhật Bản) - Daelim (Hàn Quốc) cung cấp.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 do Petrovietnam làm chủ đầu tư, có tổng công suất 1.200MW và lượng điện thương phẩm khoảng 6,7 tỷ kWh/năm. Đây là dự án điện quan trọng trong Tổng sơ đồ điện 7, góp phần chuyển dịch cơ cấu kinh tế của tỉnh Thái Bình và vùng Đồng Nam Đồng bằng sông Hồng. Hiện nay, Nhà máy đang trong giai đoạn xây dựng để sớm đưa vào vận hành.

Với vai trò đầu mối tư vấn thu xếp vốn cho Dự án này, Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank) đã cùng Petrovietnam và các ngân hàng tài trợ triển khai các công việc liên quan trong quá trình thu xếp vốn. Trước đó, PVcomBank đã tư vấn thu xếp vốn lần 1 cho Dự án trị giá 141,89 triệu USD cũng bằng nguồn vốn vay tín dụng xuất khẩu từ các ngân hàng Nhật Bản và quốc tế.

Ngọc Anh

Petrovietnam ký hợp đồng tín dụng 2.000 tỷ đồng cho Dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1

Ngày 17/12/2013, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Ngân hàng TMCP Bưu điện Liên Việt (LienVietPostbank) đã ký Hợp đồng tín dụng cam kết tài trợ 2.000 tỷ đồng cho Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Đây là nhà máy nhiệt điện do Petrovietnam làm chủ đầu tư, có công suất thiết kế 1.200MW (gồm 2 tổ máy, mỗi tổ máy có công suất 600MW) được xây dựng tại xã Kỳ Lợi, huyện Kỳ Anh, tỉnh Hà Tĩnh. Cơ cấu nguồn vốn đầu tư Dự án gồm: 30% vốn Chủ đầu tư và 70% vốn vay.

Hiện nay, Ban Quản lý Dự án, Tổng thầu EPC và các nhà thầu phụ đang tập trung mọi nguồn lực để hoàn thành các hệ thống/hạng mục còn lại với mục tiêu phát điện Tổ máy 1, hòa lưới điện Quốc gia trong tháng 12/2013; vận hành thương mại Tổ máy 1 vào tháng 6/2014 và Tổ máy 2 vào tháng 12/2014. Hiện tổng khối lượng công việc của dự án đã hoàn thành đạt khoảng 93,27%.

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 là một trong những dự án điện cấp bách được hưởng các cơ chế, chính sách đặc thù thực hiện đầu tư xây dựng theo Quyết định số



Lễ ký Hợp đồng giữa Petrovietnam và LienVietPostbank. Ảnh: PVN

1195/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 9/11/2005, nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng, đảm bảo mục tiêu an ninh năng lượng Quốc gia, cung cấp sản lượng điện đáng kể (7,2 tỷ kWh/ năm). Khi đi vào hoạt động chính thức, Nhà máy sẽ cung cấp điện cho toàn bộ khu vực Hà Tĩnh, Nghệ An, đặc biệt tập trung cho Khu công nghiệp Vũng Áng. Đây là dự án có vai trò hạt nhân phát triển kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng cho khu vực Bắc miền Trung Việt Nam.

Thúy Hằng

PVEP ký hợp đồng tín dụng với Vietcombank và SeABank



Lễ ký hợp đồng tài trợ 150 triệu USD giữa PVEP, Vietcombank, SeABank. Ảnh: PVEP

Ngày 23/12/2013, tại trụ sở Petrovietnam đã diễn ra Lễ ký kết hợp đồng hợp vốn tài trợ 150 triệu USD giữa Sở giao dịch Ngân hàng TMCP Ngoại thương Việt Nam (Vietcombank), Ngân hàng TMCP Đông Nam Á (SeABank) với Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP). Hợp đồng trên do Vietcombank làm ngân hàng đầu mối, trong đó tỷ lệ vốn của Vietcombank là 83,5% và SeABank là 16,5%. Với số vốn này, PVEP sẽ đầu tư thăm dò, khai thác tại Lô 10

và 11-1 bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Sự kiện trên đánh dấu một bước tiến quan trọng trong quan hệ hợp tác lâu dài và toàn diện giữa Vietcombank, SeABank với PVEP, mở ra các cơ hội hợp tác mới để phát huy các lợi thế, tiềm năng của các bên.

Trong bối cảnh nền kinh tế còn nhiều khó khăn, việc PVEP ký kết thành công nhiều hợp đồng tín dụng với các ngân hàng trong nước và quốc tế chứng tỏ sự tin tưởng, đánh giá cao của các tổ chức tín dụng đối với hoạt động, năng lực tài chính, sự minh bạch trong hệ thống quản trị của PVEP. Hiện PVEP là đơn vị chủ lực của Petrovietnam đang hoạt động ở 60 dự án, trong đó có 17 dự án ở nước ngoài, 43 dự án trong nước. Các dự án của PVEP đang được triển khai rất tích cực. Trong giai đoạn 2007 - 2012, PVEP đã khai thác đạt trên 40 triệu tấn dầu thô và condensate; 36,5 tỷ m³ khí; gia tăng trữ lượng 273 triệu tấn quy dầu; công bố 27 phát hiện dầu khí và đưa 16 mỏ mới vào khai thác.

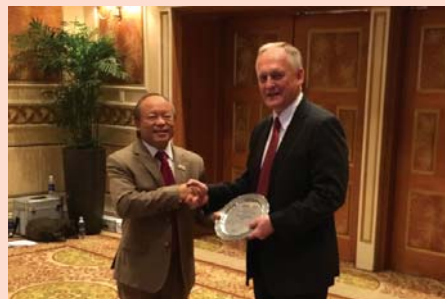
Vũ Đình

Tổng giám đốc Petrovietnam trao Kỷ niệm chương của ASCOPE cho TS. Øystein Berg

Ngày 27/11/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thay mặt Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASCOPE), trao tặng Kỷ niệm chương "Plaque of Recognition" cho TS. Øystein Berg - Cựu giám đốc PETRAD vì những đóng góp to lớn đối với sự phát triển ngành dầu khí của các nước trong khu vực.

PETRAD là một tổ chức phi lợi nhuận được thành lập bởi Chính phủ Na Uy cho phép chia sẻ kiến thức và nâng cao năng lực trong lĩnh vực dầu khí với các cơ quan Chính phủ và các công ty dầu khí quốc gia. Đến nay, PETRAD đã tổ chức và tiến hành 203 hoạt động để nâng cao năng lực của ngành công nghiệp dầu khí tại khu vực Đông Nam Á bao gồm các lĩnh vực về chính sách, hệ thống quản lý, công nghệ liên quan đến việc trao đổi kiến thức và kinh nghiệm của của ngành công nghiệp dầu khí Na Uy.

Theo ông Ole Henares - Tham tán Thương mại của Đại sứ quán Na Uy tại



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao Kỷ niệm chương cho TS. Øystein Berg. Ảnh: CTV

Việt Nam: "TS. Øystein Berg và PETRAD đã đóng góp to lớn cho quan hệ hợp tác giữa Na Uy và các nước ASEAN. Họ đã mang những kiến thức và năng lực tầm cỡ quốc tế của Na Uy đến với ngành công nghiệp dầu khí ASEAN. Chúng tôi đang nỗ lực để nâng cao sự hợp tác giữa ngành công nghiệp dầu khí của Na Uy và Việt Nam".

Trước đó, tại Hội nghị thường niên lần thứ 49 được tổ chức ở Nhật Bản, Ủy ban Điều phối các Chương trình Khoa học Địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) cũng trao tặng giải thưởng cho TS. Øystein Berg.

Lê Hải

Khởi công chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05



Các đại biểu bấm nút khởi công dự án Tam Đảo 05. Ảnh: VSP

Sáng ngày 10/12/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) đã khởi công chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05. Dự kiến dự án sẽ được hoàn thành sau 32 tháng thi công.

Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Hoa Kỳ) với tổng khối lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển 120m (400ft) và khả năng khoan tới mỏ dầu khí với độ sâu 9km. Đây là giàn khoan tự nâng thứ hai do PV Shipyard chế tạo. Trước đó, giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03 đã được Vietsovpetro sử dụng, khai thác ổn định, hiệu quả từ tháng 6/2012.

Lê Trần

Ký hợp đồng tổng thầu dự án Sư Tử Nâu



Lễ ký Hợp đồng tổng thầu dự án Sư Tử Nâu. Ảnh: PTSC

Ngày 6/12/2013, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) và Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã ký Hợp đồng tổng thầu dự án Sư Tử Nâu (Lô 15-1). Phạm vi công việc của dự án gồm thiết kế chi tiết, mua sắm, thi công chế tạo, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi cho 2 giàn khai thác Sư Tử Nâu Bắc và Sư Tử Nâu Nam; hoán cải giàn hiện hữu (WHP-A, WHP-B, giàn xử lý trung tâm Sư Tử Vàng).

Tổng khối lượng kết cấu thiết bị của dự án Sư Tử Nâu ước đạt hơn 8.500 tấn. Trong đó, giàn đầu giếng Sư Tử Nâu Bắc và Sư Tử Nâu Nam có trọng lượng lần lượt là 2.100 tấn và 1.900 tấn; mỗi chân đế có khối lượng hơn 1.000 tấn; 2.500 tấn cọc cùng hệ thống đường ống với chiều dài hơn 60km... Dự án được thực hiện trong 18 tháng và dự kiến sẽ hoàn thành vào tháng 9/2014. Trong giai đoạn 1, hai chân đế đã được hạ thủy và lắp đặt để phục vụ kế hoạch khoan sớm của Cuu Long JOC. Các khối thượng tầng Sư Tử Nâu Bắc, Sư Tử Nâu Nam và hệ thống đường ống sẽ được lắp đặt vào tháng 8/2014.

Thảo Vũ

PV Drilling cung cấp giàn khoan tự nâng Galveston Key cho Cuu Long JOC



Lễ ký hợp đồng giữa Cuu Long JOC, PV Drilling, Shelf Drilling. Ảnh: PVD

Ngày 3/12/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng "Galveston Key" phục vụ chiến dịch khoan của Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) tại Lô 15-1 ngoài khơi Việt Nam. Giàn khoan "Galveston Key" được PV Drilling thuê lại từ đối tác nước ngoài (Shelf Drilling). Theo hợp đồng, PV Drilling sẽ cung cấp dịch vụ khoan cho Cuu Long JOC trong 7 tháng, bắt đầu từ tháng 2/2014.

Song song với việc vận hành và khai thác hiệu quả các giàn khoan sở hữu, PV Drilling đã hợp tác với các đối tác nước ngoài để cung cấp thêm giàn khoan cho các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam.

Anh Ngọc

Nhiều công nghệ mới trong lĩnh vực dầu khí được giới thiệu tại Triển lãm Máy móc Thiết bị và Phụ liệu Công nghiệp 2013

Từ ngày 4 - 6/12/2013, tại Tp. Vũng Tàu đã diễn ra Triển lãm Máy móc Thiết bị và Phụ liệu Công nghiệp 2013 (OGAV 2013) do Hiệp hội Tự động hóa Công nghiệp Singapore (SIAA) bảo trợ, Công ty TNHH MTV Fireworks Vietnam tổ chức. Trong 3 ngày diễn ra Triển lãm, hơn 60 doanh nghiệp/tổ chức đến từ 10 quốc gia trên thế giới đã trưng bày và giới thiệu các công nghệ, trang thiết bị và kỹ thuật dầu khí hiện đại nhất phục vụ hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí, chế biến và vận chuyển dầu khí, dịch vụ tàu thuyền, bảo vệ môi trường, phòng cháy chữa cháy...

Song song với Triển lãm, "Hội nghị chuyên đề" và "Đêm giao thương dầu khí" đã thu hút sự quan tâm của các doanh nghiệp trong và ngoài nước; tập trung thảo luận về các giải pháp an toàn, kỹ thuật sản xuất, công nghệ và những tiến bộ mới của ngành công nghiệp dầu khí hiện nay. Theo ông Mervyn Yong - Giám đốc điều hành Fireworks Vietnam, Hội nghị và Triển lãm Máy móc Thiết bị và Phụ liệu Công nghiệp 2013 đã tạo ra cơ hội hợp



Các công nghệ mới được giới thiệu tại Triển lãm thu hút khách tham quan. Ảnh: CTV

tác mới để các doanh nghiệp trong và ngoài nước chia sẻ, trao đổi kinh nghiệm, kỹ thuật, công nghệ với mục tiêu thúc đẩy sự phát triển ngành công nghiệp nói chung và lĩnh vực dầu khí, năng lượng nói riêng.

Quốc Huy

TIN THẾ GIỚI

Thái Lan đầu tư vào lĩnh vực hóa dầu Indonesia



Lễ ký thỏa thuận thành lập liên doanh giữa PTT Global Chemical và PT Pertamina. Ảnh: PTT

Công ty PTT Global Chemical (thuộc Tập đoàn PTT, Thái Lan) đã ký thỏa thuận với PT Pertamina (Indonesia) về việc thành lập một liên doanh xây dựng tổ hợp hóa dầu ở Plaju, tỉnh Nam Sumatra. Trong đó, Indonesia nắm giữ 51% cổ phần và Thái Lan nắm giữ 49%. Tổng giám đốc PT Pertamina, Chrisna Damayanto cho biết, Liên doanh này sẽ xây dựng tổ hợp hóa dầu trên diện tích 450ha tại Plaju; riêng nhà máy sản xuất naphta sẽ có công suất 1 triệu tấn/năm.

Theo Tổng giám đốc PTT Global Chemical Public, Bowon Vongsinudom, tổng vốn đầu tư của dự án khoảng 4 - 5 tỷ USD. Khi dự án đi vào hoạt động, sẽ cung cấp các sản phẩm (naphta, khí hóa lỏng (LPG) và các loại khí cho sản xuất các sản phẩm hóa dầu), giúp Indonesia giảm sự phụ thuộc vào các sản phẩm hóa dầu nhập khẩu. Trung bình mỗi năm Indonesia dành khoảng 5 tỷ USD để nhập khẩu các sản phẩm hóa dầu. Tổng giám đốc PT Pertamina cho biết, Liên doanh hóa dầu trên dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ năm 2018, có thể đáp ứng ít nhất 30% nhu cầu sản phẩm hóa dầu trong nước, tiết kiệm 30 tỷ USD ngoại tệ cho Indonesia mỗi năm.

Ngoài Thái Lan, Công ty Honam Petrochemical Corporation (Hàn Quốc) cũng có kế hoạch đầu tư vào dự án xây dựng khu liên hợp hóa dầu trị giá 5 tỷ USD tại Cilegon, tỉnh Banten. Dự kiến, dự án sẽ đi vào hoạt động trong năm 2016. Trước sự cạnh tranh ngày càng tăng, PT Chandra Asri (Indonesia) đã vay 265 triệu USD từ các ngân hàng trong nước để mở rộng năng lực sản xuất naphta và nâng công suất sản xuất ethylene, từ 6 triệu tấn/năm lên 8,6 triệu tấn/năm.

Việt Tú (TTXVN)

Sản lượng dầu mỏ của Mỹ có thể đạt 9,5 triệu thùng/ngày vào năm 2016

Ngày 16/12/2013, Bộ Năng lượng Mỹ đã công bố Báo cáo Triển vọng Năng lượng 2014, trong đó dự báo sản lượng dầu mỏ tiếp tục tăng và có thể đạt mức 9,5 triệu thùng/ngày vào năm 2016. Theo Cơ quan Thông tin năng lượng Mỹ (EIA), sản lượng dầu thô của Mỹ sẽ tăng thêm 800.000 thùng/ngày lên 9,5 triệu thùng/ngày trong vòng 2 năm tới nhờ việc đẩy mạnh khai thác dầu khí đá phiến. Sản lượng dầu thô sẽ ổn định sau năm 2016 khi năng lực sản xuất đạt ngưỡng như năm 1970 (9,6 triệu thùng/ngày), sau đó bắt đầu giảm từ năm 2020. EIA cũng dự báo sản xuất khí đốt tự nhiên của Mỹ sẽ tăng nhờ các phương pháp khai thác mới và tốc độ tăng trong giai đoạn 2012 - 2040 đạt khoảng 56%.

Các chuyên gia cho rằng dự báo trên cho thấy các công nghệ tiên tiến khai thác dầu thô và khí tự nhiên tiếp tục làm tăng nhu cầu nội địa và tái định hình bức tranh kinh tế năng lượng, đồng thời mở rộng tiềm năng xuất khẩu khí đốt tự nhiên của Mỹ. Sự gia tăng sản xuất khí đốt và dầu mỏ nội địa sẽ giúp Mỹ giảm sự phụ thuộc vào nguồn năng lượng nhập khẩu. Báo cáo trên được đưa ra trong lúc Mỹ đang thảo luận có nên nới lỏng các quy định



Sản lượng dầu thô của Mỹ sẽ tăng thêm 800.000 thùng/ngày trong 2 năm tới nhờ khai thác dầu khí đá phiến. Ảnh: CTV

quá chặt chẽ về xuất khẩu dầu mỏ hay không, điều được các công ty sản xuất dầu và khí đốt luôn ủng hộ.

Báo cáo cũng cho biết nguồn cung dồi dào và giá khí đốt thấp đã vượt qua than trở thành nguồn nhiên liệu hàng đầu cho sản xuất điện. Đến năm 2040, khí đốt sẽ đóng góp khoảng 35% cho sản xuất điện, trong khi than chỉ còn 32%. Bên cạnh đó, giá khí đốt giảm giúp phát triển các ngành công nghiệp sử dụng nhiều khí đốt như hóa chất hoặc sản xuất hàng hóa lâu bền làm từ kim loại.

H.H (theo AP)

IEA và OPEC dự báo nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2014

Ngày 11/12/2013, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã nâng dự báo nhu cầu dầu mỏ toàn cầu trong năm 2013 và năm 2014 nhờ sự phục hồi ở các nền kinh tế phát triển có thể đẩy nhu cầu dầu mỏ toàn cầu tăng cao. Theo IEA, nhu cầu dầu mỏ của thế giới trong năm 2013 sẽ tăng 1,2 triệu thùng/ngày so với năm 2012, lên 91,2 triệu thùng/ngày. Nhu cầu dầu mỏ thế giới trong năm 2014 dự kiến sẽ tăng 1,2 triệu/thùng ngày lên 92,4 triệu thùng/ngày.

IEA cho rằng, nhu cầu dầu mỏ ở Mỹ tăng nhanh nhất trong gần 10 năm qua và khu vực đồng tiền chung châu Âu mới thoát khỏi suy thoái trong cuối năm 2013 đã góp phần làm gia tăng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu. Tuy nhiên, IEA dự báo sự phục hồi hậu suy thoái sẽ không kéo dài, đặc biệt khi chiều hướng tiêu thụ giảm ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương sẽ kéo nhu cầu dầu mỏ xuống thấp. Cũng theo IEA, mặc dù các nền kinh tế giàu nhất thế giới tăng trưởng mạnh hơn dự báo song các nền kinh tế không thuộc Tổ chức Hợp tác Kinh tế và Phát triển (OECD) sẽ tiếp tục là động lực thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ thế giới.

Trong khi đó, Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) vẫn giữ nguyên dự báo nhu cầu dầu mỏ toàn cầu

năm 2014 sẽ tăng với tốc độ nhanh hơn năm 2013, nhờ tăng trưởng kinh tế thế giới mạnh hơn. Theo báo cáo hàng tháng của OPEC, nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ toàn cầu trung bình trong năm 2014 sẽ ở mức 98,84 triệu thùng/ngày, tăng 1,04 triệu thùng/ngày so với năm 2013. OPEC cho biết động lực tăng trưởng chính trong năm 2014 sẽ là các nước đang phát triển do nhu cầu từ các nước thành viên của OECD sẽ giảm khoảng 0,2 triệu thùng/ngày.

Bên cạnh đó, OPEC dự báo tăng trưởng kinh tế toàn cầu là 3,5% so với mức 2,9% trong năm 2013, trong đó các nền kinh tế thuộc OECD dự kiến sẽ tăng khoảng 1,9% so với mức 1,2% của năm 2013. Kinh tế Trung Quốc dự kiến tăng 7,8%, tương tự năm 2013, nhờ những nỗ lực kích thích kinh tế và xuất khẩu gia tăng. Kinh tế Ấn Độ được dự kiến tăng trưởng 5,6% so với mức 4,7% năm 2013.

Trong cuộc họp thường kỳ tại Vienna (Áo), các nước thành viên OPEC đã nhất trí giữ nguyên sản lượng ở mức 30 triệu thùng/ngày. Các nhà phân tích cho rằng giá dầu thế giới có thể hạ thấp trong năm 2014. Sản lượng dầu mỏ của OPEC tăng cao và triển vọng từ sản lượng dầu khí đá phiến sét của Mỹ sẽ làm tăng nguy cơ dư cung trên thị trường.

Như Mai (theo AFP)

Triển vọng tích cực cho ngành công nghiệp dầu khí châu Á



Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí ở mỏ West Desaru (Myanmar). Ảnh: CTV

Cơ quan đánh giá tín nhiệm Moody's Investors Service đã công bố báo cáo nghiên cứu, trong đó nhận định triển vọng trong năm 2014 cho hoạt động thăm dò, khai thác của ngành công nghiệp dầu mỏ và khí đốt châu Á là tích cực, hoạt động tình thế và tiếp thị ổn định.

Dự báo thu nhập trước lãi, thuế và khấu hao (EBITDA) của ngành dầu khí châu Á sẽ tăng hơn 5%. Đầu tư khoan thăm dò gia tăng và khai thác các mỏ mới sẽ cải thiện doanh thu, lợi nhuận của các công ty trong ngành.

Triển vọng hoạt động tình thế và tiếp thị sẽ chỉ ở mức ổn định do mức tăng nhu cầu các chế phẩm (dầu mỏ) chậm lại, cùng với sự phục hồi vừa phải của nền kinh tế Mỹ và kinh tế châu Âu vẫn còn yếu. Phó chủ tịch Moody's Vikas Halan và Rachel Chua, tác giả của báo cáo nghiên cứu trên, cho rằng hoạt động thăm dò và khai thác của ngành công nghiệp dầu mỏ và khí đốt châu Á sẽ có triển vọng tích cực chừng nào giá dầu WTI còn ở mức trên 85USD/thùng và giá khí đốt ở mức trên 3USD/1.000ft³.

Tuy nhiên, Moody's Investors Service cũng lưu ý nhu cầu gia tăng sẽ kéo giá xăng dầu và khí đốt ở các nước châu Á tăng theo; thúc đẩy các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực tăng cường tìm kiếm, đầu tư vào các mỏ ở bên ngoài để đảm bảo nhu cầu năng lượng trong thời gian dài.

Việt Tú (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Thị trường dầu thô

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ, đầu tháng 12/2013, nguồn cung dầu thô giảm 10,6 triệu thùng nhưng lượng xăng tồn kho Mỹ lại tăng gấp 3 lần so với con số dự báo nên tác động nhiều đến giá dầu thô giao sau ở Mỹ. Chốt phiên giao dịch ngày 16/12/2013, giá dầu thô ngọt, nhẹ giao tháng 1/2014 trên sàn hàng hóa New York đã tăng 0,9%, lên 97,48USD/thùng. Trong khi đó, trên sàn London, giá dầu thô ngọt, nhẹ Brent Biển Bắc giao tháng 1 năm tới tăng 1,64USD, tương ứng với mức tăng 1,5%, lên mức 110,47USD/thùng.

Việc Iran mới ký được một thỏa thuận về chương trình hạt nhân ở nước này với nhóm P5+1 (gồm Vương quốc Anh, Pháp, Mỹ, Liên bang Nga, Trung Quốc, Đức) và tình

hình chính trị tạm lắng ở Trung Đông và Bắc Phi đã chi phối tới giá năng lượng. Giới phân tích lo ngại, các kho chứa dầu thô trên thế giới thời gian sắp tới sẽ trở nên thừa. Tuy nhiên, thông tin Libya từ chối mở cửa trở lại các cảng dầu ở phía Đông đã xóa tan hy vọng về khả năng Libya sẽ xuất khẩu dầu thô nhiều hơn ra thị trường thế giới trong thời gian ngắn sắp tới, nhưng cũng làm dịu lo lắng về tình trạng dư nguồn cung.

Trở lại sàn hàng hóa New York, kết thúc phiên giao dịch đầu tuần, giá xăng giao tháng 1/2014 tăng nhẹ 0,6% lên 2,64USD/gallon. Giá dầu sưởi giao cùng kỳ hạn tăng được 1,5UScent, tương ứng với mức tăng 0,5%, lên chốt ở 2,99USD/gallon. Ngược dòng, giá khí đốt giao tháng 1/2014 giảm mạnh 7UScent, tương ứng mức 1,7%, còn 4,28USD/triệu BTU.

Bảng 1. Tổng hợp diễn biến giá dầu thô trung bình của các nước xuất khẩu chính trong năm 2013

Loại dầu	Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEC basket chuẩn		105,2	113,5	106,2	101,05	100,65	101,03	104,45	107,52	108,73	107,28	102,86	105,53
Arabia nhẹ - Saudi Arabia		106,3	114,7	107,3	101,97	101,06	101,30	105,03	108,09	107,28	108,24	103,39	106,07
Basrah nhẹ - Iraq		103,1	111,1	104,4	98,22	98,23	98,84	103,24	106,07	104,78	105,59	101,47	104,10
Bonny nhẹ - Nigeria		110,7	119,3	111,7	105,17	105,83	106,12	110,21	113,62	112,39	113,39	108,70	111,53
Es Sider - Libya		108,5	117,0	109,5	102,22	102,63	103,07	107,91	111,07	109,16	110,13	106,85	109,63
Girassol - Angola		107,9	116,4	108,9	103,84	103,69	104,23	107,55	110,80	110,39	111,35	106,01	108,76
Iran nặng		104,4	112,5	105,8	99,71	99,72	100,61	103,65	107,06	106,55	107,49	102,43	105,09
Kuwait xuất khẩu		104,0	112,2	105,0	100,07	99,82	100,22	103,22	106,47	106,14	107,06	101,89	104,54
Marine - Qatar		103,4	111,5	104,3	101,55	100,22	100,20	103,34	106,67	106,12	107,03	102,05	104,70
Merey - Venezuela		94,4	101,8	95,3	93,84	94,02	95,37	95,68	98,06	100,93	101,80	93,82	96,26
Murban - UAE		106,1	114,4	107,1	104,46	102,83	102,61	105,58	109,18	108,67	109,64	104,46	107,17
Oriente - Ecuador		96,8	104,3	97,6	99,56	96,40	96,01	99,54	98,24	101,68	102,56	93,98	96,42
Saharian trộn 44° - Algeria		109,0	117,6	110,0	102,97	102,83	102,07	107,56	111,87	108,67	109,64	107,02	109,90
Minas 34° - Indonesia		110,1	118,7	111,1	101,25	99,11	103,19	103,38	105,55	109,28	110,25	100,98	103,61
Fateh 32° - Dubai		103,7	111,8	104,7	101,68	100,30	100,32	103,52	106,81	106,24	107,17	102,19	104,85
Ismuth 33° - Mexico		104,1	112,3	105,1	105,48	105,48	104,08	109,18	109,09	110,23	111,21	104,37	107,08
Brent 38° - Anh		108,5	117,0	109,5	102,17	102,53	101,75	107,96	111,75	111,90	109,96	106,92	109,70
WTI - Mỹ		94,5	96,1	93,5	91,97	94,60	99,37	104,51	106,00	108,70	109,64	101,36	99,74
Urals - Liên bang Nga		107,0	115,3	107,9	102,06	102,52	102,74	108,06	110,75	110,92	109,78	105,96	108,71

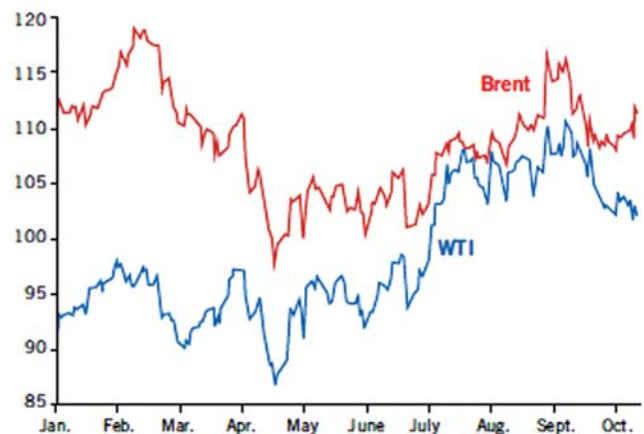
Nguồn: Oil & Gas Journal 1 - 12/2013; www.oil-prices.net

Tổng hợp giá dầu thô trung bình trong năm 2013 thể hiện trong Bảng 1 (Do giá các loại dầu thô khác trong tháng 12/2013 chưa được công bố nên tác giả dự báo giá).

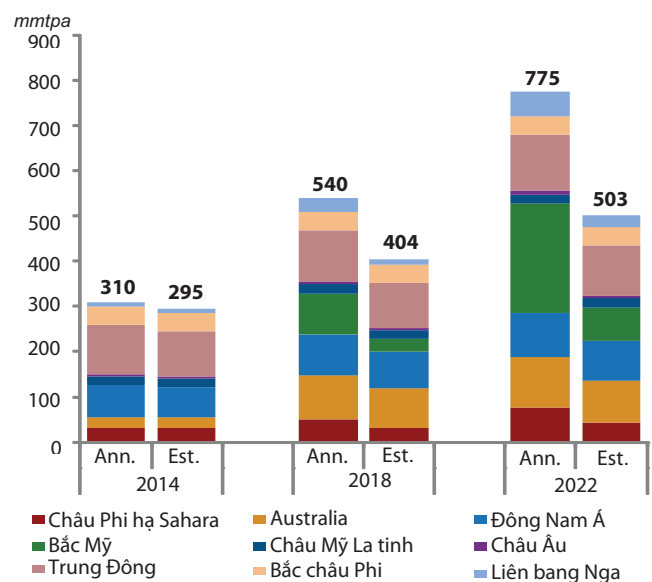
Từ khi các nguồn tài nguyên phi truyền thống được đưa vào sản xuất, sản lượng khai thác dầu thô ở Mỹ tăng cao, tạo nguồn cung dồi dào ở vùng Đại Tây Dương và thương mại dầu khí thế giới bắt đầu có những thay đổi. Mặc dù công suất các nhà máy lọc dầu đã đạt đỉnh trong giai đoạn 2005 - 2007 và gần đây đã suy giảm ở Tây Âu - Bắc Mỹ - châu Phi, nhưng sản lượng lọc dầu toàn cầu vẫn tiếp tục tăng nhẹ do sự gia tăng ở Mỹ và Nam Mỹ. Trong những năm tới, nguồn dầu thô phi truyền thống ở Bắc Mỹ sẽ tăng nhanh hơn mức tiêu thụ của các nhà máy lọc dầu dẫn đến dư thừa dầu thô ở thị trường khu vực Đại Tây Dương và phải mở rộng thị trường tiêu thụ mới trên toàn thế giới, nhất là ở các nước đang phát triển ở châu Á. Vì vậy, nguồn dầu thô châu Phi trước đây chảy về phương Tây, sắp tới sẽ đổi chiều quay về phương Đông. Đây cũng là nơi mà các nước sản xuất nhiều dầu thô (như Liên bang Nga, Mexico, Canada...) đang tìm kiếm khách hàng. Giá dầu thô đang và sẽ phân dị theo từng thị trường, giá ở Đông Á sẽ cao hơn so với thị trường phương Tây.

Mới đây, PIRA Energy đã đưa ra những thay đổi tỷ số giá dầu chuẩn Brent/Dubai cho thấy lượng cung dầu thô của châu Phi và Trung Đông cho các nhà máy lọc dầu ở Đông Á, Đông Nam Á đã tăng tương đối so với cho phương Tây. Các nhà nghiên cứu kinh tế dầu khí của PIRA Energy đã sử dụng chỉ số tăng trưởng của các nước Tây Phi, các chỉ số kế toán như giá lọc dầu, chi phí vận chuyển, giá trị chất lượng dầu thô và cấu trúc thị trường để xây dựng các mô hình giá trị lý thuyết cho sự thay đổi này. Từ nghiên cứu trên, PIRA Energy kết luận đây là sự thay đổi có tính lịch sử vì trong giai đoạn 2005 - 2010, mức giãn tỷ số chênh lệch giữa Brent và dầu chuẩn Dubai lên đến 0,5USD/thùng. Hiện nay mức chênh lệch trên đã giảm so với kết quả mô hình đưa ra và Gary Ross. Giám đốc điều hành của PIRA Energy hy vọng khuynh hướng này sẽ tiếp tục trong những năm tới. PIRA còn nhận định rằng giá các sản phẩm lọc dầu ở phương Tây sẽ rẻ hơn ở phương Đông và Mỹ do cơ hội xuất khẩu xăng dầu sang châu Á tương đương các cơ sở lọc dầu mới xây dựng ở Trung Đông.

Theo Oil & Gas Journal ngày 9/12/2013, hoạt động của các công ty dầu Mỹ trong Quý III/2013 đã tăng 38%; tổng doanh thu 9 tháng đầu năm 2013 ước đạt 1.036.178 triệu USD; lợi nhuận ròng đạt 75.076 triệu USD. Trong đó, các công ty đạt mức lợi nhuận cao nhất



Hình 1. Diễn biến giá dầu WTI và Brent trong năm 2013



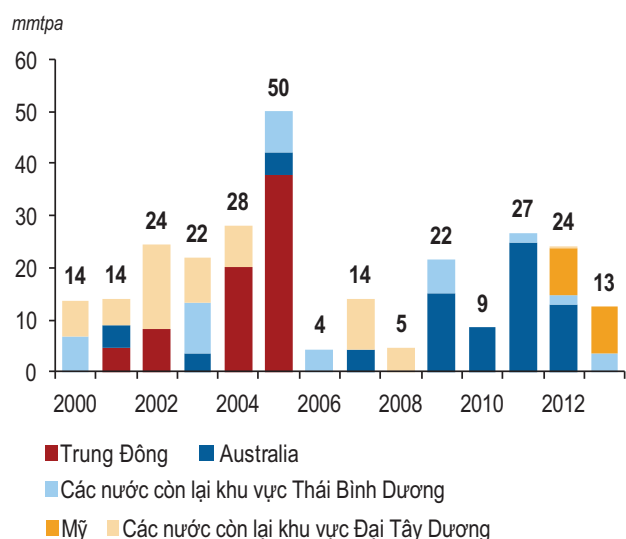
Hình 2. Dự báo công suất hóa lỏng khí đốt toàn cầu đến năm 2022.

gồm: ExxonMobil (8.069 triệu USD), Chevron (4.996 triệu USD) và ConocoPhillips (2.480 triệu USD). Tuy nhiên, có 14 công ty lọc dầu của Mỹ bị lỗ (năm 2012 có 27 công ty bị lỗ). Nhiều chỉ tiêu kinh doanh của ExxonMobil trong Quý 3/2013 giảm so với cùng kỳ: lợi nhuận giảm 18% còn 8,07 tỷ USD; doanh thu giảm 2,4% còn 112,37 tỷ USD; kinh doanh lọc dầu và marketing, lợi nhuận điều hành (operating earnings) giảm 81%, xuống còn 592 triệu USD. Tuy nhiên, lợi nhuận từ các hoạt động thượng nguồn của ExxonMobil trong Quý III/2013 tăng 740 triệu USD so với cùng kỳ, chủ yếu do giá dầu thô và khí đốt tăng. Tổng sản lượng quy đổi của ExxonMobil tăng 1,5%.

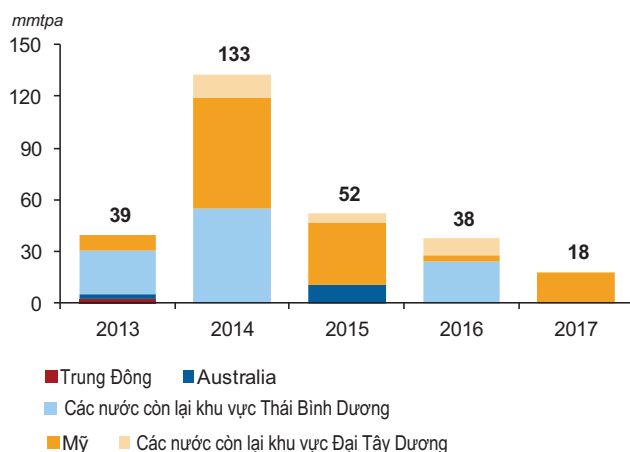
Chevron cho biết lợi nhuận trong Quý III/2013 giảm từ 5,3 tỷ USD xuống còn 5 tỷ USD so với cùng kỳ năm trước, nguyên nhân cũng do giá biên sản phẩm lọc dầu thấp và chi phí điều hành tăng cao, nhất là do các hoạt động sửa chữa, bảo dưỡng ở các nhà máy lọc dầu. Sản lượng toàn cầu của Chevron trong Quý III đạt 2,59 triệu thùng/ngày

(năm 2012 chỉ đạt 2,52 triệu thùng/ngày). ConocoPhillips thông báo thu nhập ròng Quý III đạt 2,48 tỷ USD, tăng 38% và sản lượng dầu thô trên đất Mỹ tăng 15% so với cùng kỳ năm 2012. Devon Energy cho biết mức lợi nhuận trong Quý III là 429 triệu USD, sản lượng đạt trung bình 165.000thùng/ngày, tăng 16%.

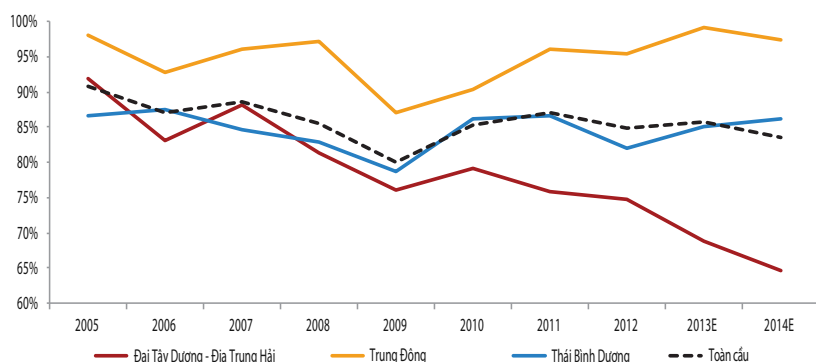
Thị trường khí hóa lỏng



Hình 3. Công suất LNG được chuẩn y



Hình 4. Các mục tiêu FID được công bố



Hình 5. Công suất hóa lỏng được sử dụng theo các khu vực

Theo Tạp chí Energy Quý 4/2013, đến cuối năm 2022, công suất hóa lỏng khí đốt (có rủi ro) toàn cầu được dự báo sẽ đạt 503 triệu tấn/năm. Trong đó, Bắc Mỹ có mức tăng cao nhất với công suất 74 triệu tấn/năm. Đứng thứ hai là Australia (69 triệu tấn/năm) với các đề án mở rộng các nhà máy hiện có và xây dựng các nhà máy LNG mới, các nhà máy chuyển hóa khí than thành LNG ở Queensland. Khu vực Trung Đông đứng đầu thế giới về công suất hóa lỏng khí, chiếm 23% công suất toàn cầu.

Công suất dự báo nói trên chiếm 65% nguồn cung được thông báo hiện nay (Hình 2).

Thị trường LNG thế giới năm 2013 chứng kiến một đợt sóng mới từ các nguồn cung ngoài Australia. Trong thời gian tới, Mỹ sẽ là một trong những trung tâm cung cấp LNG hàng đầu thế giới, với các đề án Elba Island LNG, Cove Point LNG, Cameron LNG, Freeport LNG, Sabine Pass LNGT5. Các đề án này có tổng công suất 53 triệu tấn/năm. Số lượng các đề án LNG trên thế giới được phê chuẩn trong năm 2013 giảm nhiều, chỉ bằng một nửa so với giai đoạn 2011 - 2012. Các đề án LNG ở Mỹ, Canada, Đông Phi vẫn nằm trong kế hoạch đầu tư giai đoạn 2014 - 2015, song không phải tất cả đều được cung cấp vốn. Hai đề án Sabine Pass (Mỹ) và MLNG của Petronas có tổng công suất 12,6 triệu tấn/năm. Công suất hóa lỏng theo các khu vực được sử dụng qua các năm được trình bày trong Hình 5.

Năm 2013, một nửa trong số 18 nước sản xuất khí đều có dấu hiệu giảm công suất các nhà máy LNG hiện có và mức công suất thấp nhất là 85%. Một nhà máy LNG của Malaysia bị cháy, mạng lưới đường ống cung cấp nguyên liệu ở Yemen bị tấn công liên tục. Các nhà máy LNG ở Algeria, Indonesia, Ai Cập tỷ lệ công suất sử dụng chỉ đạt 95% nên sản lượng giảm sút. Công suất nhà máy LNG ở Qatar được phục hồi ít nhiều do yêu cầu phải tăng sản lượng để đáp ứng nhu cầu thị trường châu Âu do sản lượng khí ở bồn trũng Đại Tây Dương tiếp tục giảm. Ai Cập, Nigeria và Na Uy đều trải qua các đợt giảm lượng LNG xuất khẩu do các rủi ro, trục trặc kỹ thuật ở các nhà máy LNG trong lúc nhu cầu trong nước ngày càng tăng.

Đến cuối năm 2013, tổng cung LNG toàn cầu đạt 281,1 triệu tấn/năm. Dự báo công suất LNG trên toàn thế giới sẽ tăng ở mức cực tiểu đến năm 2015 và sẽ tăng khoảng 25 triệu tấn/năm trong giai đoạn sau năm 2015 đến năm 2023. Công ty Angola LNG đã kiểm tra kỹ thuật, sửa chữa các điểm rò rỉ khí từ mùa hè năm 2013 và

đưa nhà máy hoạt động trở lại vào tháng 2/2014. Nhà máy Skidda (Algeria) cũng dừng sản xuất để kiểm tra từ đầu năm 2013, song chưa biết khi nào mới hoạt động trở lại.

Phần lớn mức tăng trung hạn nguồn cung LNG cho thị trường sẽ đến từ Australia vào năm 2016 và Mỹ sẽ đóng vai trò chủ lực trong lĩnh vực này. Sau năm 2020, Đông Phi và Canada sẽ là nguồn cung bổ sung chủ yếu

cho các thị trường khu vực hàng năm. Theo dự báo, nguồn cung LNG gia tăng sẽ đạt 99,3 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2013 - 2017 và đạt mức 122,7 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2018 - 2022.

Nhiều nhà máy hóa lỏng khí đang hoạt động sẽ bị loại bỏ sau 10 năm tới. Arun LNG với công suất 4,1 triệu tấn/năm sẽ ngừng hoạt động trong năm 2014. Sau năm 2014, Oman

Bảng 2. Đặc điểm các nguồn cung chính tham gia thị trường LNG

Nguồn cung	Ưu thế chính	Hạn chế chính	Dự báo thời điểm dự án bắt đầu sản xuất
Các nhà máy LNG Mỹ dưới vĩ tuyến 48	Nguồn cung khí nguyên liệu lớn từ mạng lưới đường ống dễ tiếp cận. Hộ tiêu thụ đông đúc và có nhiều trạm tái khí hóa công suất lớn, giúp hạ giá thành phân phối LNG	Luật về xuất khẩu không ổn định. Bộ Năng lượng có thể hạn chế phê chuẩn các thương vụ không thuộc diện FTA. Giá dầu thô thấp có thể hạn chế sức hấp dẫn của các trung tâm phân phối LNG	Sabine Pass LNG bắt đầu sản xuất vào 2015
Miền Tây Canada	Nguồn khí phiến sét dồi dào. Nhà điều hành và chủ các đề án có nhiều kinh nghiệm và chuyên viên giỏi. Gần với thị trường tiêu thụ châu Á. Các hộ mua LNG truyền thống có cùng lợi ích với hoạt động thượng nguồn	Đòi hỏi phải xây dựng cơ sở hạ tầng lớn và phải thẩm định nguồn khí nhiều hơn nữa. Nhiều nhà cung cấp LNG cạnh tranh. Giữa hộ cung và hộ cầu LNG không cùng lợi ích khi định giá nên việc ký kết các hợp đồng có thể bị chậm	LNG Canada bắt đầu sản xuất vào năm 2019
Đông Phi	Tài nguyên khí dồi dào ở Mozambique và Tanzania. Nhu cầu nội địa thấp nên ít ràng buộc hạn chế lượng LNG xuất khẩu. Các công ty dầu khí quốc gia châu Á muốn đầu tư vào ngành LNG Đông Phi	Việc triển khai các đề án lớn tại các nước chậm phát triển khá phức tạp. Các nhà điều hành Mozambique thiếu kinh nghiệm trong quan hệ hợp tác về LNG. Nhiều khách hàng ở Tanzania có ưu tiên đối với LNG	Mozambique LNG bắt đầu sản xuất vào năm 2020
Đông Địa Trung Hải	Nhiều tầng khí triển vọng ở Israel. Gần châu Âu nên có nhiều cơ hội bán sản phẩm. Vốn đầu tư của Noble Energy dồi dào nên có thể giúp cho công ty đẩy nhanh tốc độ triển khai các đề án	Chính sách của Israel đối với LNG xuất khẩu có nhiều bất lợi. Các nhà máy LNG công suất lớn, Israel thiếu an ninh. Nhu cầu nội địa lớn và tăng nhanh nên hạn chế xuất khẩu. Tài nguyên ở đảo Cyprus nhỏ. Quyền lợi của công ty LNG bị hạn chế bởi chính người Israel	Levitan LNG bắt đầu sản xuất vào năm 2023
Mỏ Brownfield Australia	Nhu cầu của các nền kinh tế thuận lợi cho việc chấp nhận chi phí cao của nhà máy LNG. Mục tiêu hạ giá khí nguyên liệu để sản xuất LNG ở Đông Á và ở Đông Nam Á có thể hiện thực. Hộ tiêu thụ tiềm năng sẵn sàng mua cổ phần của nhà máy.	Nhiều người tham gia thị trường với nhiều ưu tiên trong kinh doanh LNG. Cạnh tranh về nhân lực và chi phí lao động cao ở Australia. Khí than sẽ gây nhiều khó khăn cho đề án mở rộng Queensland LNG	Tangguh LNG bắt đầu sản xuất vào năm 2019
Liên bang Nga	Tài nguyên khí dồi dào. Gần với thị trường châu Á. Cơ sở hạ tầng ở đề án Sakhalin-2 đã được thiết lập để phục vụ cho các đề án Viễn Đông. Các đối tác tham gia đề án có nhiều kinh nghiệm	Vận chuyển LNG gặp khó khăn vào nhiều tháng trong năm. Cạnh tranh về sử dụng đường ống dẫn LNG về thị trường Liên bang Nga và Trung Quốc làm phức tạp các kế hoạch đối với các đề án Viễn Đông. Chính sách xuất khẩu khí đốt của Liên bang Nga chưa ổn định và các giấy phép xuất khẩu không rõ ràng	Yamal LNG bắt đầu sản xuất vào năm 2019
Alaska	Tiềm năng tài nguyên năng lượng dồi dào. Gần thị trường tiêu thụ châu Á. Sản lượng dầu mỏ ở vịnh Prudhoe đang giảm mở đường cho thương mại hóa khí dùng bơm vào mỏ. Chính quyền Alaska có thể thu hồi giấy phép của các công ty dầu khí quốc tế nếu họ làm thất bại chủ trương thương mại hóa khí đốt ở đây	Chế độ thuế bất ổn định nên đề án có thể bị chậm trễ không biết kéo dài bao lâu. Xuất khẩu khí bị nhiều thách thức vì giá năng lượng cao. Đòi hỏi các cam kết đầu tư lớn. Phải xây dựng đường ống rất dài nối từ North Slope đến miền Nam Alaska	Chưa xác định thời gian

Nguồn: Global Liquefaction Outlook Quý 4/2013, PFC Energy 2013

Bảng 3. Hợp đồng mua bán LNG ký năm 2013

Bên bán	Bên mua	Nơi nhập	Ngày ký	Thời gian có hiệu lực	Loại hợp đồng/thỏa thuận	Khối lượng (mmtpa)	Năm hết hạn
Eni	Kogas	Hàn Quốc	1/2013	2013	SPA	0,85	2013
Eni	Chubu Electric	Nhật Bản	1/2013	2013	SPA	0,85	2013
Mitsubishi	Tepco	Nhật Bản	2/2013	2018	HOA	0,40	2018
Mitsui	Tepco	Nhật Bản	2/2013	2018	HOA	0,40	2018
Shell	Repsol	Canada	2/2013	2014	HOA	0,10	2014
Chubu Electric	Inpex	Nhật Bản	3/2013	2013	SPA	0,20	2013
Sumitomo	Tokyo Gas	Nhật Bản	4/2013	2018	HOA	1,40	2018
Sumitomo	Kansai Electric	Nhật Bản	4/2013	2018	HOA	0,80	2018
Trafigura	CFE	Mexico	5/2013	2013	SPA	0,68	2013
Gas natural Fenosa	Repsol	Nhiều nơi	7/2013	N/A	SPA	0,73	N/A
Enel	Koch Industries	Nhiều nơi	8/2013	2013	SPA	0,36	2013
Gas Natural Fenosa	Kogas	Hàn Quốc	9/2013	2013	SPA	0,46	2013
BP	Enarsa	Argentina	10/2013	2014	SPA	2,40	2015
Total	Pavilion Energy	Singapore	10/2013	2018	HOA	0,50	2027

Nguồn: Global Liquefaction Outlook Quý 4/2013, PFC Energy 2013

cũng dự tính sẽ đóng cửa một số nhà máy và giảm công suất 10,8 triệu tấn/năm. Do nhu cầu tăng nên Ai Cập chưa đóng cửa ELNG mặc dù nhà máy này đã hết hạn sử dụng.

Bắc Mỹ tiếp tục là nguồn cung lớn nhất cho các hợp đồng xuất khẩu khí đốt mới, từ mức 6% trong tổng khối lượng hợp đồng năm 2009 tăng lên 58% trong năm 2013. Số hợp đồng ký lại (của các công ty như BG, Shell, BP, Total...) chiếm 14% trong tổng số hợp đồng đến năm 2013. Liên bang Nga là nước xuất khẩu LNG lớn nhất trong năm 2013 với 10,8 triệu tấn/năm. Đông Phi đã tham gia thị trường LNG với nhiều chủ dự án là những nhà buôn và nhà tiêu thụ LNG. Các hợp đồng của Australia sẽ đạt đỉnh vào cuối thập kỷ này; những dự án lớn của North West Shell sẽ hết hạn trong khung thời gian đã ký. Các hợp đồng của Indonesia, Malaysia đều có tiền thưởng cho

người mua và đã hết hạn mới đầy hoặc sắp hết hạn trong thời gian tới. Các hợp đồng mua bán LNG ký trong năm 2013 được trình bày trong Bảng 3.

Trong thời gian qua, sự suy giảm khối lượng LNG trong các hợp đồng xuất khẩu diễn ra ở tất cả các khu vực. Nguyên nhân do hết hạn hợp đồng tại các bồn trũng đã ký ở Đông Nam Á, Bắc Phi, châu Âu hoặc tại các khu vực mới nổi nhưng chưa tìm được hộ tiêu thụ như ở cận Sahara châu Phi và một số vùng thuộc Liên bang Nga. Đông Nam Á có tài nguyên tiềm năng xuất khẩu đáng kể nên Indonesia và Malaysia còn mở rộng thêm diện ký hợp đồng và đang đánh giá nhu cầu nội địa cũng như tiềm năng thượng nguồn. Hợp đồng xuất khẩu Bắc Phi đang suy giảm do tiềm năng khai thác dài hạn còn chưa chắc chắn và nhu cầu nội địa đang gia tăng.

Hà Phong (tổng hợp)



DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM NĂM 2013 ĐANG TRIỂN KHAI

Hiện nay, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đang triển khai nhiều đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao năm 2013 đang triển khai (tính đến tháng 12/2013). Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
I	LĨNH VỰC TÌM KIẾM, THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ				
1	Nghiên cứu đặc điểm trầm tích và đánh giá chất lượng đá chứa carbonate tuổi Miocen khu vực Phú Khánh	Lê Hải An	Đại học Mở - Địa chất	590/HĐ-DKVN ngày 22/1/2013	Đang thực hiện
2	Thành phần vật chất hữu cơ và khả năng sinh hydrocarbon của than và sét than Oligocen và Miocen dưới khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn	Lê Hoài Nga	EPC - VPI	3993/HĐ-DKVN ngày 13/6/2013	Đang thực hiện
3	Nghiên cứu phân bố và đặc điểm của trầm tích carbonate tuổi Miocen bể Nam Côn Sơn và khả năng chứa dầu khí của chúng	Ngô Kiểu Oanh	EPC - VPI	5010/HĐ-DKVN ngày 19/7/2013	Đang thực hiện
4	Đánh giá tổng hợp hệ thống dầu khí Lô Kosor, Uzbekistan	Trịnh Xuân Cường	EPC - VPI	5012/HĐ-DKVN ngày 19/7/2013	Đã nghiệm thu
5	Nghiên cứu, xác định các họ dầu/condensate phát hiện tại bể trầm tích Nam Côn Sơn, thêm lục địa Việt Nam trên cơ sở tài liệu cập nhật đến 30/6/2013	Phan Văn Thắng	Labs - VPI	5013/HĐ-DKVN ngày 19/7/2013	Đã nghiệm thu
6	Thu thập tài liệu phục vụ nghiên cứu chung giữa Tập đoàn và Công ty ENI về tiềm năng dầu khí phi truyền thống tại các bể trầm tích trên đất liền Việt Nam bao gồm 4 khu vực: Đồng bằng sông Cửu Long, khu vực Bản Đôn, khu vực Nông Sơn và khu vực Tây Bắc Bộ (Điện Biên Đông)	Nguyễn Quang Tùng	EPC - VPI	5396/HĐ-DKVN ngày 2/8/2013	Chuẩn bị nghiệm thu
7	Thu thập tài liệu bể An Châu, Miền vông Hà Nội (ngoài diện tích PSC shale gas) và bể than Quảng Ninh phục vụ nghiên cứu chung giữa Tập đoàn và Công ty ENI về tiềm năng dầu khí phi truyền thống tại các bể trầm tích trên đất liền Việt Nam	Nguyễn Hữu Nam	PVEP Sông Hồng	5687/HĐ-DKVN ngày 13/8/2013	Đã nghiệm thu
8	Xây dựng "Hướng dẫn thực hiện công tác phát triển mỏ dầu khí"	Vũ Mạnh Hào	EPC - VPI	4978/HĐ-DKVN ngày 18/7/2013	Đang thực hiện
9	Nghiên cứu và đề xuất cơ chế ưu đãi khuyến khích các nhà thầu dầu khí áp dụng biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR)	Phan Ngọc Trung	EMC-VPI	5576/HĐ-DKVN ngày 9/8/1013	Đang thực hiện
10	Hỗ trợ Tập đoàn trong việc quản lý khai thác các mỏ dầu khí tại dự án Nhenhetxky Liên bang Nga	Lê Thế Hùng	EPC-VPI	5577/HĐ-DKVN ngày 9/8/1013	Đang thực hiện
11	Nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng bơm ép polymer cho tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu	Phạm Trường Giang	EPC - VPI	5578/HĐ-DKVN ngày 9/8/2013	Đang thực hiện
12	Nghiên cứu phát triển và áp dụng phương pháp hiệu chỉnh phân bố thẩm chứa cho mô hình mô phỏng khai thác móng nút nê trên cơ sở tích hợp đồng thời thông tin địa chấn, địa cơ học và dữ liệu khai thác	Nguyễn Thế Đức	EPC-VPI	5580/HĐ-DKVN ngày 9/8/2013	Đang thực hiện
13	Hỗ trợ Tập đoàn trong việc quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành ở Việt Nam	Nguyễn Minh Quý	EPC-VPI	6132/HĐ-DKVN ngày 29/8/2013	Đang thực hiện
II	LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ				
1	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam. (Tập 19: Dầu thô Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng)	Nguyễn Thị Anh Thư	PVPro - VPI	2667/HĐ-DKVN ngày 18/4/2013	Đang thực hiện

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
2	Phân tích đánh giá chất lượng mẫu condensate mỏ Hải Thạch nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất condensate Việt Nam.	Trần Thị Mai	PVPro - VPI	2666/HĐ-DKVN ngày 18/4/2013	Đang thực hiện
3	Phân tích đánh giá tính chất khí mỏ Pearl, Mèo Trảng, Gấu Trảng nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam	Nguyễn Xuân Hợp	PVPro-VPI	2665/HĐ-DKVN ngày 18/4/2013	Đang thực hiện
4	Lựa chọn công nghệ xử lý sản phẩm tích hợp vào dây chuyền sản xuất bioethanol tại các nhà máy sản xuất bioethanol của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Đình Việt	PVPro - VPI	4314/HĐ-DKVN ngày 26/6/2013	Đang thực hiện
5	Nghiên cứu khả năng đầu tư nhà máy sản xuất ethyl acetate từ ethanol sản xuất từ các nhà máy ethanol có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.	Phan Gia Tiểu Cẩm	PVPro - VPI	3203/HĐ-DKVN ngày 14/5/2013	Đang thực hiện
6	Nghiên cứu ảnh hưởng của Fe, Ca đến xúc tác FCC bằng phương pháp CPS và áp dụng đánh giá ảnh hưởng của Fe, Ca đến hiệu quả sử dụng xúc tác FCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Nguyễn Hữu Lương	PVPro - VPI	4315/HĐ-DKVN ngày 26/6/2013	Đang thực hiện
7	Nghiên cứu và áp dụng công nghệ nhiệt phân nhanh sinh khối sản xuất nhiên liệu sạch tại Việt Nam (giai đoạn 2)	Phan Minh Quốc Bình	PVPro - VPI	5231/HĐ-DKVN ngày 29/7/2013	Đang thực hiện
8	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép hỗn hợp polymer và chất hoạt động bề mặt để nâng cao hiệu suất thu hồi dầu cho các giếng bơm ép nước tại mỏ Bạch Hổ	Nguyễn Quỳnh Anh	CTAT - VPI	5256/HĐ-DKVN ngày 30/7/2013	Đang thực hiện
9	Nghiên cứu giải pháp làm sạch lắng đọng cặn bên trong đường ống trao đổi nhiệt của các nhà máy lọc - hóa dầu bằng hệ hóa phẩm thân thiện với môi trường	Lê Quang Hưng	CTAT - VPI	5255/HĐ-DKVN ngày 30/7/2013	Đang thực hiện
10	Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ và sản xuất thử nghiệm hệ hóa phẩm phá nhũ (decoiler) để xử lý nước nhiễm dầu trong công nghiệp khai thác dầu khí (giai đoạn 2)	Nguyễn Thị Vân Anh	CTAT - VPI	5198/HĐ-DKVN ngày 26/7/2013	Đang thực hiện
11	Nghiên cứu công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng vỉa cát kết bằng hệ dung dịch vi nhũ tương nhằm nâng cao sản lượng của các giếng khai thác dầu	Phan Vũ Anh	CTAT - VPI	3202/HĐ-DKVN ngày 14/5/2013	Đang thực hiện
12	Nghiên cứu phương án tiêu thụ ethanol của các nhà máy nhiên liệu sinh học làm chất đốt dân dụng và công nghiệp	Phạm Tiến Dũng	PV OIL	5142/HĐ-DKVN ngày 24/7/2013	Đang thực hiện
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Thái Bình	Nguyễn Ngọc Sơn	CPSE - VPI	3583/HĐ-DKVN, ngày 30/5/2013	Đang thực hiện
2	Rà soát, cập nhật hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí	Nguyễn Minh Thái	CPSE - VPI	5180/HĐ-DKVN ngày 26/7/2013	Đang thực hiện
3	Nghiên cứu xây dựng Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước thải công nghiệp cho nhà máy sản xuất bioethanol	Nguyễn Đăng Khoa	CPSE - VPI	5181/HĐ-DKVN, ngày 26/7/2013	Đang thực hiện
4	Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Ngãi	Thái Cẩm Tú	CPSE - VPI	6793/HĐ-DKVN ngày 24/9/2013	Đang thực hiện
5	Xây dựng hướng dẫn lập Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các cơ sở, dự án dầu khí ngoài khơi	Trần Phi Hùng	CPSE - VPI	7990/HĐ-DKVN ngày 5/11/2013	Đang thực hiện
6	Nghiên cứu xử lý nước thải có độ màu, COD hòa tan cao, trực tiếp giải quyết các vấn đề còn tồn tại về môi trường của các nhà máy nhiên liệu sinh học	Giang Hùng Mạnh	DMC	5173/HĐ-DKVN ngày 26/7/2013	Đang thực hiện
IV LĨNH VỰC KINH TẾ QUẢN LÝ					
1	Nghiên cứu hoàn thiện phương pháp xây dựng giá thành sản phẩm và đề xuất một số giải pháp giảm giá thành sản phẩm cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đặng Thị Thủy Dung	EMC - VPI	5711/HĐ-DKVN ngày 14/8/2013	Đang thực hiện
2	Tổng hợp và cập nhật kết quả sản xuất kinh doanh của một số công ty dầu khí nước ngoài và so sánh với PVN	Nguyễn Thị Lan Anh	EMC - VPI	Đã trình LĐ TĐ để phê duyệt	Đang thực hiện
3	Đánh giá hiệu quả quản lý chi phí và các giải pháp nâng cao hiệu quả quản lý chi phí trong các dự án xây dựng kho xăng dầu thuộc PVN	Lê Việt Trung	EMC - VPI	7075/HĐ-DKVN ngày 2/10/2013	Đang thực hiện

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
4	Nghiên cứu xây dựng tiêu chí đánh giá, bổ nhiệm, miễn nhiệm, bãi nhiệm đối với người đại diện phần vốn của Tập đoàn tại các doanh nghiệp khác	Phạm Thị Thanh Tuyền	EMC - VPI	7076/HĐ-DKVN ngày 2/10/2013	Đang thực hiện
5	Xây dựng cơ sở dữ liệu danh mục các tiêu chuẩn và phần mềm hiện có tại các đơn vị, Ban Quản lý Dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Mạnh Anh	EMC - VPI	5388/HĐ-DKVN ngày 2/8/2013	Đang thực hiện
V	LĨNH VỰC ĐIỆN				
1	Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp đồng bộ nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư xây dựng và vận hành các nhà máy thủy điện của PVN	Hồ Khải Hoàn	CTAT - VPI	3899/HĐ-DKVN ngày 11/6/2013	Đang thực hiện
2	Nghiên cứu, phân tích giá thành sản xuất điện và hiệu quả đầu tư giữa các loại hình nhà máy nhiệt điện khí và than để đề xuất một số định hướng trong công tác triển khai các dự án nhiệt điện của PVN	Võ Hồng Thái	CTAT - VPI	3898/HĐ-DKVN ngày 11/6/2013	Đang thực hiện
3	Đánh giá sơ bộ và đề xuất địa điểm xây dựng cụm khí - điện tại miền Trung sử dụng khí thiên nhiên từ mỏ Cá Voi Xanh	Võ Hồng Thái	CTAT - VPI	7974/HĐ-DKVN ngày 5/11/2013	Đang thực hiện
VI	LĨNH VỰC KHÍ				
1	Đánh giá tác động của shale gas đến thị trường khí LNG khu vực châu Á và đề xuất một số định hướng về triển khai nhập khẩu LNG cho PVN/PV GAS	Nguyễn Vũ Thắng	EMC - VPI	5579/HĐ-DKVN ngày 09/8/2013	Đang thực hiện
2	Nghiên cứu đề xuất cơ chế chính sách phát triển thị trường khí tại Việt Nam giai đoạn đến 2020, tầm nhìn 2030	Nguyễn Thị Thanh Lê	EMC - VPI	5801/HĐ-DKVN ngày 16/8/2013	Đang thực hiện
3	Nghiên cứu khả năng xây dựng nhà máy sản xuất LNG quy mô nhỏ tại Cà Mau	Trần Mai Khôi	CTAT - VPI	5395/HĐ-DKVN ngày 02/8/2013	Đang thực hiện
4	Xây dựng sổ tay hướng dẫn lựa chọn thông số chất lượng khí đầu vào hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển và sổ tay hướng dẫn lựa chọn thông số chất lượng khí thương phẩm cung cấp cho các hộ tiêu thụ điện, đạm, công nghiệp	Đoàn Thành Đạt	CTAT - VPI	5045/HĐ-DKVN ngày 22/7/2013	Đang thực hiện
5	Nghiên cứu định hướng phương án phát triển đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn II và phương án thu gom khí đồng hành mỏ Đại Hùng	Ngô Ngọc Thường	PVE	5184/HĐ-DKVN ngày 26/7/2013	Đang chuẩn bị nghiệm thu
VII	LĨNH VỰC KHÁC				
1	Tổ chức triển khai nhiệm vụ quốc phòng - an ninh phù hợp với đặc điểm sản xuất kinh doanh đặc thù của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Vũ Khánh Đông	Ban Thanh tra Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	2631/QĐ-DKVN ngày 17/4/2013	Đang thực hiện
2	Thống kê, phân loại, xác định độ Mật của hồ sơ, tài liệu; đồng dấu cấp độ Mật cho hồ sơ, tài liệu đang lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí	Lê Anh Tuấn	PAC - VPI	3900/HĐ-DKVN ngày 11/6/2013	Đang thực hiện
3	Nghiên cứu phương án tổ chức công tác bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Mai Tuấn Đạt	BSR	Chuẩn bị ký trong tháng 12/2013	
4	Triển khai áp dụng thí điểm Hệ thống quản lý nguồn nhân lực theo năng lực tại bộ máy điều hành công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam năm 2013	Phạm Thị Thanh Tuyền	VPI	8005/HĐ-DKVN ngày 6/11/2013	

Phạm Văn Huy

Ghi chú:

VPI Viện Dầu khí Việt Nam

EPC Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)

PVPro Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)

VPI-Labs Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)

CTAT Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)

CPSE Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)

EMC Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)

PAC Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)

BSR Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn

PV OIL Tổng công ty Dầu Việt Nam

PVE Tổng công ty Tư vấn và Thiết kế Dầu khí - CTCP

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

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

Nâng cao hiệu quả vận chuyển khí của hệ thống đường ống khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố bằng cách thiết kế và lắp đặt đường by-pass tại giàn ống đứng CCP

Việc lắp đặt đường by-pass tại giàn ống đứng RB CCP giúp khí được vận chuyển liên tục từ các mỏ Sư Tử Vàng/Sư Tử Đen - Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố về bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ, tránh tình trạng không phải đốt bỏ một lượng khí lớn trong trường hợp giàn nén khí trung tâm phải ngừng hoạt động theo kế hoạch bảo dưỡng định kỳ, đã đem lại hiệu quả kinh tế cao và làm giảm ô nhiễm môi trường.

Hệ thống đường ống khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố dài gần 200km, mỗi năm vận chuyển trung bình gần 2 tỷ m³ khí từ các mỏ Rạng Đông và Bạch Hổ về bờ. Hệ thống có 2 giàn nén khí là: giàn nén khí Rạng Đông (gồm 2 máy nén khí ly tâm, áp suất ra 90 bar) và giàn nén khí trung tâm tại mỏ Bạch Hổ (gồm 5 tổ máy, áp suất ra 125 bar để nén khí về Nhà máy xử lý khí Dinh Cố). Công suất của giàn nén khí Rạng Đông và giàn nén khí trung tâm lần lượt là 3,2 triệu Nm³/ngày và 8,1 triệu Nm³/ngày. Khí từ mỏ Rạng Đông một phần phục vụ cho nhu cầu gaslift tại mỏ, một phần đi vào đường ống Rạng Đông - Bạch Hổ để sang Bạch Hổ tại giàn ống đứng (RB CCP). Tại giàn ống đứng RB CCP, khí Rạng Đông đi vào bình tách 1-V-211C và sau đó giảm áp xuống 10 bar để hòa vào khí Bạch Hổ đi vào giàn nén khí trung tâm.

Theo thiết kế, khí từ mỏ Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Vàng/Sư Tử Đen có thể cung cấp liên tục cho giàn nén khí trung tâm để vận chuyển về bờ. Trong trường hợp giàn nén khí trung tâm gặp sự cố hoặc phải ngừng hoạt động theo kế hoạch bảo dưỡng định kỳ hàng năm (trung bình mỗi năm dừng 15 ngày) thì toàn bộ khí đồng hành các mỏ trên sẽ phải đốt bỏ tại mỏ. Trong khi nhu cầu sản xuất điện năng cũng như các nhu cầu khác của nền kinh tế quốc dân đòi hỏi phải cung cấp khí liên tục. Do đó việc ngưng cấp khí đột ngột sẽ gây tác hại rất lớn về kinh tế cho hệ thống điện toàn quốc và nhiều doanh nghiệp trong khu vực. Việc đốt bỏ khối lượng lớn khí không chỉ gây thiệt hại về kinh tế mà còn gây ô nhiễm môi trường.

Để khắc phục hiện trạng trên, các tác giả: Từ Thành Nghĩa, Vũ Trọng Nháp, Lê Đình Chung, Hoàng Lê Ngọc Vĩnh và Đặng Đình Nguyên (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") đã đề xuất giải pháp kỹ thuật khắc phục việc phải dừng giàn trung tâm để bảo dưỡng định kỳ, nhằm nâng cao hiệu quả vận chuyển khí của hệ thống đường ống khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố bằng cách

thiết kế và lắp đặt đường by-pass tại giàn ống đứng CCP từ đường ống khí Rạng Đông - Bạch Hổ kết nối thẳng vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố không qua giàn nén khí trung tâm. Mục đích của việc lắp đặt này nhằm đưa khí thẳng từ các mỏ Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Vàng/Sư Tử Đen về bờ trong trường hợp phải dừng giàn nén khí trung tâm để sửa chữa, chấm dứt tình trạng phải đốt bỏ một lượng khí lớn tại các mỏ.

Đường by-pass gồm các thiết bị: đường ống 12", 2 van cầu 12"; 1 van check 12"; 1 van an toàn 2 x 3"; 2 van cầu 2"; 2 van cầu 3"; 1 đầu nối 16 x 12"; 1 đầu nối 16 x 12"; ống 3" - 50m; đầu nối cong 12"; đầu nối cong 3". Trên cơ sở hệ thống đường ống và công suất của các máy nén khí có sẵn, nhóm tác giả chỉ thiết kế và lắp đặt thêm trên giàn ống đứng RB CCP một đường ống dài 20m, một đầu nối vào đường ống khí từ mỏ Rạng Đông tại RB CCP, đầu kia nối vào đường ống khí về bờ. Việc vận chuyển khí từ Rạng Đông qua đường by-pass về Dinh Cố đảm bảo an toàn cho hệ thống đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố, đồng thời không ảnh hưởng đến công tác bảo dưỡng định kỳ của giàn nén khí trung tâm.

Việc lắp đặt đường by-pass giúp tăng được lượng khí về bờ từ các mỏ Sư Tử Vàng/Sư Tử Đen - Rạng Đông - Phương Đông; nâng cao hiệu quả vận chuyển của đường ống khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố và làm giảm ô nhiễm môi trường. Chi phí đầu tư cho việc lắp đặt đường by-pass thấp (401.220USD) nhưng hiệu quả kinh tế cao. Ước tính sau 1 năm áp dụng sáng kiến, lượng khí tiết kiệm được 15,099 nghìn m³, hiệu quả kinh tế thu được đạt gần 1,4 triệu USD.

Lê Đình

CÁC KHÓA ĐÀO TẠO

DO VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM DỰ KIẾN TỔ CHỨC TRONG NĂM 2014

Viện Dầu khí Việt Nam xin chân thành cảm ơn sự quan tâm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các đơn vị trong Ngành đối với công tác đào tạo trong năm 2013. Cùng với thành công của các khóa đào tạo ngắn hạn, trong năm qua, Viện Dầu khí Việt Nam đã tuyển sinh đào tạo trình độ Tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật Dầu khí (mã số 62 52 06 04) Khóa I với 5 nghiên cứu sinh. Trân trọng giới thiệu đến quý bạn đọc chương trình đào tạo do Viện Dầu khí Việt Nam dự kiến tổ chức trong năm 2014 (chi tiết sẽ được cập nhật hàng Quý/tháng trên Tạp chí Dầu khí và website www.vpi.pvn.vn). Rất mong nhận được sự hưởng ứng từ đồng đảo bạn đọc Tạp chí Dầu khí.



TT	Khóa đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng	Địa điểm
A	ĐÀO TẠO TIẾN SĨ			
	Chuyên ngành: KỸ THUẬT DẦU KHÍ - Khóa II	62 52 06 04	3 năm	HN
B	ĐÀO TẠO NGẮN HẠN			
I	Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí			
1	Phân tích minh giải địa vật lý giếng khoan và tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_4025	4 ngày	HN
2	Trang bị kiến thức về Địa chất - Địa vật lý cơ bản/nâng cao	EXP_1007	3 ngày	HCM/HN
3	Minh giải cấu trúc địa chất (thực địa tuyến Lạng Sơn - Lộc Bình - Mẫu Sơn)	EXP_4032	5 ngày	HN
4	Phân tích khe nứt và đứt gãy (thực địa tuyến Đồ Sơn, Hải Phòng)	EXP_4005	5 ngày	HN
5	Tướng thạch học và môi trường trầm tích (thực địa tuyến Cát Bà)	EXP_3003	7 ngày	HN
6	Địa tầng phân tập (thực địa)	EXP_3001	5 ngày	HN
7	Các phương pháp thăm dò dầu khí	EXP_1001	5 ngày	HN
8	Công nghệ khai thác dầu khí nâng cao	EXP_2009	3 ngày	HN
9	Hệ thống dầu khí và các điều kiện hình thành các tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ	EXP_2012	5 ngày	HN
10	Minh giải tài liệu địa chấn cơ bản	EXP_2015	5 ngày	HN
11	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	EXP_2015	5 ngày	HN
12	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí cơ bản	EXP_1002	3 ngày	HN
13	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí nâng cao	EXP_2010	4 ngày	HN
14	Đảm bảo dòng chảy	EXP_4030_E	5 ngày	HN
15	Phân tích thử vỉa	EXP_4031_E	5 ngày	HN
16	Minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan nâng cao	EXP_2016	5 ngày	HN/HCM

TT	Khóa đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng	Địa điểm
17	Phân tích liên kết xác định ranh giới địa tầng và các vỉa sản phẩm bằng các tổ hợp địa vật lý	EXP_2022	5 ngày	HN
18	Xử lý minh giải trong lát cắt trầm tích chứa khí - condensate	EXP_2014	5 ngày	HN
19	Xử lý và phân tích AVO, nghiên cứu thuộc tính địa chấn Inversion	EXP_4027	5 ngày	HN
20	Phân tích mẫu lõi/PVT	PRD_2007	2 ngày	HCM
21	Phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan và biện luận tham số tính toán được trong tính trữ lượng/tiềm năng	EXP_2025	5 ngày	HN/HCM
22	Minh giải tài liệu địa chấn trong tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_2026	5 ngày	HN/HCM
23	Ứng dụng địa tầng phân tập và địa chấn địa tầng trong đánh giá tiềm năng dầu khí	EXP_2027	5 ngày	HN/HCM
24	Giới thiệu phần mềm Petrel trong lĩnh vực địa chất và địa vật lý	EXP_2028	5 ngày	HN
II	Lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến dầu khí			
25	Các quá trình lọc hóa dầu	DWN_1002	3 ngày	HCM
26	Nhiên liệu sinh học	DWN_1005	3 ngày	HCM
III	Lĩnh vực an toàn môi trường dầu khí			
27	Quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM
28	Hướng dẫn các văn bản pháp luật về an toàn sức khỏe môi trường dầu khí	HSE_1003	2 ngày	HN/HCM
29	Nhận diện và quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM/HN
30	Xử lý sự cố dầu tràn trong hoạt động dầu khí	HSE_2003	3 ngày	HCM
31	Giám sát môi trường lao động dầu khí	HSE_1005	2 ngày	HCM
32	Kiểm soát chất thải rắn và chất thải nguy hại trong công nghiệp dầu khí	HSE_1004	2 ngày	HCM
33	Kỹ thuật quan trắc môi trường	HSE_1006	2 ngày	HN
IV	Lĩnh vực kinh tế - quản lý dầu khí			
34	Hợp đồng dầu khí và đánh giá dự án đầu tư thượng nguồn	EBA_3002	5 ngày	HN
35	Pháp luật về ngoại thương và cơ chế giải quyết tranh chấp thương mại bằng trọng tài	EBA_2014	6 ngày	HN
36	Quản lý dự án dầu khí	EBA_1006	5 ngày	HN
37	Quản lý rủi ro doanh nghiệp	EBA_1007	5 ngày	HN/HCM
38	Bồi dưỡng kiến thức cho Kiểm soát viên và Ban Kiểm soát	EBA_2004	5 ngày	HN
V	Tiếng Anh			
39	Tiếng Anh chuyên ngành dầu khí	ENG_5002	60 giờ	HN
40	Tiếng Anh theo chuẩn TOEIC (450 - 500 điểm)	ENG_1001_I	60 giờ	HN
41	Tiếng Anh theo chuẩn TOEFL	ENG_2001	60 giờ	HN
42	Tiếng Anh theo chuẩn IELTS (đạt mức 5.0)	ENG_3001_I	60 giờ	HN
VI	Lĩnh vực khác			
43	Ăn mòn và bảo vệ kim loại trong các công trình dầu khí (cơ bản)	MDS_1001	2 ngày	HN/HCM
44	Phương pháp tổng trở điện hóa xác định tốc độ ăn mòn	MDS_1002	3 ngày	HN
45	Dầu khí đại cương/Đào tạo nhập ngành	INT_1001	2 ngày	HN/HCM
46	Kỹ năng viết và trình bày trong nghiên cứu khoa học	SSK_1006	3 ngày	HN/HCM
47	Nghịệp vụ đấu thầu	SSK_1014	2 ngày	HN/HCM
48	Nâng cao năng lực kiểm soát viên nội bộ	SSK_2002	5 ngày	HN/HCM
49	Bồi dưỡng kỹ năng quản lý cho lãnh đạo cấp trung	SSK_1004	7 ngày	HN
50	Đào tạo nhận thức và diễn giải các yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN/ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1007	2 ngày	HN/HCM
51	Đào tạo đánh giá nội bộ theo ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1011	2 ngày	HN/HCM

Ghi chú:

- Chương trình và nội dung các khóa học có thể được điều chỉnh theo yêu cầu của các đơn vị
- Viện Dầu khí Việt Nam nhận xây dựng và tổ chức các khóa đào tạo theo yêu cầu của đơn vị

BAN THÔNG TIN ĐÀO TẠO - VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Tầng 14, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Email: ban_ttdt@vpi.pvn.vn; Tel: 04.3784.3061/1420 ÷ 1424

THƯ MỜI VIẾT BÀI

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

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

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

- *Các định hướng phát triển của Tập đoàn;*
- *Các thành tựu nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ từ khâu đầu đến khâu cuối và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý;*
- *Các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh;*
- *Các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới phục vụ cho hoạt động của Tập đoàn;*
- *Các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn;*
- *Giới thiệu các sản phẩm và các dịch vụ của Tập đoàn.*

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

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

Trân trọng cảm ơn!