

Dầu Khí



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

SỐ 2 - 2015

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Ảnh: Keppel FELS

TIÊU CHUẨN

KHỞI ĐỘNG DỰ ÁN NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ CÀ MAU

Phát biểu tại Lễ khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau ngày 7/2/2015, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai quyết liệt, sớm đưa Nhà máy vào vận hành an toàn, đồng góp vào phát triển kinh tế - xã hội của đất nước nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng. Dự án có vốn đầu tư trên 10 nghìn tỷ đồng, sẽ được công nghệ hiện đại, tỷ lệ thu hồi khí đạt trên 90%, khí hoàn thành sẽ được góp giải trí sản xuất hàng năm khoảng 5 nghìn tỷ đồng.

Cung cấp 207.500 tấn LPG và 11.900 tấn condensate/năm

Ngày 7/2/2015, tại Khu công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Lễ khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau và chào mừng vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí PM3 - Cà Mau.

Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy xử lý khí Cà Mau được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư. Dự án được phê duyệt với quy mô ban đầu xử dụng chủ yếu khí từ Lô B và một phần khí từ đường ống PM3 - Cà Mau.

Trong quá trình triển khai, Dự án đầu tư khai thác mỏ khí Lô B của nhà đầu tư nước ngoài bị chậm, dẫn đến nguy cơ phải dừng Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Tuy nhiên, với quyết tâm cao, áp dụng công nghệ tiên tiến trong chế biến khí, kết hợp với việc tăng công suất vận chuyển đường ống khí PM3, việc đưa khí PM3 - Cà Mau vào làm nguồn nguyên liệu chính của dự án, trong khi chưa có khí từ Lô B, là bước đột phá sáng tạo, đảm bảo đảm bảo của PVN/PV GAS, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu thế giới giảm xuống mức thấp, việc đưa Nhà máy xử lý khí Cà Mau vào hoạt động sớm có ý nghĩa rất quan trọng tăng doanh thu và ngân sách cho Nhà nước.

Dự án đầu tư điều chỉnh được, góp rút thời gian hoàn thành việc đầu tư bổ sung 3 km đường ống ngoài khơi để nâng công suất vận chuyển của đường ống PM3 - Cà Mau từ 5,8 triệu m³/ngày lên 6,95 triệu m³/ngày, nhằm đáp ứng nhu cầu của các hộ tiêu thụ trong Cụm Khí - Điện - Đạm tại Cà Mau, xây dựng một nhà máy xử lý khí công suất 6,2 triệu m³/ngày cùng hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m³ condensate và hệ thống cung xuất sản phẩm tổng tại Khu công nghiệp Minh An, xã Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau.

Tổng mức đầu tư điều chỉnh của Dự án trên 2.000 tỷ đồng và gần 400 triệu USD (tương đương trên 10 nghìn tỷ đồng) và thấp hơn 5 nghìn tỷ đồng so với tổng mức đầu tư ban đầu. Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau dự kiến được thực hiện trong thời gian 23 tháng và hoàn thành vào cuối năm 2016. Theo tính toán sơ bộ của chủ đầu tư, Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau hoàn thành sẽ cung cấp ra thị trường 593 tấn LPG/ngày - tương đương 207.500 tấn LPG/năm, cung cấp 34 tấn condensate/ngày - tương đương 11.900 tấn condensate/năm. Doanh thu trung bình 210 triệu USD/năm (tương đương 4.400 tỷ đồng/năm), đóng góp cho ngân sách Nhà nước khoảng 500 tỷ đồng/năm.

Việc triển khai Dự án và đưa công trình vào vận hành sẽ giúp cân đối cung - cầu về khí khu vực Tây Nam Bộ, đã đem lại các sản phẩm khí có giá trị cao, đáp ứng nhu cầu sản phẩm khí hóa lỏng và hóa dầu tại tỉnh Cà Mau, khu vực Tây Nam Bộ và trên toàn quốc, góp phần vào việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời góp phần giải quyết các vấn đề về kinh tế - xã hội tạo việc

4

TIÊU CHUẨN

DỰ ÁN PM3-CÀ MAU VẬN CHUYỂN AN TOÀN TRÊN 10 TỶ M³ KHÍ

Kể từ thời điểm đóng khí PM3 đầu tiên được đưa vào bờ (29/4/2007) đến nay, Công ty Khí Cà Mau (thuộc Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP) đã cấp trên 10,86 tỷ m³ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2. Nhà máy Điện Cà Mau đã sản xuất hơn hơn 50 tỷ kWh điện và 2 nghìn tấn urea, chiếm 7% sản lượng điện và 40% sản lượng phân đạm của cả nước, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực Quốc gia.

CÁC MỐC QUAN TRỌNG CỦA DỰ ÁN

- Ngày 29/4/2007: Đóng khí từ mỏ PM3 và Lô 46 - Cà Mau được đưa vào bờ.
- Ngày 15/5/2007: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1.
- Ngày 28/5/2008: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 2.
- Ngày 28/2/2009: Vận chuyển an toàn 1 tỷ m³ khí.
- Ngày 1/9/2011: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau.
- Ngày 6/12/2011: Vận chuyển an toàn 5 tỷ m³ khí.
- Ngày 26/6/2014: Vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí.

Kể từ khi đóng khí PM3 và Lô 46 - Cà Mau được đưa vào bờ (29/4/2007) đến cuối năm 2014, Công ty Khí Cà Mau (thuộc Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP) đã cấp trên 10,86 tỷ m³ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2. Nhà máy Điện Cà Mau đã sản xuất hơn hơn 50 tỷ kWh điện và 2 nghìn tấn urea, chiếm 7% sản lượng điện và 40% sản lượng phân đạm của cả nước, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực Quốc gia. Mỗi năm, lại nhận từ hoạt động vận chuyển khí PM3 - Cà Mau đạt từ 400 - 600 tỷ đồng.

Nhờ hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả, trong các năm qua, dự án đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau đã góp phần quan trọng vào việc phát triển kinh tế - xã hội địa phương như: đóng góp cho ngân sách tỉnh Cà Mau trên 6.000 tỷ đồng; góp phần chuyển dịch cơ cấu của tỉnh Cà Mau từ một tỉnh thuần nông trở thành tỉnh có tốc độ công nghiệp phát triển đứng thứ 3 khu vực Đồng bằng sông Cửu Long và thứ 17 của cả nước.

7

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

8. Phương pháp tiếp cận mới trong đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan bằng "Nguyên lý năng lượng cơ học riêng"

14. Quá trình sinh dầu khí của đá mẹ khu vực phụ đới trùng Đông Bắc và phụ đới trùng Trung tâm bể Nam Côn Sơn

23. Đặc điểm kiến tạo khu vực Vịnh Bắc Bộ trong Cenozoic



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

28. Ưc chế quá trình tạo cận polymer trong chế biến sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon bằng các dẫn xuất di-adamantyl di-hydroxybenzene

36. Ứng dụng phương pháp ngâm chiết soda và tác nhân oxy hóa để thu hồi chọn lọc molybdenum từ xúc tác thải của quá trình hydrosulphur hóa



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

43. Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

53. Phương pháp đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng số Để lựa chọn nhà cung cấp LNG



THẨM ĐÓ - KHAI THÁC ĐẦU KHÍ	
PHƯƠNG PHÁP TIẾP CẬN MỚI TRONG ĐÁNH GIÁ HIỆU SUẤT LÀM VIỆC CỦA CHỖNG KHOAN BĂNG "NGUYÊN LÝ NĂNG LƯỢNG CƠ HỌC RIÊNG"	
Tóm tắt	TSKH. Trần Xuân Đào*, TSK. Nguyễn Thái Sơn* *Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" *Đại học Mỏ - Địa chất Email: doatx@vietsovpetro.com.vn
Đánh giá hiệu suất làm việc của chỗng khoan có vai trò quan trọng trong việc lựa chọn chỗng khoan và các chế độ công nghệ phù hợp cho các chỗng khoan tiếp theo và cho các giếng khoan mới. Tốc độ cơ học khoan, vận tốc tiếp khoan, thời gian làm việc của chỗng, giá thành mét khoan... là những giá trị kinh tế kỹ thuật được sử dụng trong phương pháp đánh giá hiệu suất làm việc của chỗng khoan thông qua phương pháp thống kê đơn giản. Phương pháp tiếp cận mới trong đánh giá hiệu suất làm việc của chỗng khoan bằng "Nguyên lý năng lượng cơ học riêng" cho phép lựa chọn được các chế độ công nghệ khoan và chế độ công nghệ khoan phù hợp hơn đối với các chỗng khoan khác nhau để đánh giá chính xác và trực tiếp hiệu suất phá hủy đất đá của chỗng khoan.	
Từ khóa: Chỗng khoan, phá hủy đất đá, năng lượng cơ học riêng, FOC, UCS, MSE.	
1. Các phương pháp đánh giá chỗng khoan truyền thống	T_{ch} Thời gian khoan; T_{ch} Thời gian kéo thả; Fe Số mét khoan.
Việc lựa chọn chỗng khoan và chế độ khoan (tải trọng, vòng quay, thủy lực) được thực hiện theo nhiều phương pháp như: Phân tích giá thành chỗng khoan; đánh giá độ mòn chỗng khoan; phân tích báo cáo chỗng khoan của các giếng khoan lân cận; phân tích LOG của các giếng khoan lân cận; mà chỗng IADC; hướng dẫn sản phẩm của nhà sản xuất; phân tích số liệu địa vật lý; xem xét địa chất tổng quát.	Đối với các điều kiện tương tự mà đã cho (giả thành chỗng khoan; giá thành giếng khoan...), CPF phụ thuộc rất nhiều vào tốc độ khoan và tuổi thọ chỗng khoan. Việc giám sát CPF được thực hiện bằng cách điều chỉnh các thông số khoan. Số dụng chỗng khoan với tải trọng, tốc độ quay, thủy lực và tính chất dung dịch khoan hợp lý sẽ đạt được giá thành mét khoan thấp nhất. Vì tải trọng và tốc độ quay tỷ lệ nghịch với nhau, nghĩa là tải tăng giá trị này thì cần giảm giá trị kia nên hai giá trị này thường xem xét cùng nhau và được tối ưu hóa bằng việc giải tập hợp các phương trình và phân
Đánh giá và tối ưu hóa việc sử dụng chỗng khoan được dựa trên những nguyên tắc như:	$\begin{cases} \frac{d(FOC)}{d(D_{ch})} = f_1(FOC, RPM, FR, \theta, D_{ch}) \\ \frac{d(D_{ch})}{d(D_{ch})} = f_2(FOC, RPM, FR, \theta, D_{ch}) \\ \frac{d(CPF)}{d(CPF)} = f_3(FOC, RPM, FR, \theta, D_{ch}) \end{cases}$
- Khoan với tốc độ cơ học cao nhất mà chỗng khoan có thể;	Trong đó:
- Chọn chế độ khoan sao cho chỗng khoan được lâu nhất với tốc độ cơ học hợp lý;	FR: Lưu lượng bơm;
- Xác định các điều kiện làm việc tối ưu sao cho giá thành mét khoan thấp nhất.	θ : Yếu tố ảnh hưởng bởi đất đá, loại chỗng khoan, tính chất dung dịch, bộ khoan cụ;
Giá thành mét khoan thấp nhất là nguyên tắc đánh giá được ưu tiên nhất cho đến nay.	D_{ch} : Chiều cao tầng chỗng đã bị mòn;
Giá thành mét khoan [2]:	D_{ch} : Tuổi thọ của 6 bit.
$CPF = [C_p + C_d(T_{ch} + T_{ch})]/FR$	Phương trình đầu tiên được gọi là "Phương trình đặc
Trong đó:	
C_p : Giá thành chỗng khoan;	
C_d : Giá thành giếng khoan;	
8	8



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG ĐẦU KHÍ

60. Phát hiện và phân loại vết dầu trên biển từ dữ liệu ảnh vệ tinh đa phổ Landsat 7 ETM+

FOCUS

Construction starts for Ca Mau Gas Processing Plant.....**4**
Over 10 billion m³ of gas safely transported by PM3-Ca Mau Project.....**7**

SCIENTIFIC RESEARCH

New approach to drill bit performance evaluation with "Mechanical Specific Energy-MSE"**8**
The maturation of source rock in the northeastern sub-trough and the central sub-trough, Nam Con Son basin.....**14**
Cenozoic tectonic evolution in the Tonkin Gulf.....**23**
Inhibition of polymer formation in processing of liquid pyrolysis products by di-adamantyl derivatives of di-hydroxybenzene.....**28**
Application of oxidative and soda leach method for selective recovery of molybdenum from spent hydrosulfurisation catalysts.....**36**
Experience of high waxy crude transportation through submarine pipeline in "Vietsovpetro" offshore oil fields.....**43**
Method of weighted criteria evaluation to select LNG suppliers.....**53**
Detection and classification of oil spills on the sea using Landsat 7 ETM+ multispectral images.....**60**

NEWS

Petrovietnam attends 12th Krasnoyarsk Economic Forum.....**67**
Reception of PV Drilling VI jack-up rig.....**67**
BSR strives to reach over 1 million tons of products.....**68**
Successful construction of Panel Row 2 part 1 of Thien Ung Jacket.....**69**
Thai Binh production platform project achieves 700,000 safe work hours.....**69**
EPCI contract signed for Dai Hung gas collection project.....**70**
DMC concentrates all resources on boosting production.....**71**
French energy firms jointly set up Centre for Nonconventional Hydrocarbons.....**72**
Sonatrach continues exploratory drilling for shale gas.....**72**
EU launches plan to create single European energy market**73**

KHỞI ĐỘNG DỰ ÁN NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ CÀ MAU

Phát biểu tại Lễ khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau ngày 7/2/2015, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai quyết liệt, sớm đưa Nhà máy vào vận hành an toàn, đóng góp vào phát triển kinh tế - xã hội của đất nước nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng. Dự án có vốn đầu tư trên 10 nghìn tỷ đồng, sử dụng công nghệ hiện đại, tỷ lệ thu hồi khí đạt trên 90%, khi hoàn thành sẽ đóng góp giá trị sản xuất hàng năm khoảng 5 nghìn tỷ đồng...



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng phát biểu tại Lễ khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: Nhật Bắc

Cung cấp 207.500 tấn LPG và 11.900 tấn condensate/năm

Ngày 7/2/2015, tại Khu công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Lễ khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau và chào mừng vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí từ Dự án PM3 - Cà Mau.

Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy xử lý khí Cà Mau được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư. Dự án được phê duyệt với quy mô ban đầu sử dụng chủ yếu khí từ Lô B và một phần khí từ đường ống PM3-Cà Mau. Trong quá trình triển khai, Dự án đầu tư khai thác mỏ khí Lô B của nhà đầu tư nước ngoài bị chậm, dẫn đến nguy cơ phải dừng Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Tuy nhiên, với quyết tâm cao, áp dụng công nghệ tiên tiến trong chế biến khí, kết hợp với việc tăng công suất vận chuyển đường ống khí PM3, việc đưa khí PM3 - Cà Mau vào làm nguồn nguyên liệu chính của dự án, trong khi chưa có khí từ Lô B, là bước đột phá sáng tạo, dám nghĩ dám làm của PVN/PV GAS. Đặc biệt trong bối cảnh giá dầu thế giới giảm xuống mức thấp, việc đưa Nhà máy xử lý khí Cà Mau vào hoạt động sớm có ý nghĩa rất quan trọng: tăng doanh thu và ngân sách cho Nhà nước.

Dự án đầu tư điều chỉnh được gấp rút thực hiện bao gồm việc đầu tư bổ sung 37km đường ống ngoài khơi để nâng công suất vận chuyển của đường ống PM3 - Cà Mau

từ 5,8 triệu m³/ngày lên 6,95 triệu m³/ngày, nhằm đáp ứng nhu cầu của các hộ tiêu thụ trong Cụm Khí - Điện - Đạm tại Cà Mau; xây dựng một nhà máy xử lý khí công suất 6,2 triệu m³ khí/ngày cùng hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m³ condensate và hệ thống cảng xuất sản phẩm lỏng tại Khu công nghiệp Khánh An, xã Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau.

Tổng mức đầu tư điều chỉnh của Dự án trên 2.000 tỷ đồng và gần 400 triệu USD (tương đương trên 10 nghìn tỷ đồng) và thấp hơn 5 nghìn tỷ đồng so với Tổng mức đầu tư ban đầu. Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau dự kiến được thực hiện trong thời gian 23 tháng và hoàn thành vào cuối năm 2016. Theo tính toán sơ bộ của chủ đầu tư, Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau hoàn thành sẽ cung cấp ra thị trường 593 tấn LPG/ngày - tương đương 207.500 tấn LPG/năm, cung cấp 34 tấn condensate/ngày - tương đương 11.900 tấn condensate/năm. Doanh thu trung bình 210 triệu USD/năm (tương đương 4.400 tỷ đồng/năm), đóng góp cho ngân sách Nhà nước khoảng 500 tỷ đồng/năm.

Việc triển khai Dự án và đưa công trình vào vận hành sẽ giúp cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa các sản phẩm dầu khí có giá trị cao, đáp ứng nhu cầu sản phẩm khí hóa lỏng và hóa dầu tại tỉnh Cà Mau, khu vực Tây Nam Bộ và trên toàn quốc, góp phần vào việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời góp phần giải quyết các vấn đề về kinh tế - xã hội: tạo việc



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và lãnh đạo các Bộ/Ngành/địa phương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện nghi thức bấm nút khởi động Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau, chào mừng vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí PM3 - Cà Mau. Ảnh: Nhật Bắc

làm cho lực lượng lao động địa phương, tăng nguồn thu cho ngân sách Nhà nước... cho khu vực Tây Nam Bộ, đặc biệt là tỉnh Cà Mau.

Phát triển mạnh ngành công nghiệp khí

Tổng giám đốc PV GAS Đỗ Khang Ninh cho biết: PV GAS tự hào khi bước tiếp một bước vững vàng trong sự nghiệp phát triển nền công nghiệp khí nước nhà, đóng góp thiết thực cho tỉnh Cà Mau và khu vực Tây Nam Bộ, - nơi đang tích cực hỗ trợ phát triển nhiều cơ sở dầu khí tiềm năng của đất nước. Để hoàn thành Dự án đúng tiến độ, chất lượng và thực sự đi vào hoạt động hiệu quả, PV GAS xác định phải nỗ lực nhiều hơn nữa và cần sự hỗ trợ, giúp đỡ của lãnh đạo các cấp và đặc biệt là của các ban, các đơn vị thành viên của Tập đoàn, các công ty hoạt động trong lĩnh vực dầu khí, trên cơ sở đáp ứng các yêu cầu dự án đem lại lợi ích chung, vì sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Trong chiến lược phát triển, PV GAS luôn ưu tiên và khai thác tiềm năng của Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, một công trình quy mô, có sức tập trung tổng lực mà Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đầu tư tại vùng cực Nam Tổ quốc. Sự hình thành Khu công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau đã và đang tạo dấu ấn rất quan trọng, thúc đẩy sự phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh Cà Mau nói riêng, khu vực Tây Nam Bộ nói chung; góp phần

đưa vị thế của vùng đất cực Nam Tổ quốc vươn lên với một sức bật mới.

Với quyết tâm phát huy trí tuệ, kinh nghiệm, tiềm năng sáng tạo và tinh thần dám nghĩ, dám làm, Tổng giám đốc PV GAS tin tưởng rằng: “Công trình Nhà máy xử lý khí Cà Mau sẽ sớm hoàn thành và đưa vào sử dụng, để cùng PV GAS thực hiện đúng chiến lược: đóng vai trò chủ đạo trong công nghiệp khí trên toàn quốc và phát triển ra thị trường quốc tế; phát triển công nghiệp khí thành ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng; vươn lên thứ hạng cao của khu vực ASEAN và có tên trong các tập đoàn khí mạnh của châu Á”.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh: Việc thực hiện xây dựng dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau chính là một trong những mục tiêu chiến lược của Ngành Dầu khí Việt Nam trong việc phát triển Ngành công nghiệp khí Việt Nam theo Quy hoạch đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã, đang và sẽ tạo điều kiện thuận lợi, ủng hộ và khuyến khích để chủ đầu tư PV GAS và các đơn vị liên quan triển khai thực hiện dự án đúng tiến độ. Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh đề nghị PV GAS lập kế hoạch tổng thể dài hạn, phát huy sức mạnh nội lực, sử dụng tối đa các nguồn lực trong Ngành, trong nước để hoàn thành công trình an toàn, hiệu quả, tiết kiệm chi phí và bảo vệ môi trường. Lãnh đạo Tập đoàn



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và đoàn công tác nghe giới thiệu về Cụm dự án Khí - Điện - Đạm Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Dầu khí Việt Nam tin tưởng, với sự quan tâm và chỉ đạo sát sao của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, sự hỗ trợ kịp thời, hiệu quả của các Bộ, Ban, Ngành Trung ương và các địa phương, PV GAS sẽ tiếp tục phấn đấu hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ chiến lược, góp phần đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giữ vững vai trò là tập đoàn kinh tế mạnh. Đồng thời, sự hợp tác giữa các đơn vị thuộc Tập đoàn với tỉnh Cà Mau nói riêng, các tỉnh khu vực Tây Nam Bộ nói chung sẽ khẳng định thêm, cụ thể hóa hơn nữa mối liên kết hiệu quả giữa Ngành Dầu khí Việt Nam với vùng đất giàu tiềm năng, được mệnh danh là “vùng đất mới” của sự nghiệp phát triển kinh tế, đổi mới và hợp tác.

Phát biểu chỉ đạo tại buổi lễ, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng biểu dương và đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PV GAS đã khắc phục khó khăn, nỗ lực để khởi động dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau và chào mừng vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí từ Dự án PM3-Cà Mau, đóng góp quan trọng vào phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh, việc khởi động xây dựng nhà máy xử lý khí có vốn đầu tư lớn trên 10 nghìn tỷ đồng, sử dụng công nghệ hiện đại, tỷ lệ thu hồi khí đạt trên 90%... khi hoàn thành sẽ đóng góp giá trị sản xuất hàng năm khoảng 5 nghìn tỷ đồng... Thủ tướng Chính phủ đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai quyết liệt, sớm đưa nhà máy vào vận hành an toàn, đóng góp vào phát triển kinh tế - xã hội của đất nước nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng.

Đặc biệt, Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao nỗ lực phấn đấu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, nhất là trong năm 2014. Mặc dù gặp nhiều khó khăn, nhưng Tập đoàn đã đạt và vượt kế hoạch Chính phủ giao, đóng góp lớn vào sản lượng công nghiệp và ngân sách Nhà nước, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ thăm dò, khai thác dầu khí, góp phần bảo vệ chủ quyền của Tổ quốc.

Hoàng Hương

DỰ ÁN PM3-CÀ MAU

VẬN CHUYỂN AN TOÀN TRÊN 10 TỶ M³ KHÍ

Kể từ thời điểm dòng khí PM3 đầu tiên được đưa vào bờ (29/4/2007) đến nay, Công ty Khí Cà Mau (thuộc Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP) đã cấp trên 10,86 tỷ m³ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhà máy Đạm Cà Mau để sản xuất hơn 50 tỷ kWh điện và 2 nghìn tấn urea, chiếm 7% sản lượng điện và 40% sản lượng phân đạm của cả nước, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực Quốc gia.



Công ty Khí Cà Mau đã cấp trên 10,86 tỷ m³ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Dự án đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau là một phần của Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, là dự án trọng điểm Quốc gia, được xây dựng nhằm thực hiện mục tiêu chiến lược sử dụng nguồn khí vùng Tây Nam đồng thời thúc đẩy tiềm năng phát triển kinh tế của vùng Tây Nam Bộ.

Đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau có tổng chiều dài 325km, đường kính 18inch cùng với các Trạm xử lý, nén khí tại xã Khánh Bình Tây Bắc, huyện Trần Văn Thời và Trung tâm phân phối khí tại xã Khánh An, huyện U Minh, được sử dụng để vận chuyển khí từ các mỏ: PM3 nằm trong vùng thỏa thuận thương mại giữa Việt Nam và Malaysia trong khu vực vịnh Thái Lan; Lô 46 - Cái Nước thuộc phần biển ngoài khơi Việt Nam. Talisman (Malaysia) là nhà điều hành, đại diện cho các nhà thầu PM3 và Lô 46 - Cái Nước tiến hành khai thác, bán khí cho 2 bên là Petrovietnam và Petronas (Malaysia).

Đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau có công suất ban đầu 5,47 triệu m³ khí/ngày, tương đương 2 tỷ m³/năm với tổng mức đầu tư gần 300 triệu USD. Dự án sau khi hoàn thành được giao cho Công ty Khí Cà Mau, trực thuộc PV GAS quản lý và vận hành. Hiện nay, sau nhiều cải tiến thêm về công nghệ, công suất toàn hệ thống vận chuyển khí đã tăng lên 6,25 triệu m³ khí/ngày (bằng 114% so với công suất ban đầu), cung cấp đủ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 với tổng công suất 1.500MW để tạo ra sản lượng điện hàng năm khoảng 8 tỷ kWh và Nhà máy Đạm Cà Mau có công suất 800.000 tấn urea/năm.

CÁC MỐC QUAN TRỌNG CỦA DỰ ÁN:

- * Ngày 29/4/2007: Dòng khí từ mỏ PM3 và Lô 46 - Cái Nước được đưa vào bờ
- * Ngày 15/5/2007: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1
- * Ngày 28/5/2008: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 2
- * Ngày 28/2/2009: Vận chuyển an toàn 1 tỷ m³ khí
- * Ngày 15/9/2011: Bắt đầu cấp khí cho Nhà máy Đạm Cà Mau
- * Ngày 8/12/2011: Vận chuyển an toàn 5 tỷ m³ khí
- * Ngày 26/6/2014: Vận chuyển an toàn 10 tỷ m³ khí

Kể từ khi dòng khí PM3 và Lô 46 - Cái Nước được đưa vào bờ (29/4/2007) đến cuối năm 2014, Công ty Khí Cà Mau (thuộc Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP) đã cấp trên 10,86 tỷ m³ khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhà máy Đạm Cà Mau để sản xuất hơn 50 tỷ kWh điện và 2 nghìn tấn urea, chiếm 7% sản lượng điện và 40% sản lượng phân đạm của cả nước, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực Quốc gia. Mỗi năm, lợi nhuận từ hoạt động vận chuyển khí PM3 - Cà Mau đạt từ 400 - 600 tỷ đồng.

Nhờ hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả, trong các năm qua, dự án đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau đã góp phần quan trọng vào việc phát triển kinh tế - xã hội địa phương như: đóng góp cho ngân sách tỉnh Cà Mau trên 6.000 tỷ đồng; góp phần chuyển dịch cơ cấu của tỉnh Cà Mau từ một tỉnh thuần nông trở thành tỉnh có tốc độ công nghiệp phát triển đứng thứ 3 khu vực Đồng bằng sông Cửu Long và thứ 17 của cả nước.

Nguyễn Cẩm

PHƯƠNG PHÁP TIẾP CẬN MỚI TRONG ĐÁNH GIÁ HIỆU SUẤT LÀM VIỆC CỦA CHOÒNG KHOAN BẰNG “NGUYÊN LÝ NĂNG LƯỢNG CƠ HỌC RIÊNG”

TSKH. Trần Xuân Đào¹, ThS. Nguyễn Thái Sơn¹
TS. Nguyễn Thế Vinh²

¹Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

²Đại học Mở - Địa chất

Email: daotx.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan có vai trò quan trọng trong việc lựa chọn choòng khoan và các chế độ công nghệ phù hợp cho các khoảng khoan tiếp theo và cho các giếng khoan mới. Tốc độ cơ học khoan, vận tốc hiệp khoan, thời gian làm việc của choòng, giá thành mét khoan... là những giá trị kinh tế kỹ thuật được sử dụng trong phương pháp đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan thông qua phương pháp thống kê đơn thuần. Phương pháp tiếp cận mới trong đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan bằng “Nguyên lý năng lượng cơ học riêng” cho phép lựa chọn được các thể loại choòng khoan và chế độ công nghệ khoan phù hợp hơn đối với các khoảng khoan khác nhau để đánh giá chính xác và trực tiếp hiệu suất phá hủy đất đá của choòng khoan.

Từ khóa: Choòng khoan, phá hủy đất đá, năng lượng cơ học riêng, PDC, UCS, MSE.

1. Các phương pháp đánh giá choòng khoan truyền thống

Việc lựa chọn choòng khoan và chế độ khoan (tải trọng, vòng quay, thủy lực) được thực hiện theo nhiều phương pháp như: Phân tích giá thành choòng khoan; đánh giá độ mòn choòng khoan; phân tích báo cáo choòng khoan của các giếng khoan lân cận; phân tích LOG của các giếng khoan lân cận; mã choòng IADC; hướng dẫn sản phẩm của nhà sản xuất; phân tích số liệu địa vật lý; xem xét địa chất tổng quát.

Đánh giá và tối ưu hóa việc sử dụng choòng khoan được dựa trên những nguyên tắc như:

- Khoan với tốc độ cơ học cao nhất mà choòng khoan có thể;
- Chọn chế độ khoan sao cho choòng khoan được lâu nhất với tốc độ cơ học hợp lý;
- Xác định các điều kiện làm việc tối ưu sao cho giá thành mét khoan thấp nhất.

Giá thành mét khoan thấp nhất là nguyên tắc đánh giá được ưu tiên nhất cho đến nay.

Giá thành mét khoan [2]:

$$CPF = [C_B + C_R(T_{DR} + T_{TR})]/Ft$$

Trong đó:

C_B : Giá thành choòng khoan;

C_R : Giá thành giàn khoan;

T_{DR} : Thời gian khoan;

T_{TR} : Thời gian kéo thả;

Ft : Số mét khoan.

Đối với các điều kiện thương mại đã cho (giá thành choòng khoan; giá thành giàn khoan...), CPF phụ thuộc rất nhiều vào tốc độ khoan và tuổi thọ choòng khoan. Việc giảm thiểu CPF được thực hiện bằng cách điều chỉnh các thông số khoan. Sử dụng choòng khoan với tải trọng, tốc độ quay, thủy lực và tính chất dung dịch khoan hợp lý sẽ đạt được giá thành mét khoan thấp nhất. Vì tải trọng và tốc độ quay tỷ lệ nghịch với nhau, nghĩa là khi tăng giá trị này thì cần giảm giá trị kia nên hai giá trị này thường xem xét cùng nhau và được tối ưu hóa bằng việc giải tập hợp các phương trình vi phân:

$$\begin{cases} dFt/dt = f_1(WOB, RPM, FR, \theta, D_B) \\ dD_B/dt = f_2(WOB, RPM, FR, \theta, D_B) \\ dD_O/dt = f_3(WOB, RPM, FR, \theta, D_O) \\ C3A = a_4(C_{H6} C_{K6} E_{BK6} E_{EK6} Ae) \end{cases}$$

Trong đó:

FR: Lưu lượng bơm;

θ : Yếu tố ảnh hưởng bởi đất đá, loại choòng khoan, tính chất dung dịch, bộ khoan cụ...;

D_B : Chiều cao răng choòng đã bị mòn;

D_O : Tuổi thọ của ổ bi.

Phương trình đầu tiên được gọi là “Phương trình đặc

trung khoan". Có rất nhiều tác giả trong ngành khoan đã xây dựng "Phương trình đặc trưng khoan" như Galle-Woods, J.H.Allen, M.A. Simpson, Prestone-Moore, Young-Don Murphy, Bourgoyne-Young, V.S. Fedorov, G.D.Brevdo, A.V.Orlov... [1].

$$\text{Galle-Woods: } \text{ROP} \propto \left(\frac{K}{0,928 \times Dg^2 + 6 \times Dg + 1} \right)^a$$

$$\text{Bourgoyne-Young: } \text{ROP} \propto K(e^{-a \times Dg})$$

Dg: Độ mòn theo IADC;

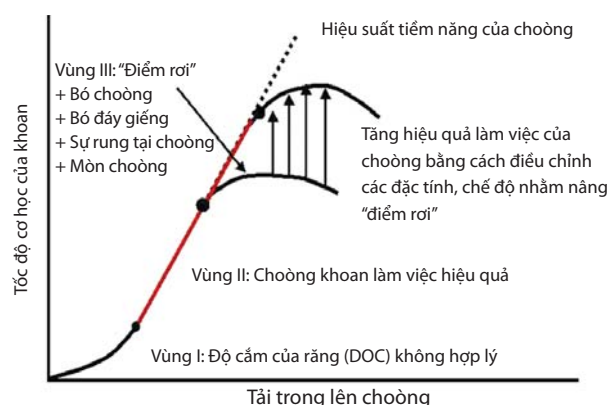
a, K: Các hệ số thực nghiệm theo từng mỏ.

Các chuyên gia của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" bằng nhiều cách khác nhau đã xây dựng được "Phương trình đặc trưng khoan". Ví dụ các tác giả Đặng Cửa, Vũ Thiện Lương, Nguyễn Thành Trường [2] đã xây dựng phương trình dựa trên phương pháp thống kê từ các số liệu thu được trạm đo Geoservice; tác giả Trần Xuân Đào đã xây dựng phương trình bằng việc sử dụng "Phân tích ảnh xạ" và "Lý thuyết tập hợp mờ" [1].

Tuy nhiên, các phương pháp truyền thống chỉ đánh giá một cách tổng thể cho một khoảng khoan, chỉ đưa ra mối tương quan vật lý giữa chế độ khoan và tốc độ cơ học khoan ROP. Ngoài ra, trong các phương trình trên không tính đến sự thay đổi đất đá, yếu tố ảnh hưởng bởi đất đá trong "Phương trình đặc trưng khoan" là không đổi nên ảnh hưởng nhiều đến kết quả tính toán, không thể hiện được bản chất năng lượng phá vỡ đất đá, không thể giúp nhận biết, đánh giá trực tiếp được các vấn đề gây hạn chế hiệu quả làm việc của chèo khoan như bó chèo, bó đáy giếng, sự rung tại chèo, sự mòn chèo...

2. Nguyên lý năng lượng cơ học riêng (MSE)

Năng lượng cơ học riêng là năng lượng cơ học của hệ thống khoan dùng để phá vỡ một đơn vị thể tích đất đá. Khái niệm năng lượng cơ học riêng được đưa ra bởi



Hình 1. Đồ thị thể hiện cơ chế làm việc của chèo khoan

R.Teale [4]. Sử dụng nguyên lý năng lượng cơ học riêng kết hợp giá trị độ bền nén của đất đá UCS có thể đánh giá trực tiếp các vấn đề gây hạn chế hiệu quả làm việc của chèo khoan, đồng thời giúp đưa ra được các đề xuất hợp lý trong việc sử dụng chèo khoan PDC.

Đã có rất nhiều ứng dụng nguyên lý năng lượng cơ học riêng trên thế giới trong việc đánh giá hiệu quả sử dụng chèo khoan [3, 6]. Tại giếng SV-8PI bể Nam Côn Sơn, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) xây dựng đường MSE giúp xác định được khoảng khoan áp dụng cho từng loại chèo khoan PDC. Tại giếng SV-6PST, SV-3P, SV-7P thuộc Cuu Long JOC xây dựng đường MSE cho chèo khoan 16" MLX-1X, T11C, CR1GHMRS giúp xác định khoảng giá trị độ cắm ngập của răng chèo khoan mang lại hiệu quả cao nhất.

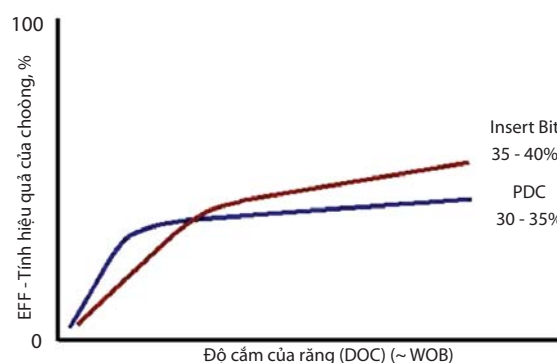
Từ những tính ưu việt của phương pháp MSE cũng như ứng dụng hiệu quả MSE trong việc đánh giá chèo khoan ở Việt Nam cũng như trên thế giới, nhóm tác giả đã ứng dụng cho điều kiện ở Vietsovpetro, mở ra hướng đi mới rất thiết thực.

2.1. Cơ học chèo khoan PDC

Với mục đích nghiên cứu sử dụng MSE như một công cụ để đánh giá hiệu quả làm việc của chèo khoan trước hết cần thiết lập cái nhìn tổng thể về phương thức sử dụng chèo khoan và các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả làm việc.

Xem xét đường cong thể hiện cơ chế làm việc của chèo khoan (Hình 1). Đường cong thể hiện mối liên hệ giữa tải trọng lên chèo khoan (WOB) và tốc độ cơ học khoan (ROP) được chia ra làm 3 vùng:

- Vùng I: Hiệu suất bị hạn chế do độ cắm ngập của răng thấp khi tải trọng lên chèo khoan chưa đủ. Mối liên hệ giữa độ cắm ngập của răng (DOC) và tính hiệu quả của chèo khoan (EFF) được thể hiện ở Hình 2.



Hình 2. Mối liên hệ giữa độ cắm ngập của răng (DOC) và tính hiệu quả của chèo khoan (EFF)

Khi tải trọng lên chèo khoan tăng thì độ cắm ngập của răng sẽ tăng, đến một giá trị chèo khoan sẽ đạt ngưỡng hiệu quả. Tuy nhiên nếu độ cắm ngập của răng không hợp lý, hiệu quả truyền năng lượng còn thấp hơn.

- Vùng II được bắt đầu khi giá trị độ cắm ngập của răng hợp lý, chèo khoan làm việc hiệu quả. Trong cả vùng II, tải trọng lên chèo khoan tăng tuyến tính với tốc độ cơ học khoan. Khi tải trọng lên chèo khoan tăng đến một giá trị lớn, năng lượng được sử dụng nhưng đồng thời tốc độ cơ học khoan tăng nên tính hiệu quả của chèo khoan khi đó được duy trì ở giá trị không đổi thể hiện ở tính ổn định của độ dốc đường thẳng. Trong vùng II không có sự ảnh hưởng của sự thay đổi môi trường làm việc lên tính hiệu quả của chèo khoan. Ví dụ như thay đổi về dung dịch khoan, thủy lực không làm thay đổi tốc độ cơ học khoan. Muốn tăng tốc độ cơ học khoan phải tăng tải trọng lên chèo khoan hoặc tần số quay, nghĩa là cần tăng năng lượng đầu vào.

- Vùng III: Từ "điểm rơi" tốc độ cơ học khoan bắt đầu không tỷ lệ tuyến tính với tải trọng lên chèo khoan, năng lượng truyền từ chèo khoan tới đất đá bị hạn chế. Tốc độ cơ học khoan tại "điểm rơi" gần với giá trị cao nhất hệ thống có thể đạt được. Do vậy, để tăng tốc độ cơ học khoan cần phải thiết kế lại để nâng "điểm rơi", tăng khả năng truyền năng lượng vào đất đá.

Yếu tố để xác định tốc độ cơ học khoan có thể chia thành các loại như sau:

- Yếu tố làm tăng tính không hiệu quả (gây "điểm rơi") gồm: bó chèo khoan, bó đáy giếng khoan, rung chèo khoan, mòn chèo khoan.

- Yếu tố hạn chế năng lượng đầu vào như moment lắp cần khoan, áp suất máy bơm khoan, chênh áp ở động cơ, quỹ đạo giếng khoan, bộ khoan cụ, công suất động cơ treo...

2.2. Hiệu quả làm việc chèo khoan PDC

Tính hiệu quả (EFF) được tính bằng việc so sánh năng lượng để phá hủy một đơn vị thể tích đất đá với năng lượng sử dụng bởi chèo khoan (năng lượng được truyền đến chèo khoan). Chèo khoan có xu hướng sử dụng 30 - 40% năng lượng đầu vào cho quá trình phá hủy đất đá ngay cả khi đạt hiệu suất làm việc cao nhất.

Năng lượng sử dụng bởi chèo khoan (E_b) $\leq$ 30% - 40% Năng lượng đầu vào (E)

$$E_b = 35\%E$$

Năng lượng sử dụng bởi chèo khoan (E_b) = Năng

lượng phá hủy đất đá (E_r) + Năng lượng tổn hao tại chèo khoan (E_l)

Năng lượng phá hủy đất đá (E_r) + Năng lượng tổn hao tại chèo khoan (E_l) = 35%E

Năng lượng phá hủy đất đá (E_r) = 35% Năng lượng đầu vào (E) - Năng lượng tổn hao tại chèo khoan (E_l)

Năng lượng phá hủy đất đá (E_r) $\leq$ 35% Năng lượng đầu vào

Năng lượng phá hủy đất đá (E_r)/Thể tích đất đá được phá vỡ (V) $\leq$ 35% Năng lượng đầu vào (E)/Thể tích đất đá được phá vỡ (V)

Độ bền nén đất đá (UCS) $\leq$ Năng lượng cơ học riêng tại chèo khoan (MSEb)

EFF = UCS/MSEb $\leq$ 1 - Tính hiệu quả của chèo khoan

Hiệu quả làm việc được đánh giá dựa trên tốc độ cơ học khoan (ROP) và tuổi thọ của chèo khoan.

Các yếu tố chính ảnh hưởng đến hiệu quả làm việc chèo khoan:

Chế độ khoan: Tải trọng lên chèo khoan (WOB), tần số quay (RPM), lưu lượng bơm (Q).

Phức tạp khi khoan: Bó chèo, bó đáy giếng, rung chèo, mòn chèo, đất đá thay đổi, xen kẹt.

Thiết kế của chèo khoan: Hình dạng, mật độ răng, số cánh, độ cắm ngập răng (DOC), tính ổn định chèo, tính xâm nhập của chèo (aggressiveness), độ bền răng, thủy lực chèo khoan.

Xem xét các yếu tố gây "điểm rơi":

Rung chèo (vibration) là một trong những nguyên nhân chính dẫn đến hư chèo khoan, thiết bị khoan.

Có 3 dạng rung chính:

- + Rung dọc (sự nảy lên): Xảy ra khi khoan vào đất đá cứng, hoặc thay đổi từ mềm sang cứng. Tải trọng lên chèo khoan, độ cắm ngập của răng không hợp lý và chèo khoan không ổn định

- + Rung xoắn (xoắn trượt): Tần số quay tại chèo khoan không ổn định, xảy ra khi tần số quay bề mặt lớn, tải trọng lên chèo khoan lớn, không kiểm soát độ cắm ngập của răng, đất đá thay đổi cứng sang mềm.

- + Rung ngang (xoay tit): Tần số quay lớn, tải trọng lên chèo khoan và độ cắm ngập của răng thấp, khoan đất đá cứng. Răng không cắm sâu vào đất đá, chèo xoay tit trên bề mặt.

Bó chòong: Đất đá bám vào cánh, thân hay bề mặt của răng làm cho tốc độ cơ học khoan giảm. Nguyên nhân do đất đá dẻo, dính, thủy lực không hợp lý, chòong không phù hợp, dung dịch không phù hợp. Chòong khoan có thể bị hoặc không bị phá hủy vật lý.

Mòn chòong: Có rất nhiều dạng mòn chòong như vỡ răng, mẻ răng, rạn do nhiệt, vỡ matrix, mòn răng, tuột răng, tắc vòi phun...

Mòn chòong dẫn đến tốc độ cơ học khoan giảm, hiệu quả khoan kém. Mỗi dạng mòn chòong đều có nguyên nhân và dấu hiệu riêng.

2.3. Độ bền nén đất đá (UCS)

Độ bền nén không bị hạn chế (trên bề mặt) của đất đá. Đây là thông số cơ bản nhất, dùng để dự báo khả năng khoan của đất đá [4].

Độ bền nén được xác định bằng tải trọng lớn nhất tại thời điểm mẫu đá bị phá vỡ trên đơn vị diện tích.

$$\sigma_c = \frac{F}{A}$$

σ_c : Độ bền nén UCS (psi);

F: Tải trọng tối đa gây phá vỡ mẫu đá (lbs);

A: Tiết diện ngang của mẫu đá (in²).

Độ bền nén được đo trong phòng thí nghiệm bằng nhiều phương pháp.

Ngoài ra, độ bền nén đất đá được tính bằng cách sử dụng các giá trị vận tốc sóng âm truyền trong đất đá đo được từ tài liệu đo Sonic (DTc) của địa vật lý giếng khoan.

$$UCS = 1,2 \times (1.000/DTs)^4 + 60,5 \times (1.000/DTs)^2 \quad (\text{psi})$$

Giá trị DTs được tính toán và xác định thông qua việc sử dụng các số đo địa vật lý như: Gamma ray (GR), Bulk density (RHOB), Neutron porosity (NPHI) và tài liệu đo Sonic (DTc) để xác định thành phần thạch học, cụ thể đối với Anhydrite có tỷ lệ DTs/DTc bằng 2,4; tương tự với Limestone là 1,9; Dolomite- 1,8; Shale- 1,7; Sandstone- 1,6. Sau khi tính được DTs, đưa vào công thức trên xây dựng được giá trị UCS.

Trong đó:

DTs: Sonic ngang (μs/ft);

DTc: Sonic dọc (μs/ft).

2.4. Năng lượng cơ học riêng

Năng lượng cơ học riêng MSE là năng lượng cơ học của hệ thống khoan dùng để phá vỡ một đơn vị thể tích đất đá [4], được sử dụng để tìm "điểm rơi" của hệ thống và các nguyên nhân gây nên "điểm rơi". Năng lượng cơ học

riêng MSE là một tỷ lệ thể hiện mối liên hệ giữa năng lượng đầu vào của hệ thống khoan và tốc độ cơ học khoan.

Như đã trình bày ở trên, chòong khoan có xu hướng chỉ sử dụng 30 - 40% năng lượng đầu vào cho quá trình phá hủy đất đá ngay cả khi đạt hiệu suất làm việc cao nhất. Vì vậy, năng lượng cơ học riêng tại chòong MSEb = 30 - 40%MSE.

Công thức năng lượng cơ học riêng tại chòong MSEb [4]:

$$MSEb = 0,35 \times \left(\frac{480 \times Tor \times RPM}{d^2 \times ROP} + \frac{4 \times WOB}{d^2 \times \Pi} \right)$$

Trong đó:

ROP: Tốc độ cơ học khoan (ft/giờ);

RPM: Tốc độ quay (vòng/phút);

Tor: Moment quay (ft*lbs);

WOB: Tải trọng lên chòong khoan (lbs);

d: Đường kính chòong khoan (inch).

Theo công thức trên, năng lượng cơ học riêng tại chòong MSEb chấp nhận sử dụng hệ số 0,35, coi như chòong khoan chỉ sử dụng 35% năng lượng đầu vào của hệ thống. Đây là con số thực nghiệm. Nếu các thông số khoan RPM, TORQ, WOB đo được tại chòong thì trực tiếp thay vào công thức trên, khi đó MSEb tính được không cần hệ số.

2.5. Ứng dụng MSE

Liên kết giá trị MSE với đường cong ở Hình 1, trong vùng II độ dốc của đường cong ổn định thể hiện tỷ lệ năng lượng đầu vào (tải trọng lên chòong khoan) trên tốc độ cơ học khoan là không đổi. Vì năng lượng cơ học riêng bằng tỷ lệ này nên đây cũng là một giá trị không đổi. Khi chòong khoan làm việc trong vùng I và III một giá trị năng lượng không cân đối được sử dụng để tạo ROP. Từ đó cho thấy, nếu năng lượng cơ học riêng là giá trị không đổi chòong khoan làm việc hiệu quả và hoạt động trong vùng II. Nếu năng lượng cơ học riêng tăng hệ thống đạt "điểm rơi".

Năng lượng cần thiết để phá hủy một thể tích đất đá được xác định bởi độ bền nén của nó. Số liệu từ các thí nghiệm khoan được tiến hành trong phòng thí nghiệm cho thấy giá trị năng lượng cơ học riêng tại chòong khoan (MSEb) bằng với độ bền nén. Điều đó đưa ra một luận điểm về tính hiệu quả của chòong khoan: nếu giá trị thực tế MSEb gần với độ bền nén, chòong khoan làm việc hiệu quả, nếu không hiệu quả thì có sự thất thoát năng lượng. Từ những lập luận trên, ta thấy có thể sử dụng năng lượng cơ học riêng tại chòong khoan như là một công cụ để đánh giá hiệu quả của chòong khoan dựa trên 2 hướng:

- Quan sát xu hướng biến đổi của giá trị MSEb;

- So sánh giá trị MSEb với UCS, tính EFF = UCS/MSEb.

2.6. Hoàn thiện chế độ khoan cho chèo PDC Ø311mm theo từng khoảng trong địa tầng Miocene dưới và Oligocene mở Nam Rồng - Đồi Mồi

Lựa chọn chèo PDC dựa trên nguyên lý Năng lượng cơ học riêng, như đã phân tích ở trên, nếu giá trị năng lượng cơ học riêng thấp thì chèo khoan sẽ làm việc hiệu quả. Vì thế, việc hoàn thiện chế độ khoan cho chèo PDC đồng nghĩa với việc tìm chế độ khoan (tải trọng, vòng quay, lưu lượng) sao cho giá trị năng lượng cơ học riêng thấp nhất. Xây dựng mô hình tính Năng lượng cơ học riêng theo các biến tải trọng lên chèo (WOB) và tốc độ quay (RPM): $MSE = f(WOB, RPM)$. Công thức tính Năng lượng cơ học riêng [4]:

$$MSE = \frac{480 \times Tor \times RPM}{d^2 \times ROP} \text{ (psi)}$$

Trong đó, moment xoắn (Tor) và tốc độ cơ học khoan (ROP) sử dụng các mô hình sau [5]:

Mô hình moment xoắn:

$$Tor = T + \frac{A \times (3 \times RPM - 150) \times WOB}{RPM^{1,5}}$$

Trong đó:

T: Moment xoắn không phụ thuộc tải trọng, sinh ra do ma sát chèo khoan với dung dịch và thành giếng;

A: Hệ số phụ thuộc đường kính chèo khoan.

Mô hình tốc độ cơ học khoan (ROP) [1]:

$$ROP = k \times WOB^x \times RPM^y$$

Thay phương trình ROP và RPM vào công thức Năng lượng cơ học riêng, sau khi chuyển đổi đơn vị ta thu được:

$$MSE = \frac{0,7 \times T}{k} WOB^{-x} \times RPM^{1-y} + \frac{21 \times A}{k} WOB^{1-x} \times RPM^{0,5-y} - \frac{1,050 \times A}{k} WOB^{1-x} \times RPM^{-0,5-y}$$

Đặt $\alpha = \frac{0,7 \times T}{k}$, $\beta = \frac{21 \times A}{k}$, $\gamma = \frac{1,050 \times A}{k}$ thu được:

$$MSE = \alpha \times WOB^{-x} \times RPM^{1-y} + \beta \times WOB^{1-x} \times RPM^{0,5-y} - \gamma \times WOB^{1-x} \times RPM^{-0,5-y}$$

Tìm cực trị của hàm số 2 biến: $\text{Min}(MSE) = \text{Min } f(WOB, RPM)$ theo điều kiện:

$$\begin{cases} f'(WOB) = 0 \\ f'(RPM) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \frac{-\alpha \times x}{\beta \times (1-x)} \times WOB^{-1} \times RPM^{0,5} + 1 - \frac{\gamma}{\beta} \times RPM^{-1} = 0 \\ \frac{\alpha \times (1-y)}{\beta \times (0,5-y)} \times WOB^{-1} \times RPM^{0,5} + 1 + \frac{\gamma \times (0,5+y)}{\beta \times (0,5-y)} \times RPM^{-1} = 0 \end{cases}$$

Giải hệ phương trình trên thu được:

$$RPM = \frac{\gamma}{\beta} \times \left(\frac{1-y-1,5x}{1-y-0,5x} \right); WOB = \frac{\alpha \times x}{\beta \times (1-x)} \times \left(\frac{RPM^{0,5}}{1 - \frac{\gamma}{\beta} \times RPM^{-1}} \right)$$

Xây dựng mô hình tốc độ cơ học khoan ROP = cho từng khoảng khoan dựa trên số liệu thực tế để tìm các giá trị k, x, y.

Cho tập hợp $(WOB_1, RPM_1, ROP_1) \dots (WOB_n, RPM_n, ROP_n)$

Đường ROP = k × WOB^x × RPM^y đi qua tập hợp điểm với tổng bình phương khoảng cách nhỏ nhất [2]:

$$y = \frac{[n \times N3 - T2 \times T3] \times [n \times M1 - T1^2] - [n \times N1 - T1 \times T2] \times [n \times N2 - T1 \times T3]}{[n \times M2 - T2^2] \times [n \times M1 - T1^2] - [n \times N1 - T1 \times T2]^2}$$

$$x = \frac{[n \times N2 - T1 \times T3] - y \times [n \times N1 - T1 \times T2]}{n \times M1 - T1^2}$$

$$\ln k = \frac{T3 - x \times T1 - y \times T2}{n}$$

$$M1 = \sum \ln^2(WOB_i) = \ln^2(WOB_1) + \dots + \ln^2(WOB_n);$$

$$M2 = \sum \ln^2(RPM_i) = \ln^2(RPM_1) + \dots + \ln^2(RPM_n);$$

$$M3 = \sum \ln^2(ROP_i) = \ln^2(ROP_1) + \dots + \ln^2(ROP_n);$$

$$T1 = \sum \ln(WOB_i) = \ln(WOB_1) + \dots + \ln(WOB_n);$$

$$T2 = \sum \ln(RPM_i) = \ln(RPM_1) + \dots + \ln(RPM_n);$$

$$T3 = \sum \ln(ROP_i) = \ln(ROP_1) + \dots + \ln(ROP_n);$$

$$N1 = \sum \ln(WOB_i) \times \ln(RPM_i) = \ln(WOB_1) \times \ln(RPM_1) + \dots + \ln(WOB_n) \times \ln(RPM_n);$$

$$N2 = \sum \ln(WOB_i) \times \ln(ROP_i) = \ln(WOB_1) \times \ln(ROP_1) + \dots + \ln(WOB_n) \times \ln(ROP_n);$$

$$N3 = \sum \ln(RPM_i) \times \ln(ROP_i) = \ln(RPM_1) \times \ln(ROP_1) + \dots + \ln(RPM_n) \times \ln(ROP_n).$$

Sau khi thiết lập các công thức tính toán trong Excel cho từng khoảng khoan, nhóm tác giả đã xác định các thông số chế độ khoan tối ưu cho từng khoảng khoan (Bảng 1).

Bảng 1. Kết quả tính toán hệ số thực nghiệm của mô hình tốc độ cơ học khoan và các thông số chế độ công nghệ khoan tối ưu cho từng khoảng khoan

Khoảng khoan Thông số	Từ SH-3 đến SH-5	Từ SH-5 đến SH-8	Từ SH-8 đến nóc móng
k	0,06	0,04	0,02
x	0,78	0,8	0,83
y	0,94	0,97	0,98
T	700	700	700
A	135	135	135
α	8167	12250	24500
β	47250	70875	141750
γ	2362500	3543750	7087500
Mô hình tốc độ cơ học khoan	$0,06 \times WOB^{0,78}$ $\times RPM^{0,94}$	$0,04 \times WOB^{0,8}$ $\times RPM^{0,97}$	$0,02 \times WOB^{0,83}$ $\times RPM^{0,98}$
Tốc độ quay (vòng/phút)	168	158	155
Tải trọng lên choòng khoan (tấn)	11	13	16
Kết quả tính tốc độ cơ học khoan (m/giờ)	49	42	27
MSE _{min} (psi)	7.612	9.325	16.381

3. Kết luận

Từ kết quả phân tích, đánh giá và nghiên cứu các số liệu thực tế tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, nhóm tác giả đưa ra một số kết luận:

Khoảng khoan đường kính 311mm được chia ra làm hai phần:

Từ SH-3 đến SH-8 phù hợp với choòng khoan PDC QD605X, MRS519HBPX, MD519LHBPX. Trong đó, từ SH-3 đến SH-5 chế độ khoan tối ưu với tải trọng 10 - 11 tấn, tốc độ quay 167 - 168 vòng/phút, lưu lượng 60 - 63 lít/giây, từ SH-5 đến SH-8 chế độ khoan: 12 - 13 tấn, 157 - 158 vòng/phút, 60 - 63 lít/giây.

- Từ SH-8 đến nóc móng với các lớp cát và sét kết cứng mềm xen kẽ, phù hợp với choòng PDC MDSi519LHBPXX, QD605X với chế độ khoan: tải trọng 15 - 16 tấn, tốc độ quay 154 - 155 vòng/phút, lưu lượng 54 - 56 lít/giây.

Phương pháp tiếp cận mới trong đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan bằng "Nguyên lý năng lượng cơ học riêng (MSE)" cho phép phân tích và đánh giá hiệu quả sử dụng choòng khoan PDC, giúp nhận biết được các yếu tố hạn chế hiệu quả làm việc của choòng khoan để có thể điều chỉnh các thông số chế độ khoan và tính chất của dung dịch khoan thích hợp.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Xuân Đào. *Thiết kế công nghệ khoan các giếng dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội 2007.
2. Dinh Huu Khang, Vu Thien Luong, Nguyen Thanh Truong. *Bit selection/optimization in drilling Hard/Abrasive granite Vietsovpetro's fields*. Ha Noi 2002.
3. Fred E.Dupriest, Joseph William Witt, Stephen Matthew Remmert. *Maximizing ROP with real-time analysis of digital data MSE*. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar. 21 - 23 November, 2005.
4. R.Teale. *The concept of specific energy in rock drilling*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1965; 2(1): p. 57 - 73.
5. А.И. Спивак, А.Н. Попов - Разрушение горных пород при бурении скважин.
6. Robert J.Waughman, John V.Kenner, Ross A.Moore. *Real-time specific energy monitoring reveals drilling inefficiency and enhances the understanding of when to pull worn PDC bits*. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas. 26 - 28 February, 2002.

New approach to drill bit performance evaluation with "Mechanical Specific Energy-MSE"

Tran Xuan Dao¹, Nguyen Thai Son¹, Nguyen The Vinh²

¹Vietsovpetro

²University of Mining and Geology

Summary

The evaluation of the drill bit performance is very important in the selection of bit type and drilling practice parameters for the next bit run and coming new wells. The rate of penetration, bit life, and cost per metre, etc... are the technical and economic values which are used to measure the performance of bit through a conventionally statistical method. The new approach to bit performance evaluation with "Mechanical Specific Energy (MSE)" allows the engineer to select the right bit type and drilling parameters for various drilling intervals to get an accurate assessment of the bit performance and direct destruction of rock.

Key words: Rock bit, destruction of rock, PDC, UCS, MSE.

QUÁ TRÌNH SINH DẦU KHÍ CỦA ĐÁ MẸ KHU VỰC PHỤ ĐỐI TRÙNG ĐÔNG BẮC VÀ PHỤ ĐỐI TRÙNG TRUNG TÂM BỂ NAM CÔN SƠN

TS. Nguyễn Thi Dâu¹, ThS. Phan Văn Thắng²

KS. Phan Mỹ Linh², ThS. Hoàng Nhật Hưng²

¹Hội địa chất Dầu khí Việt Nam²*Viên Dầu khí Việt Nam*

Email: daunt.epc@gmail.com

Tóm tắt

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí được tiến hành ở bể Nam Côn Sơn từ rất sớm, đến nay nhiều phát hiện dầu/khí đã được phát triển và đưa vào khai thác như: Đại Hùng, Rồng Đỏ, Hải Thạch, Mộc Tinh, Lan Tây... Bể Nam Côn Sơn đặc biệt là khu vực Đông và Đông Bắc bể có lịch sử phát triển địa chất khá phức tạp, ảnh hưởng không nhỏ tới quá trình sinh và di cư hydrocarbon của đá mẹ. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu mô hình địa hóa đá mẹ cho 1 tuyến cắt qua khu vực phụ đới trùng Đông Bắc và phụ đới trùng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn nhằm đánh giá quá trình sinh và di thoát hydrocarbon (HC) của đá mẹ.

Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ khu vực nghiên cứu cho thấy: Trầm tích sét Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ loại I/III và loại III. Đá mẹ Miocene dưới và giữa chứa chủ yếu vật chất hữu cơ loại III và ít loại II. Ở thời điểm hiện tại, độ sâu đạt cửa sổ tạo dầu từ 2.500 - 4.700m, khí ẩm và condensate ở 4.700 - 6.200m, đới tạo khí khô nằm dưới độ sâu 6.000 - 7.200m. Thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa ở thời điểm hiện tại cho thấy chúng được cung cấp từ cả đá mẹ Oligocene, Miocene dưới lẫn Miocene giữa, trong đó hydrocarbon từ đá mẹ Miocene dưới chiếm ưu thế, thứ hai là từ đá mẹ Oligocene còn hydrocarbon từ đá mẹ Miocene giữa không đáng kể. Các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chính hợp cuối Miocene giữa. Những bẫy hình thành trong đầu Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

Từ khóa: Thành phần dầu khí, ngịch đảo Miocene giữa, phu đối xứng Trung tâm, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Bể Nam Côn Sơn có diện tích trên 100.000km², nằm trong khoảng từ 6°00' đến 10°30' vĩ độ Bắc và 106°00' đến 110°30' kinh độ Đông. Ranh giới phía Bắc của bể là đới nâng Côn Sơn, phía Tây và Nam là đới nâng Khorat - Natuna, phía Đông là bể Tư Chính - Vũng Mây và phía Đông Bắc là bể Phú Khánh. Độ sâu nước biển trong phạm vi của bể thay đổi rất lớn, từ vài chục mét ở phía Tây đến hơn 2.000m ở phía Đông.

Trong bài viết này, nhóm tác giả sẽ xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ cho một tuyến chạy qua khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn; phân tích và dự báo cổ địa hình bề mặt trầm tích tại từng thời kỳ địa chất, đặc biệt là vào thời kỳ diễn ra quá trình di cư và hình thành các tích tụ dầu/khí góp phần phục vụ công tác đánh giá rủi ro các cấu tạo triển vọng ở khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm bể Nam Côn Sơn.

Trong nghiên cứu trước, nhóm tác giả đã đánh giá quá trình vận động của thành tạo Miocene giữa khu vực phụ

Hệ	Thăng	Phụ thống	Hệ tầng	Thạch học	Bề dày (m)	Mô tả thạch học	Biểu hiện địa sinh	Sinh	Chen	Chấn	Môi trường trần tích
NEOGEN	Pliocen		Biển Đông		900-2100	Chủ yếu là sét kết màu xám, bột kết xen lẫn sét kết gần kết yếu, chứa nhiều glauconit và hóa thạch biển					Biển nông thêm ngoài đến biển sâu
		Trần	Nam Côn Sơn		200-410	Sét kết, bột sỏi, cát kết thạch anh, đá vôi dạng thấu					Biển nông thêm giữa đến thêm nông, tiến sâu
	Miocen	Gilga	Thăng Mãng Chua		200-1100	Cát kết, bột kết, sét kết xen kẹp đá vôi					Biển nông thêm trong đến thêm giữa
		Duối	Duối		200-4000	Cát kết, bột kết, sét kết xen kẹp, có nhiều lớp than mỏng					Đồng bằng ven biển đến biển nông
PALEOGEN	Oligocen		Cau		6-2100	Cát kết, bột kết, sét kết					Đầm hồ, châu thổ đến đồng bằng ven biển
TRƯỚC ĐỆ TAM						Đá móng gồm granit, gneiss, diorit, ít đá biến chất					

Chú giải

Sét kết yếu

Bột kết yếu

Granit, gneiss

Đá chắn

Cát kết

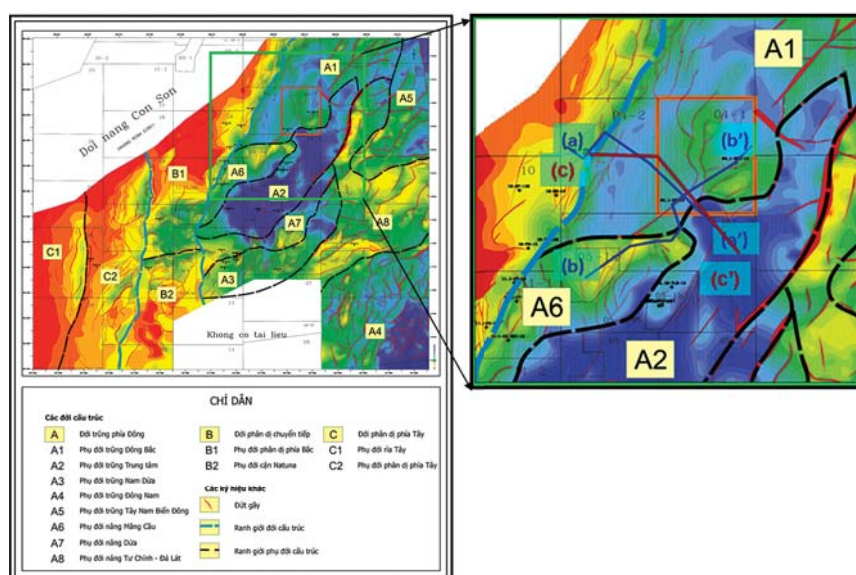
Than

Đá vôi

Đá mẹ

Biểu hiện địa hình
 Biểu hiện địa
 Biểu hiện địa

Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp phía Đông bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Sơ đồ phân vùng cấu trúc bể Nam Côn Sơn và vị trí tuyến aa', bb', cc'

trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn phục vụ lập dữ liệu đầu vào cho mô hình địa hóa mẹ [3]. Đá móng trước Cenozoic gặp ở các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn có thành phần không đồng nhất gồm các đá magma và biến chất như: granite, diorite thạch anh, granodiorite và các đá biến chất tuổi Mesozoic. Lát cắt trầm tích Cenozoic bể Nam Côn Sơn nói chung có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogene đến Đệ Tứ [3] (Hình 1). Lịch sử phát triển địa chất bể ảnh hưởng trực tiếp tới môi trường lắng đọng trầm tích, quá trình sinh dầu khí của đá mẹ, tiềm năng dầu khí của các đới tương triển vọng cũng như khả năng bảo tồn hay phá hủy các tích tụ dầu khí. Theo đặc điểm từng loại môi trường, kết hợp với các yếu tố chỉ thị môi trường theo kết quả khoan, có thể phân ra các đới môi trường tích tụ trầm tích vào từng thời kỳ từ đồng bằng châu thổ, đầm hồ tới biển nông và biển sâu, ứng với mỗi loại môi trường sẽ là những loại đá mẹ với khả năng sinh dầu khí khác nhau.

Bể Nam Côn Sơn có cấu trúc phức tạp do hoạt động đứt gãy đã tạo nên các khối nâng, sụt phân bố không theo quy luật đặc trưng. Dựa vào đặc điểm cấu trúc của móng có thể phân chia ra các đơn vị cấu trúc khác nhau [6] (Hình 2). Vùng nghiên cứu tập trung chủ yếu ở phụ đới trũng Đông Bắc (A1), một phần phụ đới trũng Trung tâm (A2) và phụ đới nâng Măng Cầu (A6).

- Phụ đới trũng Đông Bắc (A1): Nằm ở phía Bắc đới nâng Măng Cầu phát triển dọc theo rìa phía Đông đới nâng Côn Sơn. Chiều dày trầm tích Cenozoic ở trung tâm trũng có thể đạt tới 10.000m.

- Phụ đới trũng Trung tâm (A2): Đây là phần lún chìm sâu nhất của bể ở phía Nam đới nâng Măng Cầu,

có phương Đông Bắc - Tây Nam. Chiều dày trầm tích ở đây có thể trên 12.000m. Có lẽ do sự hiện diện của dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu, chất lượng đá mẹ khu vực phụ đới trũng Trung tâm (A2) có phần tốt hơn ở khu vực Phụ đới trũng Đông Bắc (A1).

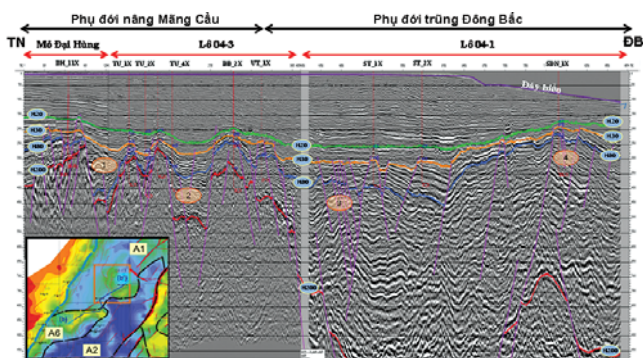
- Phụ đới nâng Măng Cầu (A6): Nằm giữa phụ đới trũng Đông Bắc và trũng trung tâm có phương kéo dài Đông Bắc - Tây Nam. Đới nâng này bị các đứt gãy phân cắt tạo thành các khối rất phức tạp. Dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu phát triển chủ yếu ở các Lô 04-1, 04-3 một phần các Lô 05-1a, 10 và 11-1. Dải nâng này đóng vai trò như một dải nâng giữa trũng, ngăn cách giữa hai trũng lớn nhất ở bể Nam Côn Sơn là phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm.

Lịch sử phát triển bể Nam Côn Sơn gắn liền với quá trình tách giãn Biển Đông, có hoạt động địa chất khá phức tạp, chia thành nhiều giai đoạn và mỗi giai đoạn lại có các hoạt động đặc trưng cho từng vùng/đơn vị cấu trúc khác nhau. Có thể ghi nhận được 3 giai đoạn phát triển chính ở bể Nam Côn Sơn: Giai đoạn trước tách giãn (pre-rift) từ Paleocene đến Eocene; giai đoạn đồng tách giãn (syn-rift) từ Oligocene đến Miocene sớm và giai đoạn sau tách giãn (post-rift) từ Miocene giữa đến nay. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn mới (có kiểm tra bằng một số kết quả phân tích mẫu địa hóa, thạch học, cổ sinh) ở khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn [3, 6 - 9, 15] cho thấy:

- Nhìn chung ở bể Nam Côn Sơn, các thành tạo đồng tách giãn (syn-rift) lấp đầy các địa hào và bán địa hào được thành tạo trong môi trường lục địa, đầm hồ, phần trên là đồng bằng ven biển. Hệ tầng Cau có tiềm năng sinh dầu khí từ trung bình tới tốt.

- Vào gần cuối Miocene giữa khi hoạt động nghịch đảo diễn ra, địa hình bề mặt trầm tích thời kỳ gần cuối Miocene giữa thay đổi rất mạnh, nhiều nơi khác hẳn với bản đồ cấu trúc nóc Miocene giữa hiện tại. Chỉ trên diện hẹp (Lô 04-1) đã thấy vào cuối Miocene giữa trong giai đoạn nâng lên bào mòn trầm tích, vận động địa chất ở khu vực cấu tạo Sông Tiền (giếng ST-1X) và cấu tạo Sông Đồng Nai (giếng SDN-1RX) đã có sự khác biệt [3].

- Tính kế thừa địa hình của các thành tạo Miocene dưới và giữa thay đổi mạnh theo chiều ngang. Khu vực Đại Hùng, Thiên Ưng, Đại Bàng quan sát được các địa



Hình 3. Mặt cắt địa chấn tuyến bb' bể Nam Côn Sơn

hào được lấp đầy bởi các thành tạo Miocene dưới và giữa trong khi khu vực cấu tạo Sông Tiền và Sông Đồng Nai lại không quan sát được hình ảnh kế thừa đó.

Kết quả nghiên cứu về thành tạo Miocene giữa [3] sẽ là cơ sở cho việc lập dữ liệu địa chất và đá mẹ phục vụ việc xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ khu vực phụ đới trung Đông Bắc bể Nam Côn Sơn; đồng thời đánh giá sự ảnh hưởng của chúng tới quá trình sinh, di cư và bảo tồn các tích tụ hydrocarbon tại các cấu tạo khu vực này. Vấn đề này sẽ được thể hiện trong kết quả mô hình địa hóa đá mẹ tuyến cc'.

2. Quá trình sinh dầu khí của đá mẹ

Tuyến cc' cắt qua khu vực phụ đới trung Đông Bắc và phụ đới trung tâm được xây dựng mô hình địa hóa nhằm đánh giá quá trình sinh dầu khí của đá mẹ trong vùng nghiên cứu. Mức độ kế thừa địa hình của thành tạo Miocene giữa cũng như sự phức tạp của hoạt động nghịch đảo thời kỳ cuối Miocene giữa thay đổi khá rõ từ Tây Nam sang Đông Bắc (Hình 3). Tại phía Tây Nam, thành tạo Miocene dưới và giữa lấp đầy các địa hào khu vực Đại Hùng, Thiên Ưng và Đại Bàng. Có lẽ vào cuối Miocene giữa, các địa hào này tiếp tục sụt đồng thời chịu tác động ép từ phía phải mặt cắt tạo nên hình ảnh “uốn nhẹ” của các thành tạo trong trung hợp, địa hình này vẫn còn tới hiện tại. Tuy nhiên khối nòng Đại Bàng dường như xuất hiện từ cuối Miocene sớm (?) và duy trì tới hiện tại. Hầu hết đứt gãy dừng ở ranh giới bất chỉnh hợp Miocene giữa, riêng khu vực Đại Hùng, đứt gãy cắt lên tận phần dưới Pliocene [3].

2.1. Kết quả nghiên cứu địa hóa đá mẹ trong vùng nghiên cứu

Có 3 loại đá trầm tích sét kết/bột kết, sét than và than có khả năng bảo tồn vật chất hữu cơ tốt trong quá trình thành đá. Dưới tác dụng của yếu tố nhiệt độ và thời gian trong điều kiện yếm khí, vật chất hữu cơ chuyển hóa thành

hydrocarbon. Quá trình di cư hydrocarbon ra khỏi các tập trầm tích này xảy ra khi “áp suất sinh hydrocarbon” lớn hơn áp suất bão hòa. Trong điều kiện thuận lợi, hydrocarbon di cư được tích tụ vào bẫy tạo thành các mỏ dầu khí. Để một tầng trầm tích có thể trở thành đá mẹ cần hội đủ các yếu tố sau:

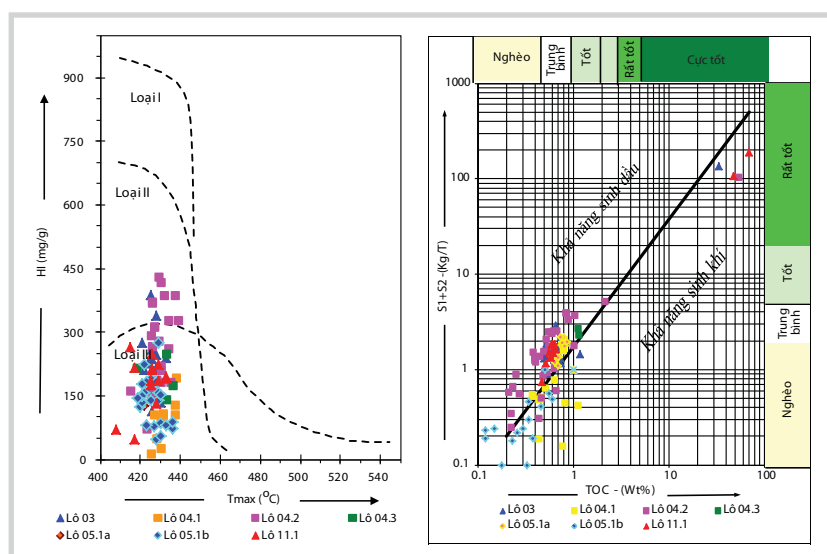
- Độ giàu vật chất hữu cơ (điều kiện cần để sinh hydrocarbon): Tầng trầm tích đủ giàu vật chất hữu cơ;
- Môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ: Môi trường có độ khử cần thiết, thuận lợi để bảo tồn vật chất hữu cơ sinh dầu khí;
- Mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ (điều kiện đủ để sinh hydrocarbon): Vật chất hữu cơ trong đá đã trưởng thành và sinh hydrocarbon cấp cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Xác định độ giàu của vật chất hữu cơ trong đá trầm tích dùng phép đo tổng hàm lượng carbon hữu cơ có trong đá (TOC). Đánh giá mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ chủ yếu sử dụng các chỉ tiêu độ phản xạ ánh sáng của vitrinite (R_o , %) và nhiệt độ cực đại ứng với đỉnh pic S_2 trong phép phân tích Rock Eval (T_{max} °C) [13].

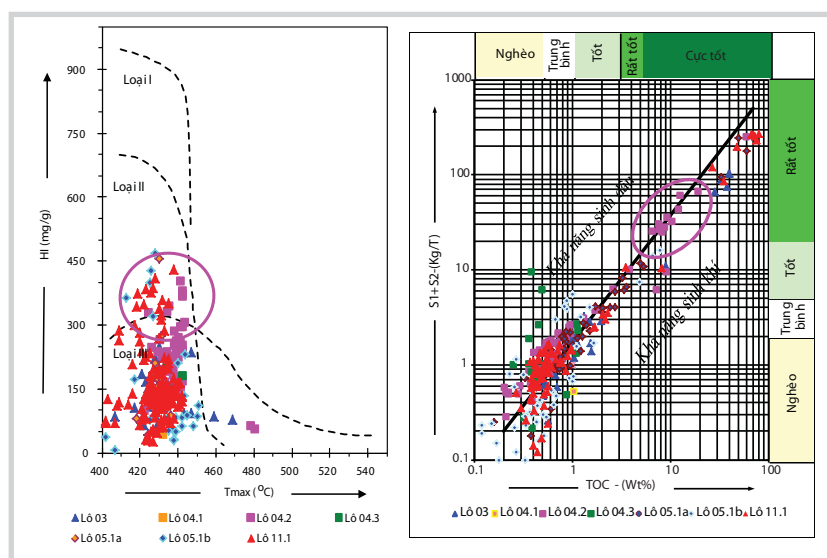
Kết quả nghiên cứu đá mẹ của Viện Dầu khí Việt Nam trên cơ sở các chỉ tiêu về dấu hiệu sinh vật cũng được tham khảo kết hợp để đánh giá đá mẹ [1, 7, 9, 14].

Mẫu đá tại các giếng khoan được phân tích địa hóa phân bố trong các tầng Miocene và Oligocene. Tuy nhiên, số lượng mẫu tập trung chủ yếu trong trầm tích Miocene dưới và Miocene giữa. Trầm tích Miocene trên ít được phân tích địa hóa vì theo kết quả nghiên cứu mô hình, trầm tích Miocene trên ở bể Nam Côn Sơn hầu như chưa trưởng thành hoặc diện tích rất hẹp mới bắt đầu trưởng thành, chưa đủ điều kiện để trở thành tầng đá mẹ sinh dầu khí. Lượng mẫu tuổi Oligocene phân tích địa hóa cũng hạn chế do rất ít giếng khoan tới trầm tích Oligocene. Vì thế, trong nghiên cứu này sẽ tập trung đánh giá trầm tích Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene ở khu vực các Lô 03, 04, 05-1a, 05-1b và 11-1 [3].

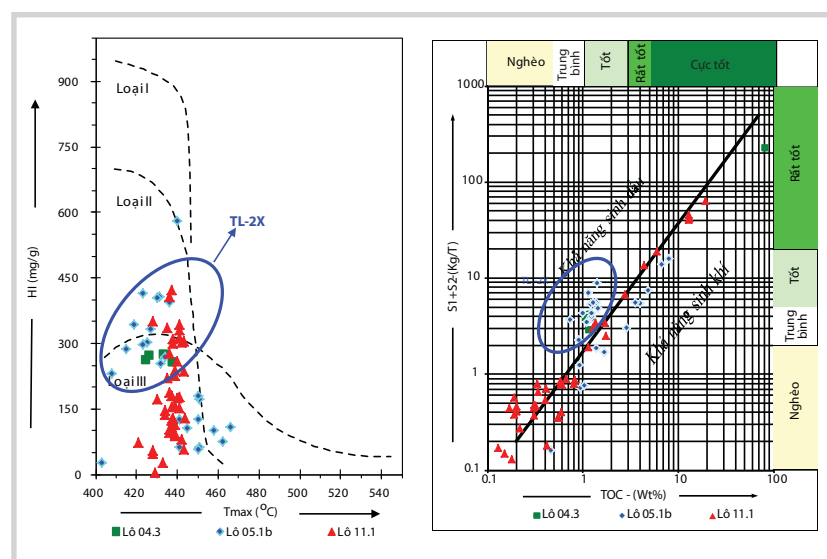
Biểu đồ quan hệ tổng tiềm năng sinh ($S_1 + S_2$) và hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) trong đá mẹ tuổi Miocene và Oligocene (Hình 4 - 6) cho thấy phần lớn mẫu có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt tiêu chuẩn tiềm năng hữu cơ mức trung bình đến rất tốt, song có khả năng sinh dầu hay khí khác nhau. Sau đây là những đánh giá khả năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong từng tầng trầm tích.



Hình 4. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocene giữa



Hình 5. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocene dưới



Hình 6. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Oligocene

2.1.1. Trầm tích Miocene giữa

Gần nửa số mẫu có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt mức trung bình trở lên ($\text{TOC} > 0,5\%$), giá trị HI phổ biến ở mức 150 - 300mgHC/gTOC. Một số mẫu ở Lô 04.2 có giá trị HI khá cao (300 - 450mgHC/gTOC). Trên biểu đồ quan hệ HI- $T_{\max}$, mẫu phân bố chủ yếu trong trường vật chất hữu cơ loại III và hỗn hợp loại III-II. Trên biểu đồ tiềm năng, mẫu than ở Lô 11-1, 04-3 và 03 phân bố trong vùng có khả năng sinh khí. Các mẫu sét và sét than từ Lô 04-2, 04-3 và 05-1a phần lớn phân bố trong trường sinh dầu. Theo kết quả nghiên cứu độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, các mẫu tuổi Miocene giữa tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu hầu như chưa trưởng thành, một số ít đạt ngưỡng trưởng thành (Hình 4).

Theo kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, trầm tích tại đây tầng Miocene giữa ở khu vực trũng sâu của phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm hiện tại đang ở cửa sổ tạo dầu. Như vậy, phần lớn trầm tích Miocene giữa ở khu vực nghiên cứu chưa thể cung cấp hydrocarbon cho các tầng chứa.

2.1.2. Trầm tích Miocene dưới

Khá nhiều mẫu địa hóa thuộc tầng trầm tích Miocene dưới được phân tích. Đây là một trong những tầng được đánh giá đá mẹ có khả năng sinh dầu khí tốt trong khu vực nghiên cứu.

Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong tầng trầm tích Miocene dưới cho thấy phần lớn mẫu phân bố trong trường vật chất hữu cơ loại III, một số mẫu phân bố trong trường vật chất hữu cơ hỗn hợp loại II và III. Nhiều mẫu đã trưởng thành, thậm chí một số ít mẫu đã ở cuối pha tạo dầu (Hình 5). Phần lớn mẫu từ Lô 11-1 và Lô 04-2 phân bố trong vùng có khả năng sinh dầu và hỗn hợp dầu khí. Các mẫu sét than và than có tiềm năng sinh khí là chính, một số mẫu sét than Lô 04-2 có giá

trị HI > 300mgHC/gTOC phân bố trong vùng có khả năng sinh hỗn hợp khí và dầu.

2.1.3. Trầm tích Oligocene

Tại các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn, trầm tích Đệ Tam cổ nhất đã gặp có tuổi Oligocene. Theo tài liệu địa chấn, trầm tích tuổi Oligocene có chiều dày thay đổi mạnh từ Tây sang Đông, đặc biệt ở các trũng Trung tâm và phía Đông có nơi trầm tích tuổi Oligocene dày tới 7.000 - 8.000m. Đến nay, mới có một số ít giếng khoan tới trầm tích tuổi Oligocene và đa số mới chỉ khoan tới phần trên của tầng này. Vì vậy, mẫu phân tích địa hóa chưa thể đại diện cho cả tầng trầm tích tuổi Oligocene trong vùng nghiên cứu và tiềm năng sinh hydrocarbon thực sự của tầng Oligocene đến nay vẫn còn là một ẩn số. Đánh giá trong bài báo này chỉ dựa trên cơ sở một số ít mẫu thu thập từ tầng Oligocene tại các giếng khoan khu vực Lô 04-3, 05-1b và Lô 11-1.

Hình 6 cho thấy phần lớn mẫu phân bố ở vùng biểu thị vật chất hữu cơ loại III và đã đạt cửa sổ tạo dầu. Riêng Lô 05-1b, mẫu có giá trị HI khoảng 300 - 440mgHC/gTOC phân bố trong vùng biểu thị khả năng sinh dầu là chính, các mẫu còn lại biểu thị khả năng sinh cả dầu và khí. Kết quả nghiên cứu dấu hiệu sinh vật một số mẫu sét tuổi Oligocene tại giếng 05-1b-TL-2X của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy vật chất hữu cơ có nguồn gốc đầm hồ.

Tóm lại nghiên cứu, đánh giá tiềm năng hữu cơ các tập trầm tích cũng như dấu hiệu sinh vật của vật chất hữu cơ trong các mẫu có thể thấy:

- Trầm tích Miocene giữa, Miocene sớm và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ ở mức trung bình đến tốt và rất tốt. Đá mẹ bao gồm sét bột kết, sét than và than được lắng đọng trong môi trường đồng bằng châu thổ (fluvial - deltaic), đầm hồ (lacustrine) và biển nông. Những khu vực trũng sâu của bể Nam Côn Sơn (Lô 05, 06, 11-2 và phía Đông của Lô 12) có sự đóng góp của vật liệu hữu cơ nguồn đầm hồ trong đá mẹ Oligocene. Phía dưới của tầng trầm tích

Miocene dưới khu vực phía Đông bể đôi khi gặp vật chất hữu cơ nguồn đầm hồ.

- Than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí là chính, sét và sét than có khả năng sinh cả khí và dầu.
- Đá mẹ ở khu vực Lô 04-3, 11-1 và một số mẫu ở Lô 05-1b có khả năng sinh dầu trội hơn các khu vực còn lại.

Tuy nhiên, mức độ trưởng thành của đá mẹ tại giếng khoan và khu vực đá mẹ chìm sâu là một tiêu chí quan trọng để đánh giá khả năng sinh hydrocarbon của chúng. Theo kết quả phân tích mẫu tại các giếng khoan, mẫu tuổi Miocene giữa phần lớn chưa trưởng thành, số ít mẫu đang ở đới trưởng thành. Mẫu Miocene dưới chủ yếu chưa trưởng thành, lượng mẫu ít hơn đã đạt cửa sổ tạo dầu và một số ít mẫu rơi vào cuối pha tạo dầu (Hình 5). Phần lớn mẫu tuổi Oligocene đang trong cửa sổ tạo dầu, một số mẫu đã rơi vào cuối pha tạo dầu.

2.2. Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ khu vực tuyến cc'

Phần mềm PetroMod được sử dụng để xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ tuyến cc' nhằm đánh giá quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm. Kết quả nghiên cứu đá mẹ và môi trường trầm tích, số liệu về địa nhiệt tại các giếng khoan lân cận và mặt cắt địa chấn, các sự kiện địa chất chính của bể (Bảng 1), là cơ sở để lập dữ liệu đầu vào cho mô hình 2D.

Tuyến cc' (Hình 2) cắt qua giếng khoan và vùng đá mẹ chìm sâu, chạy từ Lô 04-2 qua Lô 04-1 (trùng với tuyến inline 3132) và cắt tới trũng sâu của phụ đới trũng Trung tâm nhằm mô phỏng quá trình sinh dầu khí của đá mẹ khu vực nghiên cứu. Ngoài các ranh giới phản xạ chính tương đương với nóc Miocene trên, nóc Miocene giữa, nóc Miocene dưới, nóc Oligocene và nóc móng, ranh giới Bright spot được coi là nóc tập sét trong Pliocene [7, 8, 15].

Các tham số đầu vào về địa chất gồm các biến cố địa chất chính của vùng nghiên cứu (Bảng 1), tuổi địa chất của các tập, chiều dày hiện tại của các tập trầm tích; loại đá (liên quan đến độ dẫn nhiệt và quá trình nén ép trầm tích - sediment compaction); vai trò của các tập trầm tích trong hệ thống dầu khí...

Tham số nhiệt (dòng nhiệt - heat flow) trên trái đất dao động trong khoảng 50 - 63mW/m² (1,2 - 1,5HFU); ở vùng thềm là 38mW/m² (0,9HFU); ở vùng núi lửa Cenozoic lên tới 84mW/m² (2HFU); vùng sống

Bảng 1. Các sự kiện địa chất chính ở bể Nam Côn Sơn

Tập	Thời gian lắng đọng trầm tích (triệu năm trước)	Thời gian bào mòn/dùng trầm tích (triệu năm trước)
Pliocene - Đệ Tứ	5,0 - 0	0
Miocene trên	10,0 - 5,5	5,5 - 5,0
Miocene giữa	16,0 - 12,5	12,5 - 10,0
Miocene dưới	24,0 - 16,0	
Oligocene	35,5 - 25,0	25,0 - 24,0
Móng Đệ Tam	Trước 35,5	

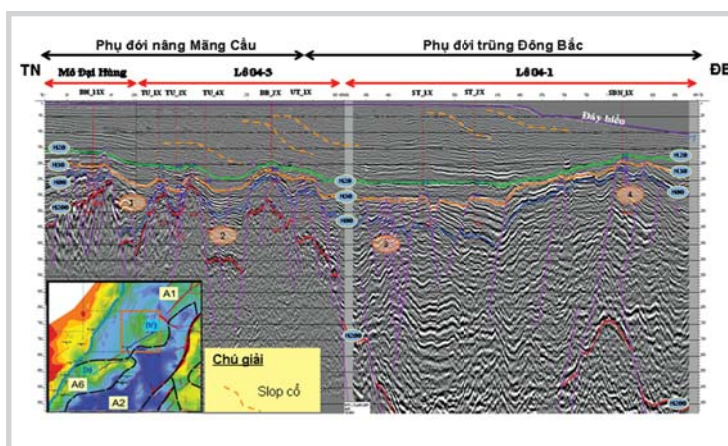
núi giữa đại dương giá trị này là 8HFU (335mW/m²) [11]. Trong quá trình khảo sát mô hình, dòng nhiệt cổ trong thời kỳ synrift sẽ được lấy xu thế theo mô hình Mackenzie và điều chỉnh cùng với những tham số điều kiện biên khác để đạt kết quả tối ưu [13].

Nhiệt độ bề mặt trầm tích hiện tại được lấy theo nhiệt độ đáy biển tại các giếng khoan. Thông thường nhiệt độ bề mặt cổ được dự đoán theo lịch sử phát triển địa chất của bể. Độ sâu mực nước vào thời kỳ hình thành các tập trầm tích cũng là dữ liệu tham khảo rất tốt cho việc xác định nhiệt độ bề mặt cổ. Khu vực độ sâu nước < 200m nhiệt độ bề mặt trầm tích khoảng 20°C, độ sâu nước 800m ứng với 17°C (khu vực giếng khoan SDN-1X), độ sâu nước khoảng 1.500m có thể ứng với 10°C [3].

Tại bể Nam Côn Sơn, thời kỳ đầu Oligocene, khu vực các Lô 05-2, 05-3, 04-1 và Lô 04-2 trầm tích được hình thành trong môi trường cửa sông tam giác châu, đầm hồ vũng vịnh chiếm ưu thế, biểu hiện bằng sự phổ biến các lớp sét chứa than và than. Thời kỳ cuối Oligocene, môi trường trầm tích chịu ảnh hưởng của yếu tố biển ven bờ đến biển nông, càng về phía Đông Bắc yếu tố biển càng tăng. Thời kỳ Miocene sớm, trầm tích tập này phủ trên toàn bộ khu vực nghiên cứu. Trầm tích Miocene dưới được lắng đọng trong môi trường thay đổi từ đồng bằng ven biển đến biển nông. Càng về phía Đông, tính chất biển càng tăng lên rõ rệt, tỷ lệ cát kết giảm dần, đá sét tăng lên, phong phú hóa đá biển và glauconite. Thời kỳ Miocene giữa, môi trường trầm tích yếu là biển nông, thêm giữa đến thềm ngoài, phần trên tập Miocene giữa khu vực giếng khoan SDN-1X thành tạo trong môi trường biển sâu [7, 9].

Dữ liệu về điều kiện biên (boundary condition) của mô hình 2D được kiểm soát bằng tài liệu môi trường, tài liệu địa chất khu vực nghiên cứu, tài liệu địa chấn, tài liệu cổ sinh, thạch học tại các giếng khoan và số liệu mô hình 1D tại các giếng 04-2-NB-1X, 04-1-ST-2X và 04-3-UT-1X. Cụ thể, tài liệu địa chấn giúp nhận diện tương trầm tích (facies), xác định vị trí các slop cổ, dự báo độ sâu mực nước cổ (Hình 7).

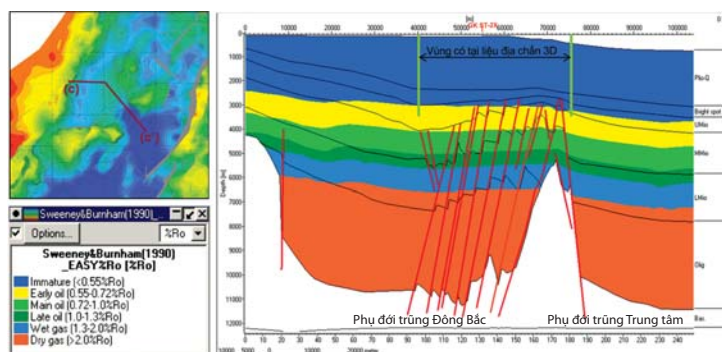
Tham số về đá mẹ gồm độ giàu vật chất hữu cơ được xác định thông qua phép phân tích tổng



Hình 7. Mặt cắt địa chấn tuyến bb' thể hiện các nếp lấn hình thành vào thời Pliocene - Đệ Tứ [3]

Bảng 2. Dữ liệu đầu vào cho mô hình 2D

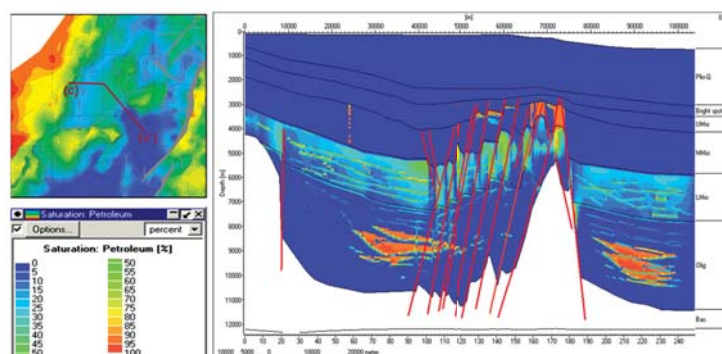
Name	Color	Deposition Age from [Ma]	Deposition Age to [Ma]	Erosion Age from [Ma]	Erosion Age to [Ma]	Name	Petroleum System	Color	Lithology	TOC Value	TOC Model	Kinetics	HI Value [mgC/gTOC]
Pli-Q		4.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Pli-Q	Overburden Rock		SHALESALT	0.00	Uniform	none	0.00
Bright spot		5.0000	4.0000	0.0000	0.0000	Bright spot	Seal Rock		SHALE	0.00	Uniform	none	0.00
UMio		10.0000	5.5000	5.5000	5.0000	UMio	Reservoir Rock		SHALE/SAND	0.00	Uniform	none	0.00
MMio		16.0000	12.5000	12.5000	10.0000	MMio	Source Rock		SAND/shale	0.50	TiBH_M_Mio	250.00	300.00
LMio		24.0000	16.0000	0.0000	0.0000	LMio	Source Rock		SHALE/sand	1.50	TiBH_M_Mio	300.00	300.00
Olig		35.5000	25.0000	25.0000	24.0000	Olig	Source Rock		SHALE/SAND	2.00	TiBH_Olig	300.00	300.00
Bas		40.0000	35.5000	0.0000	0.0000	Bas	Underburden Rock		Granite	0.00	Uniform	none	0.00
						Carbonate	Reservoir Rock		LIMESTONE	0.00	Uniform	none	0.00
						Coal	none		COAL	15.00	Coal	150.00	150.00
						Sand	Reservoir Rock		SANDSTONE	0.00	Uniform	none	0.00
						Olig T1	Source Rock		SHALE/sand	2.00	TiBH_Olig	350.00	350.00
						Olig T2	Source Rock		SHALE	2.50	TiBH_Olig	400.00	400.00
						LMio T1	Source Rock		SHALE/SALT	1.50	TiBH_M_Mio	350.00	350.00
						LMio T2	Source Rock		SHALE	2.00	TiBH_M_Mio	350.00	350.00
						MMio T1	Source Rock		SHALE/SAND	1.00	TiBH_M_Mio	350.00	350.00



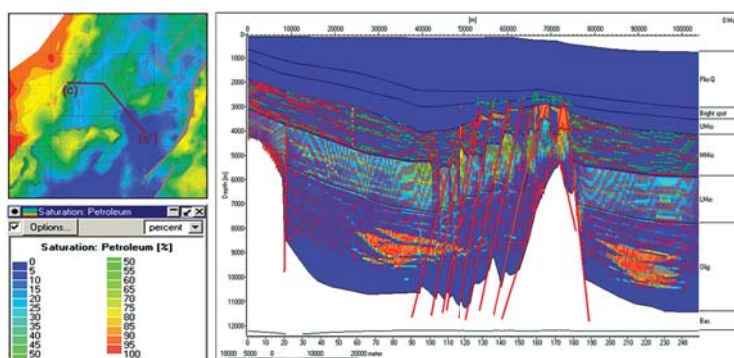
Hình 8. Tuyến cc', kết quả mô hình trường thành thời điểm hiện tại

Bảng 3. Độ sâu đạt các ngưỡng trường thành tại tuyến cc'

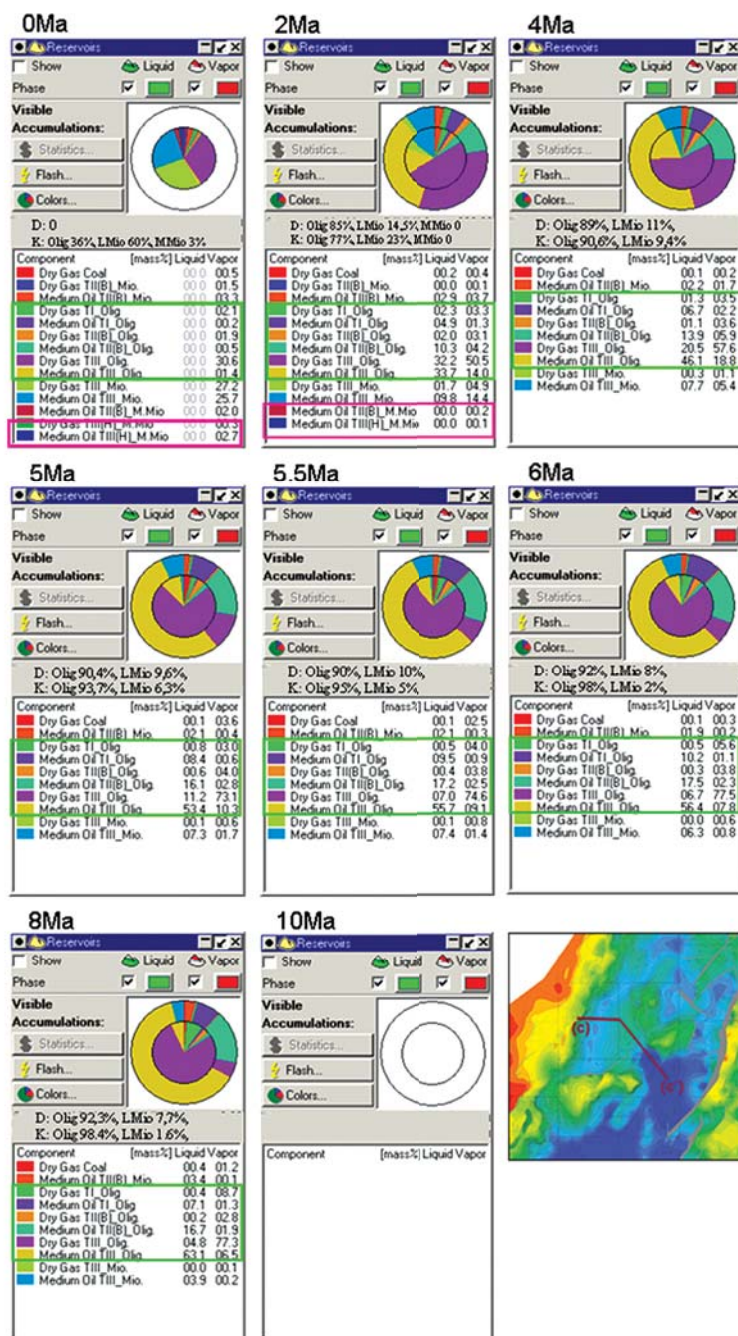
Ngưỡng	0,55%Ro	0,72%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro
Độ sâu (m)	2.500 - 3.700	3.300 - 4.800	4.700 - 6.200	6.000 - 7.200



Hình 9. Tuyến cc', độ bão hòa hydrocarbon thời điểm hiện tại



Hình 10. Tuyến cc', kết quả mô hình di cư thời điểm hiện tại



Hình 11. Tuyến cc', thành phần hydrocarbon trong tầng chứa thể hiện vai trò của các tầng đá mẹ thay đổi theo thời gian

hàm lượng carbon hữu cơ và nhiệt phân tiêu chuẩn Rock Eval. Chất lượng vật chất hữu cơ (loại vật chất hữu cơ) được xác định chủ yếu dựa vào kết quả nhiệt phân trên biểu đồ Van-Krevelen, có tham khảo các phân tích chi tiết khác như thành phần marceral, tương môi trường, thành phần hóa học cũng như dấu hiệu sinh vật trong chất chiết từ đá mẹ (phân tích GC, GCMS). Kết hợp với kết quả nghiên cứu môi trường trầm tích và tương địa chấn để có cơ sở input đá mẹ đầm hồ hay cửa sông tam giác châu... cho từng vùng cụ thể trên mặt cắt.

Khu vực nghiên cứu có mặt 3 tầng đá mẹ. Trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene (đá mẹ Oligocene) chứa chủ yếu hỗn hợp kerogen loại I, hỗn hợp I/III (được hiểu là tương đương loại IIB trong cơ sở dữ liệu mô hình) và loại III. Độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến rất tốt, có tiềm năng sinh dầu và khí. Trầm tích hạt mịn tuổi Miocene sớm (đá mẹ Miocene dưới) chứa chủ yếu kerogen loại III và hỗn hợp loại I/III, độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí. Than và sét than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí. Theo kết quả nghiên cứu địa chất và phân tích tương địa chấn, vào thời kỳ Miocene sớm phía Đông bể Nam Côn Sơn trầm tích được lắng đọng trong điều kiện thềm giữa đến thềm ngoài; sang thời kỳ Miocene muộn xuất hiện môi trường biển sâu. Vì vậy, trong đá mẹ tuổi Miocene giữa dự đoán sẽ có mặt vật chất hữu cơ biển, loại II. Trầm tích hạt mịn tuổi Miocene giữa (đá mẹ Miocene giữa) chứa chủ yếu kerogen loại III và một ít loại II (vật chất hữu cơ biển), độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí (Bảng 2).

Kết quả mô hình cho thấy độ sâu đạt các ngưỡng trưởng thành thay đổi khá mạnh do sự thay đổi về chế độ địa nhiệt và độ sâu nước tại từng vị trí trên mặt cắt (Hình 8, Bảng 3).

Hình 8 cho thấy trầm tích Oligocene tại tuyến cc' chủ yếu nằm trong đới tạo khí khô, phần lớn tầng trầm tích Miocene dưới đang nằm trong đới tạo khí ẩm và pha tạo dầu muộn. Chỉ có phần dưới của trầm tích Miocene giữa đạt cửa sổ tạo dầu vì vậy có thể đá mẹ này rất ít khả năng cung cấp hydrocarbon cho các bể trong vùng nghiên cứu. Như vậy, đá mẹ Miocene dưới và phần trên đá mẹ Oligocene vẫn tiếp tục cấp sản phẩm cho các bể ở khu vực này.

Mặt cắt thể hiện độ bão hòa hydrocarbon thời điểm hiện tại trên tuyến cc' (Hình 9) cho thấy tại khu vực cấu tạo Sông Tiền (nơi trầm tích Miocene bị nâng cao) hydrocarbon tập trung cao hơn các nơi khác.

Theo kết quả mô hình di cư (Hình 10 và 11), tại trung tâm của phụ đới trũng Trung tâm thời điểm hydrocarbon bắt đầu di thoát sớm nhất từ khoảng đầu thời kỳ Miocene sớm nhưng thời điểm bắt đầu có tích tụ hydrocarbon trong tầng chứa mới chỉ từ khoảng 8 triệu năm trước (Hình 11).

Thành phần hydrocarbon trong tầng chứa thay đổi khá rõ theo thời gian (Hình 11). Khoảng 10 triệu năm trước, chưa thấy xuất hiện tích tụ hydrocarbon. Khoảng 8 triệu năm trước, hydrocarbon trong tầng chứa gồm cả dầu và khí, được sinh ra chủ yếu từ đá mẹ Oligocene, hydrocarbon do đá mẹ Miocene dưới cung cấp rất ít (chỉ vài %). Đến khoảng 4 triệu năm trước, có tới ~90% hydrocarbon trong tầng chứa được sinh từ đá mẹ Oligocene và sản phẩm ở cả dạng dầu lẫn dạng khí. Khoảng 2 triệu năm trước, tỷ lệ hydrocarbon sinh từ đá mẹ Oligocene bắt đầu giảm rõ rệt nhưng vẫn có cả dầu lẫn khí. Hiện tại, sản phẩm trong tầng chứa hầu như là khí và được sinh chủ yếu từ đá mẹ Miocene dưới, đặc biệt bắt đầu xuất hiện (dù rất ít) sản phẩm của đá mẹ Miocene giữa. Như vậy, tại khu vực tuyến cc', hydrocarbon còn lại trong tầng chứa chủ yếu được sinh từ đá mẹ Miocene dưới và sản phẩm chủ yếu là khí.

Hình 10 thể hiện kết quả mô hình di cư hydrocarbon khu vực tuyến cc' thời điểm hiện tại có xuất hiện những mũi tên màu xanh (biểu thị sự di cư của dầu) xuyên thẳng lên phía trên, có thể đây là biểu hiện thất thoát dầu. Điều này có thể lý giải một phần cho sự thay đổi tỷ lệ hydrocarbon trong tầng chứa được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene dưới theo thời gian; sự vắng mặt dầu trong đá chứa ở thời điểm hiện tại (trong khi 2 triệu năm trước trong đá chứa đã tồn tại dầu) (Hình 11).

Phân tích kết quả mô hình tuyến cc' cho thấy sản phẩm (nếu có) ở khu vực cấu tạo Sông Tiền và kề cận chủ yếu là khí và có nguồn gốc chủ yếu từ đá mẹ Miocene dưới, các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu nhìn chung không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chỉnh hợp cuối Miocene giữa. Các bẫy hình thành trong đầu thời kỳ Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

3. Kết luận

Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ cho thấy trầm tích sét Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn

đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ loại I/III và loại III. Đá mẹ Miocene dưới và giữa chứa chủ yếu vật chất hữu cơ loại III và ít loại II.

Ở thời điểm hiện tại, độ sâu đạt cửa sổ tạo dầu từ 2.500 - 4.700m, khí ẩm và condensate ở 4.700 - 6.200m, đới tạo khí khô nằm dưới độ sâu 6.000 - 7.200m. Tại trung tâm của phụ đới trũng Trung tâm, hydrocarbon bắt đầu di thoát sớm nhất từ khoảng 24 triệu năm trước. Từ khoảng 8 triệu năm trước, hydrocarbon đã di cư và tích tụ trong các tầng chứa Miocene. Hiện tại, đá mẹ Miocene dưới và phần trên đá mẹ Oligocene vẫn tiếp tục cấp sản phẩm cho các bẫy ở khu vực tuyến cc'.

Thành phần hydrocarbon trong đá chứa từ 8 đến 2 triệu năm trước cho thấy trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene là đá mẹ chính ở khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm. Tuy nhiên, thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa ở thời điểm hiện tại cho thấy chúng được cung cấp từ cả đá mẹ Oligocene, Miocene dưới lẫn Miocene giữa. Trong đó, hydrocarbon từ đá mẹ Miocene dưới chiếm ưu thế, thứ hai là từ đá mẹ Oligocene, còn hydrocarbon từ đá mẹ Miocene giữa không đáng kể.

Các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chỉnh hợp cuối Miocene giữa. Các bẫy hình thành từ đầu thời kỳ Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Mô hình địa hóa bề trầm tích Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2000.
2. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Kết quả liên kết dầu - đá mẹ bề Nam Côn Sơn*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị khoa học và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010 - Tăng tốc phát triển". 9/2010; 1; trang 341 - 358.
3. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Đánh giá quá trình vận động của thành tạo Miocene giữa khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bề Nam Côn Sơn phục vụ lập dữ liệu đầu vào cho mô hình địa hóa mẹ*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 1; trang 33 - 43.
4. Nguyễn Du Hưng và nnk. *Báo cáo tính trữ lượng mỏ Đại Hùng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.
5. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Chính xác hoá cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí phần phía Đông bề Cửu Long và Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1995.
6. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Đánh giá tiềm năng và*

trữ lượng dầu khí bể trầm tích Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu đến 12/2003. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.

7. VPI-Labs. *Nghiên cứu cổ địa lý tướng đá Lô 04-1*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

8. VPI-Labs. *Nghiên cứu tầng sinh Lô 04-1*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

9. VPI-Labs. *Phân tích cổ sinh địa tầng giếng khoan 04-1-ST-2X*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

10. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Springer. 1995.

11. Christian Hermanrud. *Basin modelling techniques- an overview*. Basin modelling advances and applications:

Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication. 1993; 3: p. 1 - 34.

12. M.L.Bordenave. *Applied petroleum geochemistry*. Editions Technip. 1993.

13. John M.Hunt. *Petroleum geochemistry and geology (2nd edition)*. W.H Freeman. 1995.

14. Kenneth E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarkers guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall. 1993.

15. Britist Gas Vietnam. *Well 04.1-ST-1X final well report*. 1994.

The maturation of source rock in the northeastern sub-trough and the central sub-trough, Nam Con Son basin

Nguyen Thi Dau¹, Phan Van Thang²
Phan My Linh², Hoang Nhat Hung²

¹Vietnam Association of Petroleum Geology

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

Exploration activities have been carried out for a long time in the Nam Con Son basin. So far, many oil and gas discoveries have been made in this area and several fields developed and put into production such as Dai Hung, Rong Doi, Hai Thach, Moc Tinh, Lan Tay... The Nam Con Son basin, especially the eastern and northeastern parts, has a complicated geological development history which strongly influences the hydrocarbon generation and migration in the area. In this paper, the authors present a geochemical model of a section through the northeastern and central sub-troughs to evaluate the hydrocarbon generation and migration processes of the source rocks.

The results of geochemical model in the studied area showed that the Middle Miocene, Lower Miocene and Oligocene fine grained sediments are considered as source rocks in terms of organic matter richness. Oligocene source rock contains kerogen type I/II and type III. Middle Miocene and Lower Miocene source rock contain mainly kerogen type III and a little of type II. At present, the maturity thresholds are as follows: Oil window is from 2,500 - 4,700m, wet gas and condensate window is 4,700 - 6,200m and dry gas is below 6,000 - 7,200m. The hydrocarbon component in reservoirs indicate that they were supplied from Oligocene, Lower Miocene together with Middle Miocene, in which dominant is hydrocarbon from Lower Miocene, then from Oligocene source rock, while the volume of hydrocarbon from Middle Miocene is very small. In general, hydrocarbon traps in the studied areas were not affected by uplift creating an eroded unconformity at Middle Miocene. The traps, formed in early Late Miocene and earlier, will have higher chances to trap hydrocarbon expulsion from defined matured source rocks.

Key word: Petroleum component, Middle Miocene uplift, central sub-trough, Nam Con Son basin.

ĐẶC ĐIỂM KIẾN TẠO KHU VỰC VỊNH BẮC BỘ TRONG CENOZOIC

TS. Hoàng Văn Long¹, ThS. Ngô Văn Hưng²

¹Đại học Mở - Địa chất

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: hoangvanlong@humg.edu.vn

Tóm tắt

Vịnh Bắc Bộ là một trong những khu vực có lịch sử tiến hóa và cấu trúc địa chất phức tạp, đã trải qua nhiều giai đoạn phát triển khác nhau, chịu tác động của các sự kiện kiến tạo lớn trong khu vực. Nghiên cứu các đặc điểm về cấu trúc địa chất và địa tầng nơi đây có thể giúp khôi phục lại lịch sử tiến hóa và bối cảnh kiến tạo khổng lồ quá trình tiến hóa địa chất khu vực phục vụ cho các nghiên cứu cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí. Trong bài viết này, nhóm tác giả trình bày một số kết quả nghiên cứu về quá trình tiến hóa kiến tạo vịnh Bắc Bộ trên cơ sở phân tích tài liệu địa chấn 2D.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, thềm lục địa vịnh Bắc Bộ được phát triển trên móng trước Cenozoic và được cho là bắt đầu vào Eocene. Quá trình tiến hóa kiến tạo trải qua 4 giai đoạn: (1) Tách giãn nội lục (Eocene - cuối Oligocene); (2) Sụt võng co rút nhiệt (Miocene sớm); (3) Nghịch đảo kiến tạo khu vực (Miocene giữa); (4) Sụt võng do tải trọng trầm tích (sau Miocene giữa). Ngoài giai đoạn nghịch đảo kiến tạo khu vực thì phía Tây Bắc vịnh Bắc Bộ còn trải qua ít nhất 2 giai đoạn nghịch đảo trong Oligocene - Miocene sớm. Trong khi đó khu vực phía Đông Nam lại đặc trưng bởi quá trình sụt võng chiếm ưu thế.

Từ khóa: Vịnh Bắc Bộ, biển Đông, kiến tạo.

1. Mở đầu

Vịnh Bắc Bộ phân bố ở khu vực phía Tây Bắc biển Đông (Hình 1). Khu vực này bao quát gần như toàn bộ bể trầm tích Sông Hồng, một trong những bể trầm tích lớn nhất khu vực Đông Nam Á. Vịnh Bắc Bộ được hình thành trên cơ sở quá trình tách giãn biển Đông cùng với sự dịch trượt bằng trái của đới đứt gãy Sông Hồng và quá trình va chạm mảng Ấn Độ với mảng Âu - Á trong Cenozoic [13]. Với bể dày trầm tích có nơi lên đến ~20km [6], vịnh Bắc Bộ được coi là khu vực lưu giữ nhiều thông tin quan trọng về quá trình tương tác lục địa - đại dương, biến đổi cổ khí hậu, tiến hóa kiến tạo khu vực [10].

Công tác khoan thăm dò và điều tra địa vật lý trong thời gian qua đã phát hiện nhiều cấu tạo triển vọng có khả năng tích tụ dầu khí trong các thành tạo trầm tích lục nguyên và cả trong các thành tạo móng carbonate. Tuy nhiên, khu vực vịnh Bắc Bộ nói riêng và biển Đông nói chung đã trải qua nhiều quá trình biến dạng kiến tạo khác nhau trong Cenozoic, đặc biệt là hoạt động cắt trượt tạo ra bể kéo tách Sông Hồng [12]. Các pha biến dạng kiến tạo không những làm thay đổi trật tự địa tầng trầm tích Cenozoic mà còn làm phức tạp hóa cấu trúc địa chất, phá hủy và/hoặc hình thành nên các cấu tạo có triển vọng chứa hydrocarbon. Để góp phần làm sáng tỏ lịch sử tiến hóa địa chất - kiến tạo khu vực, phục vụ cho công tác tìm kiếm và thăm dò dầu khí ở khu vực vịnh Bắc Bộ, nhóm tác giả giới thiệu một số kết quả luận giải đặc điểm kiến tạo khu vực vịnh Bắc Bộ trong Cenozoic dựa trên kết quả phân tích tài liệu địa chấn 2D.

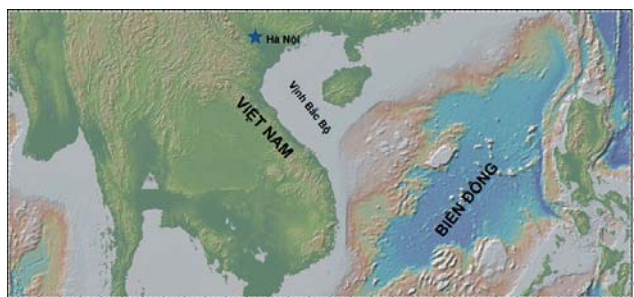
2. Bối cảnh kiến tạo khu vực

Một trong những sự kiện nổi bật trong Cenozoic đã được nhiều công trình nghiên cứu ghi nhận đó là quá trình va chạm mảng kiến tạo Ấn Độ với mảng Âu - Á. Bằng các mô hình thí nghiệm biến dạng, Tapponnier và nnk. [14] đã cho rằng quá trình va chạm mảng đã dẫn đến hiện tượng tách giãn biển Đông, sự thúc đẩy địa khối Đông Dương về phía Đông Nam dọc theo đới đứt gãy trượt bằng trái Sông Hồng và một loạt hệ thống đứt gãy trượt bằng trái phương Tây Bắc - Đông Nam khác (Hình 2).

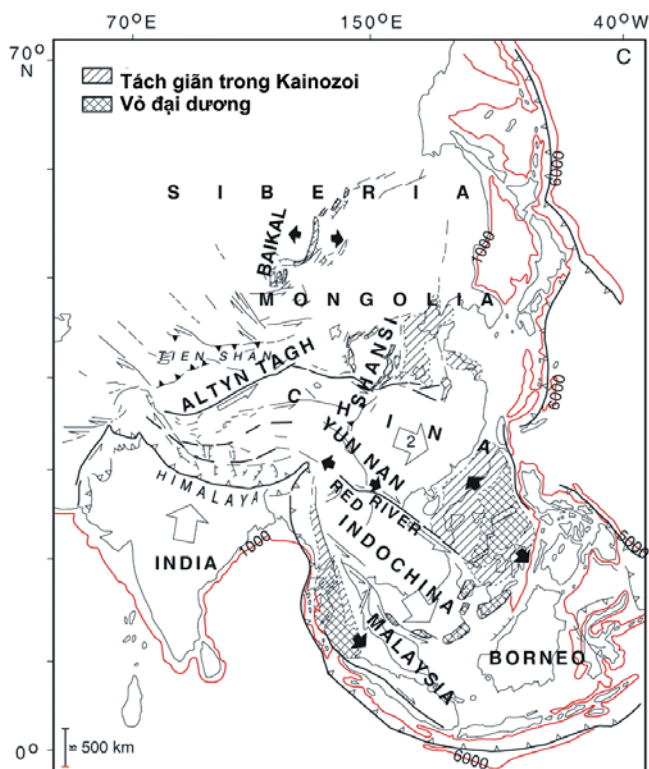
Kết quả nghiên cứu cổ từ trên các đá bazan biển Đông cho thấy thành tạo bazan cổ nhất ven rìa Đông Bắc biển Đông có số hiệu 11 tương ứng với tuổi thành tạo ~32 triệu năm. Đây được coi là thời điểm bắt đầu tách giãn biển Đông [1]. Quá trình tách giãn biển Đông được cho là kéo dài đến Miocene giữa (~17 triệu năm). Nhận định này phù hợp với những tài liệu mới nhất của chương trình khoan sâu đại dương được tiến hành tại Trung tâm biển Đông năm 2014 [8].

Tuy quá trình va chạm mảng Ấn Độ với mảng Âu - Á có nhiều ảnh hưởng đối với kiến tạo khu vực Đông Nam Á nhưng các nhà địa chất sau này cho rằng cơ chế tách giãn và hình thành biển Đông chủ yếu là do quá trình hút chìm biển Đông cổ xuống bên dưới đới hút chìm Boneo (Hình 3 và 4) [2, 3, 4, 7, 13].

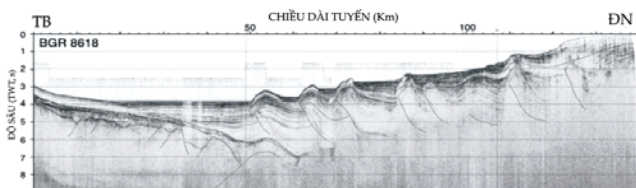
Số liệu cổ từ và kết quả định tuổi tuyệt đối trên mẫu khoan sâu đại dương cho rằng quá trình tách giãn vỏ đại dương kéo dài từ ~32 triệu năm và kết thúc cách đây ~17



Hình 1. Vị trí địa lý khu vực nghiên cứu



Hình 2. Sơ đồ kiến tạo Đông Nam Á trong Cenozoic [14]



Hình 3. Mặt cắt địa chấn thể hiện biển Đông hút chìm bên dưới đới hút chìm Boneo [3]



Hình 4. Ophiolite là dấu hiệu còn sót lại của vỏ biển Đông cổ trên đảo Boneo

triệu năm, song quá trình sụt võng trên thềm lục địa Việt Nam nói chung và vịnh Bắc Bộ nói riêng xảy ra sớm hơn rất nhiều [16]. Đến nay, chưa có giếng khoan thăm dò nào khoan hết tầng trầm tích ở khu vực sâu nhất của vịnh Bắc Bộ. Vì vậy, việc định tuổi cho các thành tạo trầm tích dưới cùng của khu vực và thời điểm sụt võng vịnh Bắc Bộ chủ yếu mang tính dự đoán và đối sánh với tài liệu địa chất trên bờ. Nhiều nhà nghiên cứu cho rằng thời điểm bắt đầu sụt võng kiến tạo được bắt đầu từ Eocene.

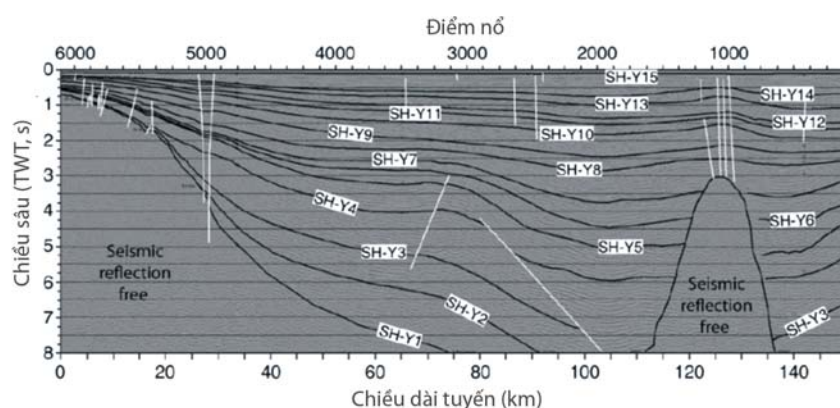
3. Quá trình tiến hóa kiến tạo vịnh Bắc Bộ

Các tài liệu thăm dò địa chấn 2D cho thấy vịnh Bắc Bộ trải qua quá trình sụt võng mạnh mẽ. Một số tuyến đo địa chấn cắt qua trục trung tâm của vùng nghiên cứu ở độ sâu 8s nhưng vẫn chưa khống chế được hết bề mặt móng trước Cenozoic (Hình 5). Quá trình tách giãn được bắt đầu từ Eocene cho đến Oligocene. Các thành tạo trầm tích đồng tách giãn được phân bố ở dưới đáy bể và được đặc trưng bởi các cấu tạo gá đáy trên các sườn dốc của đá móng (Hình 5). Biên độ dịch chuyển của các hệ thống đứt gãy ngang thuận không đồng nhất theo thời gian cho thấy chúng được tái hoạt động qua nhiều giai đoạn (Hình 5).

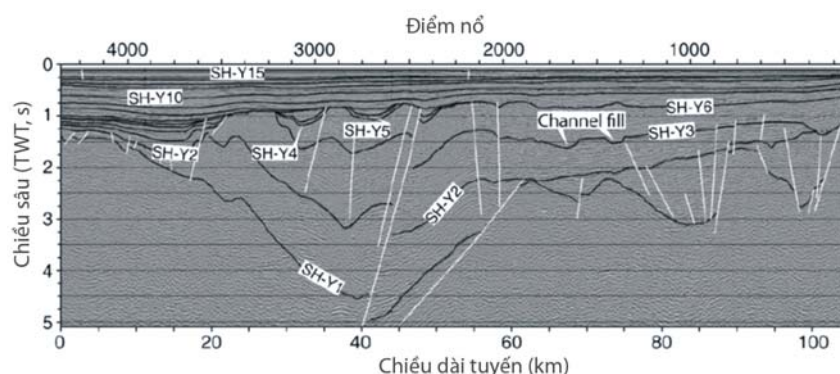
Sau quá trình sụt võng và tách giãn, khu vực nghiên cứu tiếp tục bị sụt võng với mức độ yếu hơn do quá trình co rút địa nhiệt (thermal contraction), thể hiện qua các thành tạo trầm tích có chiều dày phần trung tâm lớn hơn so với ven rìa và không bị ảnh hưởng bởi các hệ thống đứt gãy trong quá trình tách giãn và sụt lún trước đây (Hình 5).

Sau quá trình sụt võng do co rút nhiệt, khu vực vịnh Bắc Bộ nói riêng và biển Đông nói chung trải qua quá trình nghịch đảo kiến tạo, chuyển từ chế độ căng giãn sang chế độ ép nén tạo thành một bề mặt bất chỉnh hợp mang tính khu vực trong Miocene giữa. Sự kiện này phù hợp với thời điểm ngừng nghỉ của quá trình tách giãn biển Đông. Quá trình nghịch đảo kiến tạo đã làm cho các thành tạo trầm tích được hình thành ở các giai đoạn trước bị uốn nếp và biến dạng mạnh. Trên một số mặt cắt địa chất/địa chấn cho thấy các nếp uốn đảo đi kèm đứt gãy nghịch và bề mặt bào mòn bất chỉnh hợp rất rõ (Hình 6). Dấu hiệu của các mặt bào mòn bất chỉnh hợp mang tính khu vực này còn được thể hiện trên các mặt cắt địa chấn của bể Cửu Long, Tư Chính - Vũng Mây, Nam Côn Sơn... [9, 11, 15].

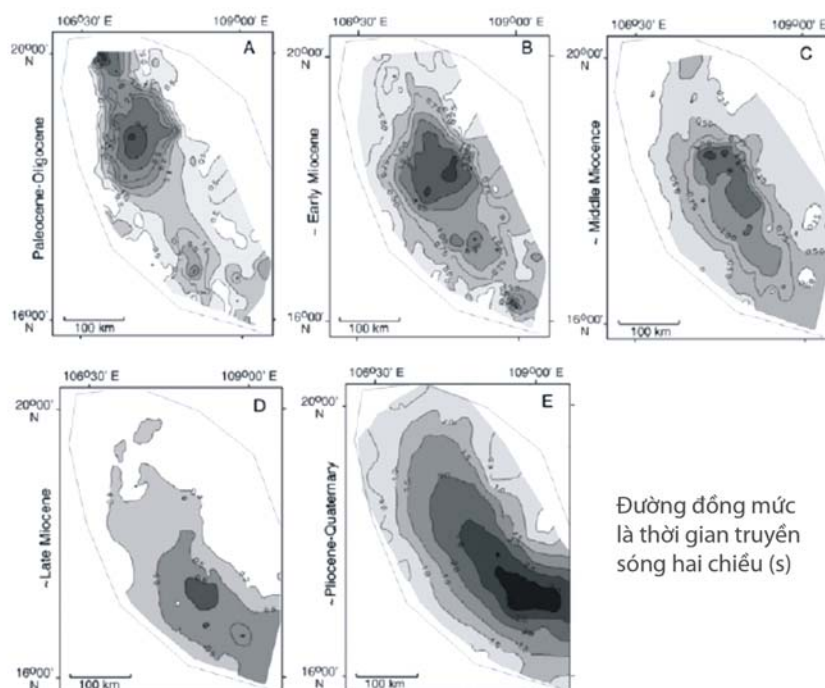
Giai đoạn nghịch đảo kiến tạo trong Miocene giữa được tiếp diễn bởi pha sụt võng thứ 2 khá mạnh tạo thành các thành tạo trầm tích có tuổi từ Miocene giữa đến nay. Các thành tạo này có chiều dày khá lớn nhưng mức độ



Hình 5. Mặt cắt địa chấn cắt qua trung tâm vịnh Bắc Bộ



Hình 6. Mặt cắt địa chấn khu vực phía Bắc bể Sông Hồng thể hiện các thành tạo địa chất trước Miocene giữa bị uốn nếp đảo và trượt chồm do nghịch đảo kiến tạo



Hình 7. Bản đồ đẳng dày trầm tích Cenozoic vịnh Bắc Bộ thể hiện sự dịch chuyển trung tâm lắng đọng về phía Đông Nam theo thời gian

biến dạng không mạnh và hoạt động đứt gãy cũng chủ yếu là đứt gãy nhỏ mang tính cục bộ. Tuy nhiên, các dấu hiệu địa động lực trên đất liền và trên biển cho thấy quá trình tách giãn biển Đông và hoạt động của đới trượt Sông Hồng đã đi vào giai đoạn kết thúc và/hoặc suy yếu. Nghĩa là không

có sự kiện kiến tạo đáng kể nào xảy ra trong vùng sau Miocene giữa dẫn đến quá trình sụt võng tạo nên các thành tạo trầm tích rất dày như ở bể Sông Hồng và vịnh Bắc Bộ. Vậy quá trình sụt võng sau giai đoạn nghịch đảo kiến tạo khu vực được diễn ra theo cơ chế nào? Theo nghiên cứu của Clift, lớp trên và lớp dưới của vỏ trái đất tồn tại một đối xứng yếu ứng suất; khi các lớp trầm tích tầng dày, sẽ tăng áp lực lên lớp vỏ dưới và làm cho chúng dịch chuyển về hai phía ngược chiều nhau theo mô hình dòng chảy vỏ (lower crustal flow). Như vậy, bề mặt vỏ trái đất ở khu vực nghiên cứu sẽ tiếp tục bị sụt võng mặc dù không có hoặc có rất ít tác động của quá trình tách giãn kiến tạo [2].

4. So sánh chế độ địa động lực và kiến tạo giữa Bắc và Nam vịnh Bắc Bộ

Mặc dù quá trình sụt võng và hình thành vịnh Bắc Bộ chịu sự khống chế chặt chẽ của chế độ kiến tạo khu vực song cũng chịu sự chi phối bởi các hoạt động kiến tạo mang tính cục bộ. Mặt cắt địa chấn ở khu vực phía Bắc vịnh Bắc Bộ (Hình 6) cho thấy ngoài bề mặt bất chỉnh hợp khu vực trong Miocene giữa còn quan sát thấy các mặt bào mòn bất chỉnh hợp và các hệ thống dòng chảy cổ phát triển ở phía Đông Bắc của tuyến địa chấn. Các bề mặt này đánh dấu các giai đoạn nghịch đảo kiến tạo khác diễn ra ở khu vực phía Bắc của vùng nghiên cứu. Trong khi đó, ở khu vực phía Nam vịnh Bắc Bộ và bể Nam Hải Nam không quan sát thấy các bề mặt bất chỉnh hợp này và chiều dày trầm tích vẫn tiếp tục tăng lên chứng tỏ ngoài pha nghịch đảo kiến tạo chính trong Miocene giữa thì phía Bắc vịnh Bắc Bộ còn trải qua ít nhất hai giai đoạn nghịch đảo kiến tạo sớm hơn, có thể liên quan đến thời kỳ bắt đầu hoạt động của đới đứt gãy Sông Hồng (?). Trong khi khu vực phía Nam vịnh Bắc Bộ lại được đặc trưng bởi quá trình sụt lún chiếm ưu thế. Nhận định này phù hợp với quá trình dịch chuyển trung tâm

lắng đọng trầm tích từ Tây Bắc về Đông Nam theo thời gian (Hình 7).

Các kết quả tính toán tốc độ trầm tích cho bể Sông Hồng và bể Nam Hải Nam [6] cho thấy giai đoạn đầu của quá trình hoạt động của đới đứt gãy Sông Hồng có tác động mạnh đến quá trình sụt võng phía Bắc vịnh Bắc Bộ trong khi khu vực phía Nam vịnh Bắc Bộ ít chịu ảnh hưởng hơn cho đến tận đầu Miocene.

5. Kết luận

Vịnh Bắc Bộ là một trong những khu vực tiềm năng địa rộng nhất khu vực Đông Nam Á. Trên cơ sở phân tích các tài liệu địa chấn 2D kết hợp với tài liệu địa chất trên bờ, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

Khu vực này chịu sự tác động của nhiều yếu tố kiến tạo qua các thời kỳ khác nhau nên có đặc điểm cấu trúc địa chất và lịch sử tiến hóa kiến tạo phức tạp. Đây cũng là một trong những nơi được cho là có nhiều tiềm năng về dầu khí. Cấu trúc địa chất - địa tầng vịnh Bắc Bộ gồm 2 phần: Các thành tạo móng trước Cenozoic và các thành tạo trầm tích Cenozoic gắn kết yếu hoặc chưa gắn kết. Mặc dù chưa có tài liệu sinh địa tầng khổng lồ về tuổi của các thành tạo trầm tích ở phần sâu nhất của khu vực nghiên cứu, quá trình tách giãn vỏ lục địa được cho là bắt đầu vào cuối Paleocene - đầu Eocene và chịu tác động của quá trình va chạm giữa mảng Ấn Độ với mảng Âu - Á.

Lịch sử tiến hóa kiến tạo của vịnh Bắc Bộ trong Cenozoic được chia thành 4 giai đoạn chính: (1) Giai đoạn tách giãn vỏ lục địa tạo cấu trúc địa hào, bán địa hào nội lục từ Eocene đến cuối Oligocene; (2) Giai đoạn sụt võng từ từ do co rút nhiệt được kéo dài từ cuối Eocene đến cuối Miocene sớm; (3) Giai đoạn nghịch đảo kiến tạo trong Miocene giữa hình thành nên bất chỉnh hợp mang tính khu vực; (4) Giai đoạn tái sụt võng do tải trọng trầm tích. Giai đoạn này không có nhiều ảnh hưởng của các hoạt động kiến tạo khu vực nhưng tải trọng trầm tích lớn đã tạo nên áp lực quá lớn lên bề mặt móng và tạo ra quá trình tự biến dạng sụt võng làm tăng chiều dày trầm tích.

Tuy chịu tác động chung của các chuyển động kiến tạo khu vực nhưng khu vực phía Tây Bắc và phía Đông Nam của vịnh Bắc Bộ có đặc thù riêng. Nếu như phía Tây Bắc vịnh Bắc Bộ chịu sự khống chế của đới đứt gãy Sông Hồng phương Tây Bắc - Đông Nam là chủ yếu thì phần phía Đông Nam còn chịu ảnh hưởng của quá trình tách giãn rìa Đông Bắc biển Đông. Ngoài pha nghịch đảo kiến tạo chính trong Miocene giữa thì phía Đông Bắc vịnh Bắc

Bộ còn trải qua ít nhất 2 pha nghịch đảo trước đó, liên quan đến hoạt động của đới đứt gãy Sông Hồng. Ngược lại, khu vực phía Đông Nam vịnh Bắc Bộ lại liên tục bị sụt lún. Sự tương phản về chế độ kiến tạo đã làm cho trung tâm lắng đọng trầm tích được dịch chuyển dần về phía Đông Nam và chiều dày trầm tích cũng có xu hướng tăng dần theo hướng này.

Tài liệu tham khảo

1. U.Barckhausen, H.A.Roeser. *Seafloor spreading anomalies in the South China sea revisited*. Continent-Ocean Interactions in the East Asian Marginal Seas. Monograph Series. 2004; 149: p. 121 - 125.
2. P.Clift, P.Wang, W.Kuhnt, R.Hall, R.Tada. *Continent-ocean interactions within the East Asian marginal seas*. Eos, Transactions American Geophysical Union. 2003; 84(15): p. 139 - 141.
3. P.Clift, G.H.Lee, N.Anh Duc, U.Barckhausen, Hoang Van Long, S.Zhen. *Seismic reflection evidence for a Dangerous Grounds miniplate: No extrusion origin for the South China Sea*. Tectonics. 2008; 27(3).
4. R.Hall, M.Van Hattum, Spakman. *Impact of India-Asia collision on SE Asia: The record in Borneo*. Tectonophysics. 2008, 451(1-4): p. 366 - 389.
5. C.G.Macpherson. *Lithosphere erosion and crustal growth in Subduction zones: Insights from initiation of the nascent East Philippine Arc*. Geology. 2008; 36(4): p. 311 - 314.
6. Hoang Van Long, Peter D.Clift, Anne M.Schwab, Mads Huuse, Duc Anh Nguyen, Sun Zhen. *Large-scale erosional response of SE Asia to monsoon evolution reconstructed from sedimentary records of the Song Hong-Yinggehai and Qiongdongnan basins*. Geological Society. 2010; 342: p. 219 - 244.
7. C.Hutchison. *Marginal basin evolution: the Southern South China Sea*. Marine and Petroleum Geology. 2004; 21(9): p. 1129 - 1148.
8. International Ocean Discovery Program. *Opening of South China Sea and its implications for SE Asia tectonics, climate and deep mantle processes since the Late Mesozoic*. Expedition 349 preliminary report, IODP. 2014: 109p.
9. Nguyễn Giao, Nguyễn Trọng Tín. *Bể trầm tích Nam Côn Sơn và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 317 - 360.

10. Nguyễn Mạnh Huyền, Hồ Đắc Hoài. *Bể trầm tích Sông Hồng và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 185 - 240.
11. Nguyễn Quang Bô. *Bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 403 - 424.
12. C.Rangin, M.Klein, D.Roques, X.Le Pichon, L.V.Truong. *The Red River fault system in the Tonkin Gulf, Vietnam*. Tectonophysics. 1995; 243: p. 209 - 222.
13. A.Replumaz, P.Tapponnier. *Reconstruction of the deformed collision zone between India and Asia by backward motion of lithospheric blocks*. J. Geophys. Res. 2003; 108(6): p. 22 - 85.
14. P.Tapponnier, G.Peltzer, A.Y.Le Dain, R.Armijo, P.Cobbold. *Propagating extrusion tectonics in Asia; new insights from simple experiments with plasticine*. Geology (Boulder). 1982; 10: p. 611 - 616.
15. Trần Lê Đông, Phùng Đắc Hải. *Bể trầm tích Cửu Long và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 269 - 316.
16. Trần Văn Trị, Vũ Khúc. *Địa chất và Tài nguyên Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2009: 590 trang.

Cenozoic tectonic evolution in the Tonkin Gulf

Hoang Van Long¹, Ngo Van Hung²

¹University of Mining and Geology

²Vietnam Oil and Gas Group

Summary

The gulf of Tonkin is one of the areas with complex geological structures and evolutionary history. This area has experienced many development periods and was affected by various regional tectonic events. Studying the geological structure and stratigraphy of this area can help us reconstruct the tectonic regime controlling geological settings in the region for basic researches and oil and gas exploration. In this paper, the authors present some study results on the tectonic evolution of the gulf of Tonkin based on 2D seismic data.

The results show that the continental shelf within the Tonkin Gulf has evolved on the pre-Cenozoic basement, which was supposed to start in the Eocene. The tectonic evolution of the region has undergone 4 periods: (1) intracontinental rifting (Eocene - Late Oligocene); (2) Thermal subsidence (Early Miocene); (3) Regional inversion (Middle Miocene) and (4) Subsidence due to sediment load (After Middle Miocene).

Apart from the regional inversion event, the northwestern part of Tonkin Gulf was affected by at least 2 local uplifting events, which occurred in the Oligocene - Early Miocene. In contrast, the southeastern part was dominated by subsiding process.

Key words: Tonkin Gulf, East Sea, Tectonics.

ỨC CHẾ QUÁ TRÌNH TẠO CẶN POLYMER TRONG CHẾ BIẾN SẢN PHẨM LỎNG CỦA QUÁ TRÌNH NHIỆT PHÂN HYDROCARBON BẰNG CÁC DẪN XUẤT DI-ADAMANTYL DI-HYDROXYBENZENE

TS. Đỗ Chiêm Tài¹, TS. Đàm Thị Thanh Hải¹

GS.TSKH. A.F. Gogatov², TS. W.A. Sokolenko³

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Viện Hóa học A.E Favorsky, Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

³Viện Hóa học và Công nghệ hóa học, Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

Tóm tắt

Kết quả thực nghiệm cho thấy hợp chất 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol là chất ức chế có hiệu quả cao trong chế biến sản phẩm lỏng nhiệt phân hydrocarbon (pyrocondensate). Trong điều kiện phòng thí nghiệm, hợp chất này kìm hãm rất hiệu quả quá trình tạo cặn polymer từ các hợp chất không no có trong pyrocondensate K-27.

Trên đối tượng nghiên cứu pyrocondensate K-27 với nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng, hiệu quả ức chế của hợp chất 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol tăng dần từ 45 - 90% và cao gấp 1,2 - 1,3 lần so với chất ức chế 4-tert-butyl-2-hydroxy-phenol đang được sử dụng để ổn định sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon trong Tổ hợp Lọc - Hóa dầu Angarsk, Liên bang Nga. Kết quả thực nghiệm cho thấy để đạt được hiệu quả kinh tế và hiệu quả ức chế cao nên sử dụng hợp chất ức chế mới trong khoảng nồng độ 0,02 - 0,04% khối lượng

Từ khóa: Dẫn xuất adamantylphenols, các hợp chất phenol, chất ức chế phản ứng polymer hóa, phản ứng polymer hóa, pyrocondensate, hiệu quả ức chế, hoạt tính ức chế.

1. Giới thiệu

Nghiên cứu hoạt tính ức chế của các dẫn xuất monohydroxy adamantyl phenols [1] cho thấy các hợp chất này có hiệu quả ức chế rất cao và có thể được sử dụng để thay thế cho chất ức chế công nghiệp đang được sử dụng rộng rãi là 4-methyl-2,6-di-tert-butylphenol (ionol). Các dẫn xuất adamantyl phenols có thể được điều chế từ các hợp chất dạng phenol và các dẫn xuất của adamantane tương ứng. Ngoài ra, adamantane có thể được điều chế từ phân đoạn cyclopentadiene-dicyclopentadiene (CPD-DCPD) - sản phẩm phụ của các tổ hợp lọc hóa dầu - bằng phản ứng đơn giản với xúc tác là các acid Lewis [2, 3].

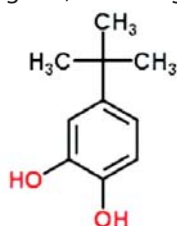
Từ năm 1998, để giải quyết vấn đề cặn polymer trên bề mặt các đĩa chưng cất trong quá trình tinh chế các monomer từ pyrocondensate, hoặc để ổn định hóa các monomer (butadiene, styrene, 4-chlorostyrene...) cũng như ổn định các sản phẩm xăng trong quá trình bảo quản và vận chuyển, Tổ hợp Lọc hóa dầu Angarsk và Nhà máy sản xuất polymer Angarsk, Liên bang Nga đã sử dụng chất

ức chế 4-tert-butyl-2-hydroxyphenol (TBPC) song song với chất ức chế ionol. Quyền tác giả về việc ứng dụng chất ức chế TBPC trong chế biến pyrocondensate đã được bảo vệ bằng bằng sáng chế RU 2154048 [4], song giải pháp này còn tồn tại một số nhược điểm:

- Phải dùng n-butanol làm dung môi hòa tan TBPC trước khi cho dung dịch thu được vào pyrocondensate;
- Giá thành của TBPC trên thị trường rất cao, khoảng 12.000 - 14.000USD/tấn nên ảnh hưởng rất lớn đến giá thành và tính cạnh tranh của các sản phẩm của nhà máy sản xuất monomer và polymer tại Liên bang Nga. TBPC chủ yếu được sản xuất ở Italy và Pháp nên các cơ sở sản xuất ở Liên bang Nga sẽ phụ thuộc vào nguồn cung cấp hóa chất này.

Vì vậy, việc nghiên cứu sản xuất chất ức chế có đặc tính kỹ thuật tốt, có hiệu quả ức chế cao và giúp tăng khả năng cạnh tranh cho các cơ sở sản xuất monomer tại Liên bang Nga (như Nhà máy sản xuất polymer Angarsk), cũng như cho việc bảo quản và vận chuyển các sản phẩm xăng là cần thiết.

Từ kết quả nghiên cứu [1], việc thay thế các nhóm tertbutyl trong hợp chất ionol bằng các nhóm thế 1-adamantyl có kích thước lớn đã làm tăng hoạt tính ức chế của hợp chất phenol. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tổng hợp và nghiên cứu thực nghiệm hoạt tính ức chế một số dẫn xuất adamantyl phenols của pyrocatechol và hydroquinone (các hợp chất phenol có chứa 2 nhóm OH



4-tert-butyl-2-hydroxyphenol (TBPC)

trong phân tử). Vì các sản phẩm điều chế được sẽ có cấu trúc tương tự TBPC và các dẫn xuất của nó nên sẽ có hiệu quả ức chế cao trong quá trình chế biến pyrocondensate.

2. Thực nghiệm

2.1. Mục đích nghiên cứu

Nghiên cứu khả năng của các dẫn xuất adamantyl phenols được tổng hợp từ 2-hydroxyphenol và 4-hydroxyphenol ức chế sự tạo cặn polymer xảy ra dưới tác dụng của nhiệt độ cao trong quá trình chế biến pyrocondensate. Dựa trên kết quả thực nghiệm đưa ra các giả thiết về cơ chế hoạt động của các hợp chất adamantyl phenols được nghiên cứu.

2.2. Đối tượng nghiên cứu

Nhóm tác giả đã sử dụng các hợp chất 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol, 2,5-di-(1-adamantyl)-4-hydroxyphenol, 4-tert-butyl-2-hydroxyphenol, 2-hydroxyphenol, 4-hydroxyphenol để nghiên cứu hoạt tính ức chế quá trình tạo cặn polymer khi gia nhiệt sản phẩm pyrocondensate.

Để đánh giá hoạt tính ức chế của các hợp chất adamantyl phenols, nhóm tác giả đã sử dụng pyrocondensate tại tháp chưng cất pyrocondensate K27 trong dây chuyền công nghệ của Nhà máy sản xuất polymer Angarsk (viết tắt là K27) làm đối tượng nghiên cứu. Thành phần hóa học của K27 (Bảng 1) được xác định bởi Trung tâm Nghiên cứu Khoa học của Nhà máy sản xuất polymer Angarsk bằng phương pháp sắc ký sử dụng cột Hewlett Packard-5MS (dài 30m, đường kính trong (ID) 0,25mm) và sử dụng cơ sở dữ liệu của Liên hợp Lọc hóa dầu Angarsk.

Pyrocondensate K27 là sản phẩm của quá trình nhiệt phân hydrocarbon phân đoạn xăng và được sử dụng làm

Bảng 1. Các cấu tử không no chủ yếu trong K27, % khối lượng

Cấu tử	% khối lượng
2-methyl-butene-2	0,02
cis-pentene-2	0,31
trans-pentene-2	0,83
Isoprene	0,24
Cyclopentene	0,91
3-ethyl-pentene-1	13,86
Hexene	0,79
Hexadiene	0,80
Styrene	5,40
Dicyclopentadiene	4,11

Bảng 2. Thành phần phân đoạn của K27 được xác định bằng thiết bị «APH-ЛAБ-03»

Nhiệt độ chưng cất (°C)	% thể tích pyrocondensate K-27									
Điểm khởi sôi	10	20	30	40	50	60	70	80	90	97,5
48	79,5	82,5	85,0	86,5	89,5	93,5	100	118	149	179,5

nguyên liệu để sản xuất benzene. Thành phần hóa học của K27 có thể thay đổi phụ thuộc vào nguồn nguyên liệu và các điều kiện vận hành quá trình nhiệt phân hydrocarbon. Thành phần hóa học của K27 thường được kiểm soát theo một số thông số chính sau: hàm lượng hydrocarbon $C_6 - C_8$ dao động trong khoảng 70 - 80%, trong đó hàm lượng benzene khoảng 44 - 52% khối lượng, các hợp chất không no < 30% khối lượng.

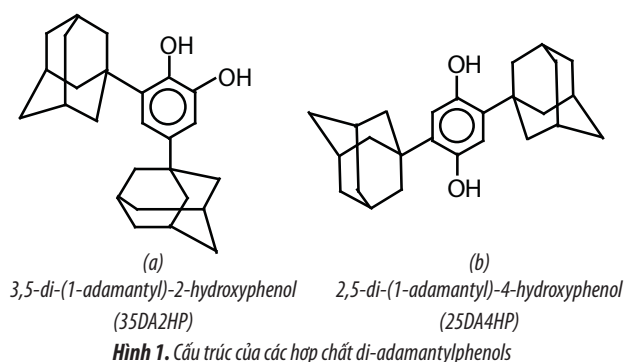
Thành phần phân đoạn của K27 được xác định bằng thiết bị «APH-ЛAБ-03» dựa theo phương pháp [5] và được thể hiện trong Bảng 2.

2.3. Các hợp chất phenol được sử dụng

Nhóm tác giả đã dùng TBPC - chất ức chế công nghiệp hiện đang được sử dụng tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk trong vai trò chất ức chế so sánh. Hợp chất TBPC có màu trắng, để lâu ngày ngoài không khí sẽ bị oxy hóa và chuyển sang màu vàng nhạt, tan rất tốt trong *n*-butanol, tan tương đối tốt trong pyrocondensate và không tan trong nước.

Các hợp chất adamantyl phenols sử dụng trong nghiên cứu này được tổng hợp bởi nhóm tác giả tại Viện Hóa học và Công nghệ Hóa học thuộc Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga, chi nhánh Siberia theo các phương pháp [6, 7]. Nguyên liệu để tổng hợp các dẫn xuất adamantyl phenols là 2-hydroxyphenol, 4-hydroxyphenol, adamantanol-1, 1-bromo-adamantane, trifluoroacetic acid (TFA).

3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol (35DA2HP) (Hình 1a) được tổng hợp bằng cách nung nóng hỗn hợp 2-hydroxyphenol, 1-adamantanol và 1-bromo-adamantane với tỷ lệ mol = (1: 2: 0,15) ở nhiệt độ 180°C trong 15 giờ trong thiết bị chịu áp suất bằng thép không gỉ [6]. Sản phẩm 35DA2HP được kết tinh từ methanol. Phản ứng được thực hiện không cần xúc tác và dung môi với hiệu suất cao (83%). Hợp chất 35DA2HP là tinh thể màu



trắng có công thức phân tử $C_{26}H_{34}O_2$, nhiệt độ nóng chảy 245 - 247°C, tan rất tốt trong *n*-butanol và pyrocondensate.

2,5-di-(1-adamantyl)-4-hydroxyphenol (25DA4HP) (Hình 1b) được điều chế bằng cách khuấy và đun hỗn hợp 4-hydroxyphenol, 1-bromo-adamantane và TFA với tỷ lệ mol = (1: 3: 13) trong 20 giờ. Hỗn hợp sản phẩm được hòa với chloroform và sau đó pha hữu cơ được tách ra, rửa bằng nước và làm khô nước bằng $MgSO_4$ khan. Chloroform sau đó được làm bay hơi bằng thiết bị cô quay chân không (rotary evaporator). Phần cặn còn lại được hòa tan bằng dioxane. Lọc và làm khô phần chất rắn tạo thành sẽ thu được sản phẩm 25DA4HP với hiệu suất 76% [6]. Hợp chất 25DA4HP là tinh thể màu trắng có công thức phân tử $C_{26}H_{34}O_2$, có nhiệt độ nóng chảy 311 - 314°C, tan rất tốt trong *n*-butanol và pyrocondensate.

2.4. Phương pháp nghiên cứu hoạt tính ức chế của adamantylphenols

Để xác định hiệu quả ức chế của các dẫn xuất *di*-adamantyl *di*-hydroxybenzene, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp Budarov [8] để xác định hàm lượng cặn polymer tạo thành sau quá trình gia nhiệt pyrocondensate trong trường hợp có sử dụng chất ức chế và không sử dụng chất ức chế. Ngoài ra, hiệu quả ức chế của các hợp chất adamantyl phenols còn được nghiên cứu bằng phương pháp xác định chỉ số iodine của pyrocondensate K-27 [9] trước và sau quá trình gia nhiệt.

Quy trình tiến hành thí nghiệm và các công thức xác định hiệu quả ức chế theo hai phương pháp trên được trình bày trong nghiên cứu [1].

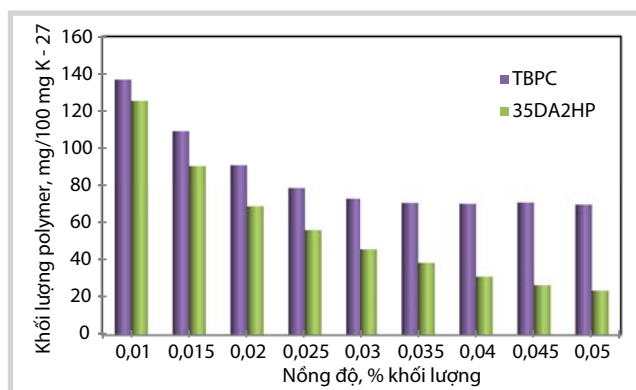
3. Kết quả và thảo luận

Trong nghiên cứu này, hàm lượng cặn polymer và chỉ số iodine là giá trị trung bình của 4 thí nghiệm song song với sự sai số trong phạm vi cho phép như trong nghiên cứu [1]. Các bước tiến hành thí nghiệm được thực hiện theo các phương pháp chuẩn (GOST 8489-85 và GOST 2070-82) của Liên bang Nga. Các phương pháp trên đang được sử dụng tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk để xác định hoạt tính của các chất ức chế trong quá trình nghiên cứu và ứng dụng thực tiễn.

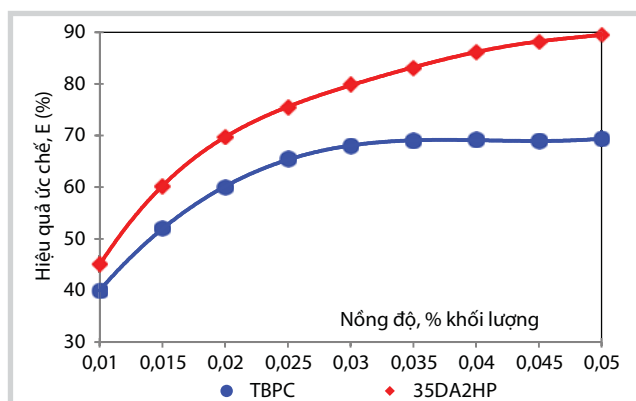
Các dẫn xuất adamantylpyrocatechol và adamantylhydroquinone tan tốt trong pyrocondensate K27 nên có thể hòa tan trực tiếp mà không cần dùng dung môi phụ trợ *n*-butanol. Đây là một ưu thế của các hợp chất trên so với các chất ức chế công nghiệp hiện đang được sử dụng (thường sử dụng *n*-butanol để hòa tan ionol và TBPC trước khi hòa với pyrocondensate).

Kết quả thực nghiệm cho thấy trong trường hợp không sử dụng chất ức chế hàm lượng cặn polymer có trong pyrocondensate K27 sau quá trình gia nhiệt ở $(130 \pm 1)^\circ C$ là 228mg/100cm³. Khi sử dụng chất ức chế TBPC, lượng cặn này đã giảm đáng kể xuống còn 70 - 137mg/100cm³. Theo kết quả trên Hình 2, hàm lượng cặn polymer tiếp tục giảm mạnh xuống còn 24 - 125mg/100cm³ khi sử dụng 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol (35DA2HP). Điều này chứng tỏ 35DA2HP hiệu quả hơn TBPC trong việc kìm hãm phản ứng tạo cặn polymer xảy ra trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate K27.

Hình 3 cho thấy hoạt tính ức chế của 35DA2HP vượt xa tính chất tương tự của chất ức chế so sánh TBPC. Trong khoảng nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng (ppmw), hiệu quả ức chế của 35DA2HP dao động từ 45 - 90%, trong khi đó hiệu quả ức chế của TBPC đạt khoảng 40 - 70%. Hiệu quả ức chế của hai hợp chất trên đều tăng khi tăng nồng độ của chúng trong pyrocondensate K27 và ở mọi nồng độ trong khoảng thử nghiệm hiệu quả ức chế của 35DA2HP đều cao hơn tính chất tương ứng của chất ức chế TBPC. Cần nhấn mạnh rằng, ở nồng độ 0,02% khối lượng, hiệu quả ức chế của 35DA2HP đạt 70%, cao hơn hiệu quả ức chế của TBPC đạt được tại mọi điểm trong khoảng nồng độ được nghiên cứu.



Hình 2. Hàm lượng cặn polymer tạo thành trong pyrocondensate K27 khi sử dụng TBPC và 35DA2HP



Hình 3. Hiệu quả ức chế của TBPC và 35DA2HP

Bảng 4. Chỉ số iodine của pyrocondensate K27 khi sử dụng TBPC và 35DA2HP

Chất ức chế	Nhiệt độ (°C)	Chỉ số iodine (Z) của pyrocondensate khi sử dụng chất ức chế ở các nồng độ khác nhau (% khối lượng)								
		0,01	0,015	0,02	0,025	0,03	0,035	0,04	0,045	0,05
CSI*	20**	77								
	130***	18								
TBPC	130***	40,7	48,1	52,8	54,1	57,5	57,8	58,2	58,1	57,8
35DA2HP	130***	43,6	52,9	59,4	61,9	65,1	66,4	68,9	68,9	70,8

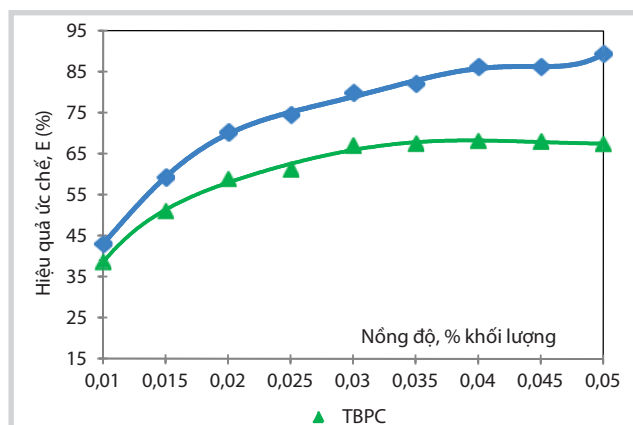
CSI*: Chỉ số iodine của pyrocondensate khi không sử dụng chất ức chế; **: Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt; ***: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở 130°C

Kết quả trong nghiên cứu [1] của nhóm tác giả cho thấy xác định chỉ số iodine của pyrocondensate là một phương pháp độc lập với phương pháp xác định hàm lượng cặn polymer thực tế tạo thành trong pyrocondensate sau quá trình gia nhiệt và là phương pháp rất hiệu quả trong việc nghiên cứu hoạt tính ức chế của các hợp chất hữu cơ khác nhau bởi sự chính xác và đơn giản trong quá trình thực hiện. Vì vậy, trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã xác định chỉ số iodine của pyrocondensate K27 khi nghiên cứu hoạt tính ức chế của TBPC và 35DA2HP. Kết quả thực nghiệm được trình bày trong Bảng 4.

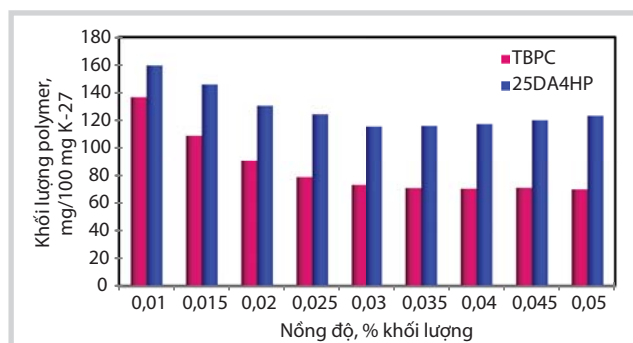
Rõ ràng rằng nếu quá trình tạo cặn polymer xảy ra càng mạnh thì hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa còn lại trong pyrocondensate K27 sau quá trình gia nhiệt sẽ càng thấp và ngược lại. Mặt khác, chỉ số iodine là đại lượng đặc trưng thể hiện hàm lượng các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate K27 nói riêng và hỗn hợp hydrocarbon nói chung. Do đó, chỉ số iodine của pyrocondensate K27 sau quá trình gia nhiệt càng thấp thì hoạt tính ức chế của hợp chất được sử dụng càng kém và ngược lại.

Từ Bảng 4 cho thấy chỉ số iodine của pyrocondensate K27 trước khi gia nhiệt là 77mg iodine/100mg K27. Tuy nhiên, sau quá trình gia nhiệt ở $(130 \pm 1)^\circ\text{C}$ trong thời gian 1 giờ và không sử dụng chất ức chế thì chỉ số iodine của pyrocondensate K27 đã giảm đáng kể xuống còn 18mg iodine/100mg K27. Điều này chứng tỏ một lượng lớn các hợp chất không no đã bị polymer hóa dưới tác dụng của nhiệt độ cao và tạo thành cặn polymer. Kết quả này cũng phù hợp với các số liệu về hàm lượng cặn polymer thực tế tạo thành trong pyrocondensate K27 trước và sau quá trình gia nhiệt (Hình 2).

Khi sử dụng chất ức chế công nghiệp TBPC chỉ số iodine của pyrocondensate K27 sau quá trình gia nhiệt đã tăng lên đáng kể so với khi không sử dụng chất ức chế và đạt 40,7 - 57,8mg iodine/100mg K27. Số liệu này cho thấy TBPC ngăn chặn khá hiệu quả quá trình tạo cặn polymer từ các hợp chất không no có trong pyrocondensate K27. Chỉ số iodine của pyrocondensate K27 khi sử dụng chất ức chế 35DA2HP trong vai trò chất ức chế đã tăng rất đáng kể và dao động trong khoảng 43,6 - 70,8mg iodine/100mg



Hình 4. Hiệu quả ức chế của TBPC và 35DA2HP xác định bằng chỉ số iodine



Hình 5. Hàm lượng cặn polymer trong K27 khi sử dụng TBPC và 25DA4HP

K27, và vượt qua các giá trị đạt được khi sử dụng TBPC ở các nồng độ tương ứng. Tại nồng độ 0,05% khối lượng chỉ số iodine khi sử dụng 35DA2HP là 70,8mg iodine/100mg K27 và xấp xỉ gần bằng chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt. Từ các số liệu thực nghiệm trên có thể thấy rằng 35DA2HP đã bảo vệ ~90% các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate K27 khỏi phản ứng polymer hóa không mong muốn dưới tác dụng của nhiệt độ cao trong quá trình gia nhiệt.

Hiệu quả ức chế của TBPC và 35DA2HP xác định dựa trên chỉ số iodine (Hình 4) cho thấy các số liệu này sai lệch không đáng kể so với các số liệu đã xác định bằng phương pháp [8]. Sự sai lệch kết quả giữa hai phương pháp là không đáng kể và dao động trong khoảng 0,4 - 4,3%.

Tóm lại, số liệu thực nghiệm được xác định bằng hai phương pháp độc lập đã chứng minh rằng hợp chất 35DA2HP hiệu quả hơn chất ức chế công nghiệp TBPC

trong việc ngăn chặn phản ứng polymer hóa các hợp chất không no thường xảy ra khi gia nhiệt pyrocondensate K27 ở $(130 \pm 1)^\circ\text{C}$. Trong khoảng nồng độ 0,02 - 0,05% khối lượng hiệu quả ức chế của 35DA2HP đạt 70 - 90% và cao hơn tính chất tương ứng của TBPC trung bình từ 10 - 20%.

So với 35DA2HP thì hợp chất 2,5-di-(1-adamantyl)-4-hydroxyphenol (25DA4HP) thể hiện hoạt tính ức chế thấp hơn đáng kể. Trong khoảng nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng hàm lượng cặn polymer tạo thành trong pyrocondensate K27 sau quá trình gia nhiệt khi sử dụng 25DA4HP đạt giá trị rất cao và biến đổi trong khoảng 124 - 160mg/100cm³ K27. Ngược lại, khi sử dụng TBPC hàm lượng cặn bần polymer trong pyrocondensate K27 giảm xuống chỉ còn 70 - 137mg/100cm³ K27 (Hình 5).

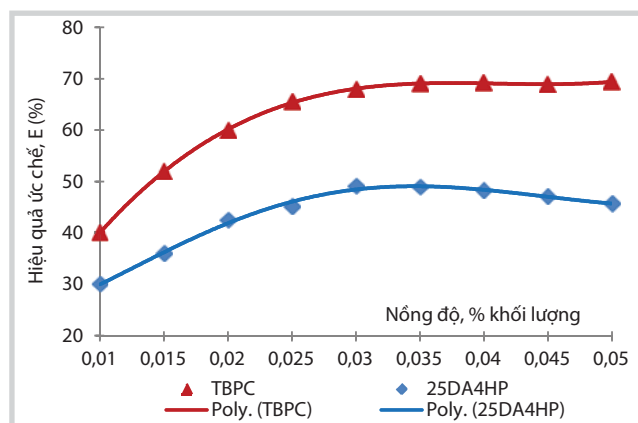
Kết quả Hình 5 cho thấy khi sử dụng 25DA4HP hàm lượng cặn polymer giảm rất nhanh từ 160mg/100cm³ (ở nồng độ 0,01% khối lượng) xuống đến 131mg/100cm³ (ở nồng độ 0,02% khối lượng) và 116mg/100cm³ (ở nồng độ 0,03% khối lượng). Tuy nhiên, đại lượng này có xu hướng tăng nhẹ khi tiến hành gia nhiệt pyrocondensate K27 với 25DA4HP ở các nồng độ 0,03, 0,04 và 0,05% khối lượng. Từ kết quả này có thể thấy rằng khi hàm lượng 25DA4HP trong pyrocondensate K27 tăng lên thì chất ức chế này đã không tham gia hiệu quả vào quá trình kìm hãm phản ứng tạo cặn polymer. Nhóm tác giả nhận định rằng khi ở nồng độ cao thì một lượng các gốc phenoxyl sinh ra từ 25DA4HP đã tham gia vào các quá trình phụ không

mong muốn (Ví dụ tham gia vào phản ứng giữa hai gốc phenoxyl: $\text{PhO}^\bullet + \text{Ph}_1\text{O}^\bullet \rightarrow \text{Ph}_1\text{O-OPh}$), do đó hiệu quả ức chế đã giảm đáng kể.

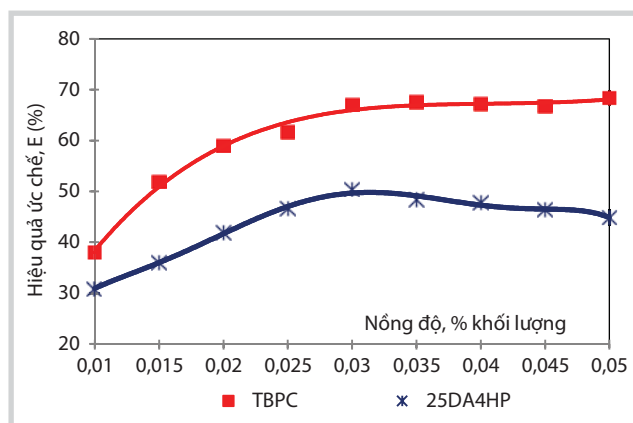
Hiệu quả ức chế phản ứng tạo cặn polymer khi sử dụng 25DA4HP trong quá trình gia nhiệt pyrocondensate K27 được trình bày trên Hình 6. Rõ ràng, trong khoảng nồng độ 0,01 - 0,05% khối lượng hiệu quả ức chế của 25DA4HP tương đối thấp và dao động trong khoảng 30 - 49%. Trong khoảng nồng độ thấp 0,01 - 0,03% khối lượng, hiệu quả ức chế của 25DA4HP tăng nhanh từ 30% lên 49%, sau đó giảm nhẹ xuống đến 45% khi tăng nồng độ của chất ức chế đến 0,05% khối lượng. Các số liệu này cũng phù hợp với các kết quả thực nghiệm được xác định bằng phương pháp chỉ số iodine của pyrocondensate K27 (Bảng 5 và Hình 7). Các số liệu trong Bảng 5 cho thấy chỉ số iodine khi sử dụng 25DA4HP trong vai trò chất ức chế đã tăng từ 35,4mg/100cm³ lên đến 47,0mg/100cm³ trong khoảng nồng độ 0,01 - 0,03% khối lượng. Khi tăng nồng độ chất ức chế lên 0,035 - 0,05% khối lượng chỉ số iodine đã giảm dần đến giá trị 43,7mg/100cm³.

Từ kết quả thực nghiệm, nhóm tác giả cho rằng hiệu quả ức chế của 35DA2HP cao hơn TBPC là do các yếu tố sau đây:

- Thứ nhất, 35DA2HP tan trong pyrocondensate K27 tốt hơn TBPC. Ở nhiệt độ phòng, độ tan trung bình của TBPC trong pyrocondensate K27 là 48mg/cm³ và của 35DA2HP đạt 72mg/cm³ (cao gấp 1,5 lần). Thực tế cho thấy



Hình 6. Hiệu quả ức chế của TBPC và 25DA4HP xác định bằng hàm lượng cặn polymer

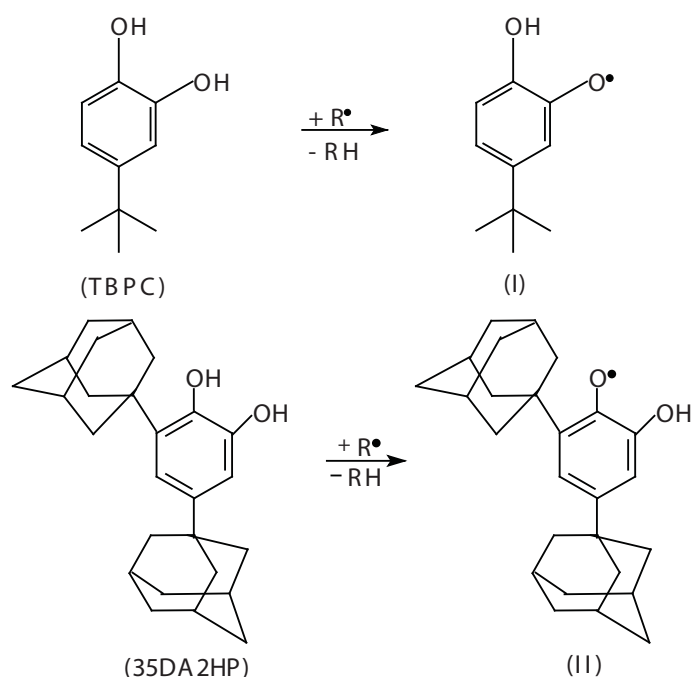


Hình 7. Hiệu quả ức chế của TBPC và 25DA4HP xác định bằng chỉ số iodine

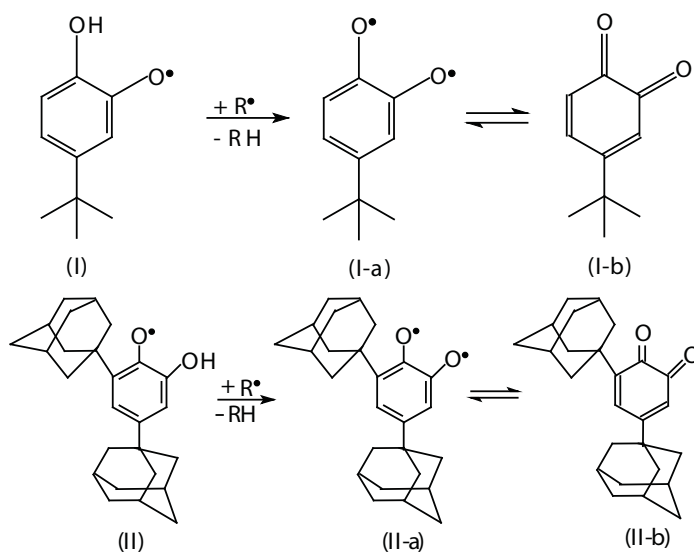
Bảng 5. Chỉ số iodine của pyrocondensate K27 khi sử dụng TBPC và 25DA4HP

Chất ức chế	Nhiệt độ (°C)	Chỉ số iodine (Z, mg/100cm ³) của pyrocondensate khi sử dụng chất ức chế ở các nồng độ khác nhau (% khối lượng)								
		0,01	0,015	0,02	0,025	0,03	0,035	0,04	0,045	0,05
CSI*	20**	76,5								
	130***	17								
TBPC	130***	39,6	47,9	52,1	53,7	56,9	57,2	57,0	56,7	57,7
25DA4HP	130***	35,4	38,4	41,9	44,7	47,0	45,8	45,4	44,6	43,7

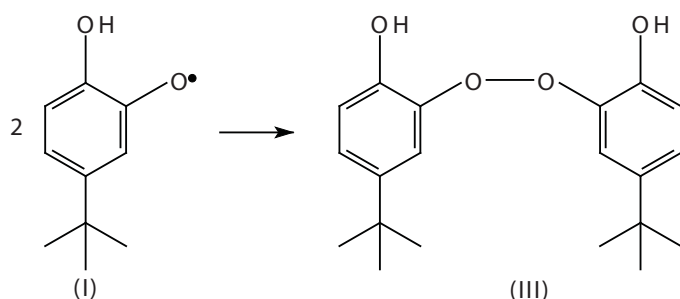
CSI*: Chỉ số iodine của pyrocondensate khi không sử dụng chất ức chế; **: Chỉ số iodine của pyrocondensate trước khi gia nhiệt; ***: Chỉ số iodine của pyrocondensate sau khi gia nhiệt ở 130°C



Hình 8. Sơ đồ phản ứng của TBPC và 35DA2HP với gốc tự do alkyl trong giai đoạn khởi điểm



Hình 9. Phản ứng của các gốc phenoxyl với gốc tự do alkyl và sự chuyển hóa thành dạng quinone



Hình 10. Phản ứng tái tổ hợp O-O giữa các gốc phenoxyl được tạo ra từ TBPC

với các hợp chất có cấu trúc tương tự nhau thì chất nào tan tốt hơn trong pyrocondensate sẽ có hiệu quả ức chế cao hơn và ngược lại. Nguyên nhân là độ tan cao thì hệ "chất ức chế và pyrocondensate" sẽ là hỗn hợp đồng nhất hơn và tạo điều kiện thuận lợi cho phản ứng giữa chất ức chế và các gốc tự do (free

radicals) sinh ra từ các hợp chất chưa bão hòa có trong pyrocondensate. Các nghiên cứu [10, 11] đã chỉ ra rằng phản ứng giữa chất ức chế và các gốc tự do alkyl (alkyl radicals) thường là phản ứng đồng thể. Trong thực tế khi sử dụng TBPC tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk người ta thường dùng dung môi bổ trợ *n*-butanol để tăng tính tan của chất ức chế trong pyrocondensate và tăng hiệu quả của quá trình ức chế.

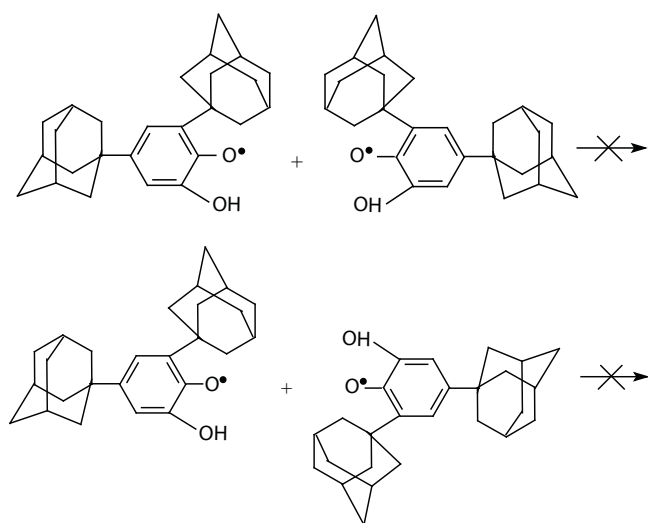
Các nghiên cứu [1, 12] cho thấy trong phân tử các hợp chất dạng phenol vị trí tương đối của các nhóm thế kích thước lớn so với các trung tâm phản ứng (các nhóm OH) đóng vai trò rất quan trọng và ảnh hưởng đáng kể đến sự thay đổi hoạt tính ức chế. Đối với các hợp chất dạng pyrocatechol do hiệu ứng đẩy của các nhóm thế no như *tert*-butyl hoặc adamantyl nên năng lượng liên kết O-H của nhóm OH nằm bên cạnh nhóm thế thấp hơn năng lượng liên kết của nhóm O-H còn lại [13, 14]. Do đó, khi sử dụng TBPC và 35DA2HP quá trình ức chế ở giai đoạn khởi điểm được mô tả như Hình 8.

Đối với các hợp chất dạng pyrocatechol trong giai đoạn tiếp theo nguyên tử hydro của nhóm OH còn lại trong gốc phenoxyls (I và II) thường sẽ phản ứng với gốc tự do $R^\bullet$ và tạo thành gốc phenoxyl hai tâm (I-a và II-a). Vì các electron trên hai nguyên tử oxy và vòng benzene trong gốc phenoxyl (I-a và II-a) có thể dịch chuyển qua lại (delocalization of electrons) nên sẽ chuyển hóa thành hợp chất dạng ortho-quinone (I-b và II-b) (Hình 9). So với các hợp chất phenol ban đầu khả năng phản ứng của các hợp chất dạng ortho-quinone với các gốc tự do alkyl $R^\bullet$ (alkyl radicals) mạnh hơn [14].

Vậy tại sao 35DA2HP lại có hiệu quả ức chế cao hơn TBPC? Yếu tố nào đã tạo nên sự khác biệt về hoạt tính ức chế giữa hai hợp chất trên?

So sánh cấu trúc của 35DA2HP và TBPC, nhóm tác giả nhận định rằng yếu tố tạo nên sự khác biệt về hoạt tính ức chế của 2 hợp chất trên chính là nhóm thế có kích thước cồng kềnh 1-adamantyl tại vị trí ortho- (so với nguyên tử oxy mang điện tử tự do) trong gốc phenoxyl (II) được sinh ra từ phân tử 35DA2HP ban đầu. Đối với các hợp chất phenol, ngoài phản ứng chính mang lại hiệu quả ức chế cao được miêu tả trên Hình 8 và 9 thì các gốc phenoxyl còn có thể tham gia vào phản ứng tái tổ hợp O-O không mong muốn.

Để dàng nhận thấy nguyên tử oxy mang điện tử tự do trong gốc phenoxyl (I) sinh ra trong giai đoạn



Hình 11. Sơ đồ tái tổ hợp O-O giữa các gốc phenoxyl được tạo ra từ 35DA2HP

khởi điểm từ TBPC không được che chắn bởi các nhóm thế kích thước lớn nên phản ứng tái tổ hợp O-O sẽ xảy ra dễ dàng. Quá trình không mong muốn này đã sử dụng một lượng gốc phenoxyl (I) để tạo thành sản phẩm (III) (Hình 10) với liên kết O-O và các hợp chất này không có khả năng tautomer hóa thành hợp chất dạng ortho-quinone.

Khi tăng nồng độ TBPC, mật độ các gốc tự do phenoxyl (I) trong pyrocondensate càng cao và sự va chạm giữa các gốc phenoxyl (I) xảy ra với xác suất cao hơn nên phản ứng tái tổ hợp O-O sẽ xảy ra càng nhanh hơn. Vì vậy, một lượng lớn chất ức chế đã không tham gia hiệu quả vào quá trình ngăn chặn phản ứng tạo cặn polymer làm cho hiệu quả ức chế không tăng. Điều này hoàn toàn phù hợp với kết quả thực nghiệm được trình bày trên Hình 3.

Ngược lại, phản ứng tái tổ hợp O-O giữa 2 gốc phenoxyl (II) được tạo ra từ 35DA2HP trong giai đoạn khởi điểm khó xảy ra do hiệu ứng không gian của các nhóm adamantyl có kích thước cồng kềnh ở vị trí ortho- so với nguyên tử oxy mang điện tử tự do (Hình 11).

Nhờ hiệu ứng không gian tạo ra bởi nhóm adamantyl ở vị trí ortho- đã góp phần bảo vệ các gốc phenoxyl (II) khỏi phản ứng tái tổ hợp O-O, do đó chúng đã tham gia hiệu quả vào giai đoạn tiếp theo của quá trình ức chế theo sơ đồ được miêu tả trên Hình 9 để tạo thành các hợp chất dạng ortho-quinone có hoạt tính ức chế cao hơn. Nhóm tác giả cho rằng, đây chính là yếu tố đã làm cho 35DA2HP có khả năng kìm hãm quá trình tạo cặn polymer khi gia nhiệt pyrocondensate K27 ở nhiệt độ cao hiệu quả hơn chất ức chế TBPC.

Quá trình tổng hợp và so sánh các số liệu thực nghiệm nhận được từ các nghiên cứu về hiệu quả ức chế của các

dẫn xuất di-adamantylphenol trong [1] và di-adamantyl di-hydroxybenzene trong bài viết này cho thấy rằng:

- Đối với pyrocondensate K20: Hợp chất 2,6-di-(1-adamantyl)-4-metylphenol thể hiện hiệu quả ức chế cao hơn rất nhiều so với các hợp chất có cấu trúc tương tự như ionol - chất ức chế đang được sử dụng với quy mô công nghiệp tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk;
- Đối với pyrocondensate K27: Hợp chất 35DA2HP thể hoạt tính ức chế cao gấp 1,2 - 1,3 lần hoạt tính của chất ức chế công nghiệp TBPC;
- Hai chất ức chế dạng phenol - 2,6-di-(1-adamantyl)-4-metylphenol và 35DA2HP - có thể được sử dụng để thay thế ionol và TBPC. Việc ứng dụng hai hợp chất này sẽ đem lại hiệu quả kinh tế cao hơn cho các nhà máy lọc hóa dầu tại Liên bang Nga, cụ thể là tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu hoạt tính ức chế hai hợp chất 35DA2HP và 25DA4HP trong điều kiện phòng thí nghiệm chứng minh rằng 35DA2HP có hiệu quả rất cao trong việc ức chế quá trình tạo cặn polymer khi gia nhiệt pyrocondensate K27 của Nhà máy sản xuất polymer Angarsk. Hiệu quả ức chế của 35DA2HP đạt giá trị 70 - 90% với nồng độ 0,02 - 0,05% khối lượng và cao hơn 10 - 20% so với chất ức chế TBPC đang được sử dụng tại Nhà máy sản xuất polymer Angarsk. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc sử dụng hợp chất 35DA2HP thay thế chất ức chế đang sử dụng sẽ mang lại hiệu quả kinh tế cao cho Nhà máy và các cơ sở sản xuất tương tự tại Liên bang Nga.

Từ kết quả thực nghiệm, nhóm tác giả đã đưa ra giả thiết về cơ chế hoạt động của hai chất ức chế 35DA2HP và TBPC phù hợp với kết quả thực nghiệm có được bằng phương pháp xác định hàm lượng cặn polymer thực tế tạo thành và bằng chỉ số iodine của pyrocondensate.

Với các ưu điểm như hiệu quả ức chế cao, khả năng hòa tan tốt trong môi trường pyrocondensate và nguồn nguyên liệu là phân đoạn CPD-DCPD có trong các sản phẩm của các nhà máy chế biến dầu thì hợp chất 35DA2HP có thể sẽ mang lại hiệu quả cao cho các cơ sở chế biến dầu như Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng như cho quá trình ổn định các sản phẩm xăng dầu tại Việt Nam. Để đánh giá chính xác về hiệu quả ức chế cũng như hiệu quả kinh tế khi sử dụng 2,6-di-(1-adamantyl)-4-metylphenol và 35DA2HP cần phải thực hiện các thí nghiệm trên các sản phẩm cụ thể được sản xuất tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Do Chiem Tai, Dam Thi Thanh Hai, V.A.Sokolenko, A.F.Gogatov. *Perspective using of phenolic compounds with tricyclic adamantyl substituents as polymerisation inhibitors in the processing of liquid pyrolysis products*. Petrovietnam Journal. 2013; 10: p. 53 - 61.
2. Багрий Е.И. Адамантаны: Получение, свойства, применение. М. Наука. 1989: 264С.
3. http://www.krugosvet.ru/enc/nauka_i_tehnika/himiya/adamantan.html
4. Патент RU 2154048. Лартиг-Пейру Франсуаз. Композиция, ингибирующая полимеризацию этиленонасыщенных мономеров, способ получения, ингибитор на ее основе, способ ингибирования. Публ. 0.8.2000: 8С.
5. ГОСТ 2177-99. Методы определения фракционного состава нефтепродуктов. Изд. официальное. Минск. 2001: 25С.
6. Патент RU 2458905. Соколенко В.А., Свирская Н.М., Орловская Н.Ф., Рубайло А.И. Способ получения адамантилсодержащих производных галоидфенолов. Публ. 20/8/2012: 5С.
7. И.Я.Корсакова, О.А.Сафонова, О.И.Агеева, В.И.Шведов, И.С.Николаева и др. Адамантилфенолы. II. Синтез и противовирусная активность бромированных гидрохинонов и хинонов, содержащих адамантильный заместитель. Химико-фармацевтический журнал. 1982 (2): С.189 - 192.
8. ГОСТ 8489-85. Топливо моторное. Метод определения фактических смол (по Бударову). М. Изд-во стандартов. 1985: С. 1 - 3.
9. ГОСТ 2070-82. Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов. Изд. официальное. М. Изд-во стандартов. 1983: С. 1 - 6.
10. Иванчев С.С. Радикальная полимеризация. Л.: Химия. 1985: 280С.
11. Каракулева Г.И., Беляев В.А. Ингибирование полимеризации диолефинов в процессах их выделения и хранения. М.: ЦНИИТЭНефтехим. 1974: С.15 - 58.
12. Đỗ Chiếm Tài, Đàm Thị Thanh Hải, Hoàng Thịnh Nhân, A.F.Gogatov. *Nghiên cứu sử dụng chất ức chế mới dạng phenol trong quá trình polyme hóa các sản phẩm lỏng của quá trình nhiệt phân hydrocarbon*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 9: trang 33 - 37.
13. Ершов В.В., Никифоров Г.А., Володькин А.А. Пространственно затрудненные фенолы. М.: Химия. 1972, 351С.
14. Рогинский В.А. Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность. М.: Наука, 1988: 247С.

Inhibition of polymer formation in processing of liquid pyrolysis products by di-adamantyl derivatives of di-hydroxybenzene

Do Chiem Tai¹, Dam Thi Thanh Hai¹, A.F. Gogatov², W.A. Sokolenko³

¹Petrovietnam University

²A.E Favorsky Irkutsk Institute of Chemistry, Russian Academy of Sciences

³Institute of Chemistry and Chemical Technology, Russian Academy of Sciences

Summary

The experimental results indicated that the compound 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol was a highly effective inhibitor in processing liquid pyrolysis products (pyrocondensate). In laboratory conditions the phenolic compound very effectively inhibited the formation of polymer deposits formed from unsaturated compounds in pyrocondensate K-27. On pyrocondensate K-27, the inhibitory effectiveness of 3,5-di-(1-adamantyl)-2-hydroxyphenol varied from 45 - 90% in the concentration range of 0.01 - 0.05% of mass. The figures are about 1.2 - 1.3 times higher than that of the inhibitor 4-tert-butyl-2-hydroxy-phenol which is used for stabilising liquid pyrolysis products of Angarsk Petrochemical Complex in the Russian Federation. The experimental data showed that the new inhibitor should be used in the concentration range of 0.02 - 0.04ppmw to get the highest economic and inhibitory effectiveness.

Key words: Adamantylphenol derivatives, phenolic compounds, polymerisation inhibitors, polymerisation reaction, pyrocondensate, inhibitory effectiveness, inhibitory activity.

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP NGÂM CHIẾT SODA VÀ TÁC NHÂN OXY HÓA ĐỂ THU HỒI CHỌN LỌC MOLYBDENUM TỪ XÚC TÁC THẢI CỦA QUÁ TRÌNH HYDRODESULPHUR HÓA

PGS.TS. Phạm Xuân Núi, KS. Phạm Sơn Tùng

Đại học Mỏ - Địa chất

Email: phamxuannui@gmail.com

Tóm tắt

Xúc tác thải từ quá trình hydroprocessing chứa khoảng 4 - 12% molybdenum (Mo) (theo khối lượng) sẽ đem lại hiệu quả kinh tế nếu thu hồi được các kim loại có giá trị. Bài báo giới thiệu quy trình thủy luyện đơn giản sử dụng hỗn hợp soda (Na_2CO_3) kết hợp với H_2O_2 để thu hồi Mo từ xúc tác thải của quá trình hydrodesulphur hóa. Việc thu hồi Mo phụ thuộc rất nhiều vào nồng độ H_2O_2 và Na_2CO_3 trong môi trường phản ứng, việc điều chỉnh pH cho quá trình ngâm tách và sự có mặt của Al, Co. Với điều kiện tách tối ưu theo nồng độ Na_2CO_3 là 40g/l, H_2O_2 6% ở nhiệt độ phòng trong khoảng thời gian 2 giờ thì hiệu suất Mo thu được khoảng 85%. Ngâm tách bằng phương pháp hấp phụ sử dụng carbon sẽ thu được MoO_3 có độ tinh khiết trên 95%.

Từ khóa: Molybdenum, ngâm chiết soda.

1. Mở đầu

Xúc tác trong công nghệ lọc dầu chiếm khoảng 1/3 lượng xúc tác tiêu thụ trên toàn thế giới, phần lớn được sử dụng cho quá trình hydro hóa khử lưu huỳnh, hydro để nitơ và loại bỏ các tạp chất kim loại trong dầu tương ứng với các phân đoạn khác nhau [1]. Sau một chu kỳ hoạt động, một lượng lớn xúc tác này thải ra ngoài môi trường.

Xúc tác thải từ quá trình hydroprocessing thường chứa khoảng 4 - 12% Mo, 15 - 30%Al, 1 - 5% Ni, 0 - 4%Co, 5 - 10% S, 1 - 5% Si, 0 - 0,5% V... mang lại hiệu quả kinh tế nếu như thu hồi được các kim loại có giá trị [2]. Các nhà máy lọc dầu sử dụng nguồn dầu thô khác nhau thì xúc tác thải có các thành phần khác nhau. Do vậy, các phương pháp thu hồi phải được điều chỉnh để phù hợp với từng trường hợp và điều kiện công nghiệp. Các công trình nghiên cứu liên quan đến lĩnh vực này là các bằng sáng chế trên cơ sở phương pháp tách - nung chảy [3 - 8] và một số nghiên cứu khác, sử dụng phương pháp ngâm tách, oxy hóa để thu hồi Mo [9 - 11]. Các nghiên cứu cho thấy, quá trình tách các kim loại có mặt trong chất xúc tác thải bằng cách ngâm chiết với dung dịch acid đã được nghiên cứu bởi Mulak và cộng sự [12] sử dụng acid oxalic và H_2O_2 đã thu hồi được 90% Mo, 94% V, 65% Ni và 33% Al theo khối lượng; Marafi và Furimsky [13] dùng acid tartaric thì thu được 93% Mo, 94% V, 83% Ni theo khối lượng, còn sử dụng dung dịch tách acid citric thì thu được 94% Mo, 94% V, 85% Ni. Như vậy, có thể sử dụng nhiều acid vô cơ, hữu cơ khác nhau để ngâm tách thu hồi các kim loại. Wang [14] đã nghiên cứu thu hồi Mo, Co và Al_2O_3

từ chất xúc tác thải bỏ từ quá trình naphtha hydrotreating (NHT) $\text{CoMo}/\text{Al}_2\text{O}_3$ sử dụng kiềm nóng chảy, sau đó bằng NH_3 và xử lý ngâm tách bằng acid. Chất xúc tác thải trước tiên được khử cốc, sau đó nung với soda kiềm. Vật liệu sau khi nung được ngâm trong dung dịch NH_3 thu được dung dịch chính chứa Mo và chất rắn chủ yếu chứa Al_2O_3 và cobalt. Sau đó, dung dịch được xử lý bằng HNO_3 và NH_3 đặc nhằm thu hồi $(\text{NH}_4)_2\text{MoO}_4$ với độ tinh khiết cao.

Tuy nhiên, các nghiên cứu này cho thấy, quá trình nung tiêu tốn nhiều năng lượng và thải một lượng lớn SO_x ra môi trường, Mo bị biến đổi thành molybdates bền với các tạp chất nên cần phải xử lý qua các giai đoạn tiếp theo. Do vậy, cần lựa chọn công nghệ "sạch" để thu hồi kim loại giúp giảm phát thải khí SO_x gây ô nhiễm và giảm tiêu tốn năng lượng như sử dụng quy trình ngâm tách thủy luyện sử dụng H_2O_2 và Na_2CO_3 .

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu thực hiện quy trình thủy luyện trên cơ sở chất xúc tác thải NHT $\text{CoMo}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ sử dụng tác nhân Na_2CO_3 và H_2O_2 nhằm thu hồi MoO_3 từ dung dịch chiết, đồng thời khảo sát các thông số tối ưu cho quá trình tách như: thời gian tương tác, nồng độ các tác nhân ($\text{Na}_2\text{CO}_3/\text{H}_2\text{O}_2$), pH cân bằng...

2. Thực nghiệm

2.1. Chuẩn bị mẫu

Chất xúc tác thải $\text{CoMo}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ sử dụng trong nghiên cứu này thu được từ Phân xưởng Naphtha Hydrotreating (NHT) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, ký hiệu là S-120 (UOP). Chất mang Al_2O_3 có dạng viên ép kích cỡ 1/16", tầm

kim loại Co, Mo và khối lượng riêng của xúc tác là 850kg/m³. Xúc tác có hình cầu với kích cỡ hạt 2 x 2mm (Hình 1). Rửa sạch các mẫu bằng nước đã được khử ion, sấy khô ở nhiệt độ 80°C, nghiền và sàng để các hạt có kích cỡ đồng đều. Sau đó, phân tích thành phần hóa học và tiến hành các thí nghiệm ngâm tách. Kết quả phân tích thành phần của mẫu bột xúc tác thải cho thấy có chứa 13,69% khối lượng Mo, 33,18% khối lượng Al, 2,5% khối lượng Co, 1,76% khối lượng S và 7,92% khối lượng C.

2.2. Nghiên cứu phương pháp ngâm tách

Cho 200ml hỗn hợp dung dịch (Na₂CO₃/H₂O₂) vào bình cầu dung tích 500ml (bịt kín để tránh bay hơi) trong khoảng 1 giờ (các thí nghiệm ban đầu cho thấy cân bằng thu được trong khoảng 1 giờ). Tỷ lệ giữa chất xúc tác với dung dịch chất ngâm tách có tỷ lệ 1 : 5 (theo thể tích). Hỗn hợp được khuấy với tốc độ 300 vòng/phút, sau đó lọc cặn bằng thiết bị lọc chân không, sử dụng giấy lọc màng kích cỡ 0,2µm. Phân tích thành phần Mo, Co và Al bằng phương pháp phân tích phổ tán xạ năng lượng tia X kết hợp với thiết bị hiển vi điện tử quét (SEM-EDX) và phương pháp phổ hấp phụ nguyên tử (AAS) sau khi pha loãng hỗn hợp ở mức độ phù hợp để đánh giá hiệu quả ngâm tách. Mo được thu hồi bằng việc sử dụng carbon hoạt tính và khử hấp phụ bằng dung dịch NH₄OH.

2.3. Các phương pháp phân tích

Sử dụng phương pháp phổ hấp phụ nguyên tử được sử dụng để xác định hàm lượng kim loại trong dung dịch tách. Các mẫu được đo tại Viện Hóa học, Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Phương pháp nhiễu xạ tia X được sử dụng để nghiên cứu cấu trúc xúc tác thải được đo tại Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội trên máy D8-Advance-Bruker với tia phát xạ CuKα có bước sóng λ = 1,5406Å, công suất 40KV, 40mA.

Phương pháp phân tích phổ tán xạ năng lượng tia X (EDX) được phân tích trên máy JSM 6490-JED 2300, JEOL, Nhật Bản tại Trung tâm Đánh giá Hư hỏng Vật liệu (COMFA) - Viện Khoa học Vật liệu.

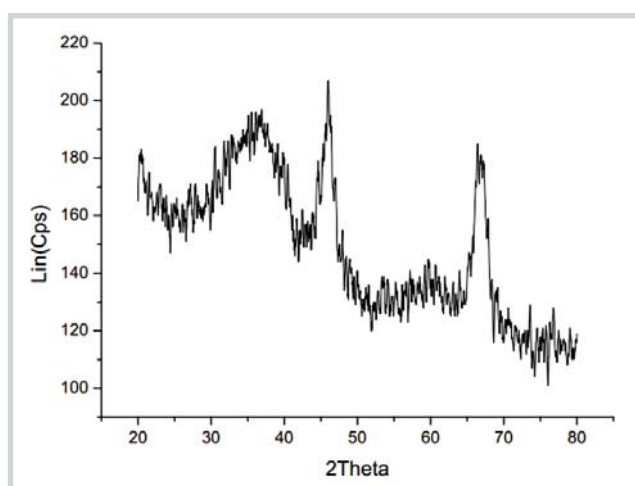
Sử dụng phương pháp quang phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR) đo mẫu trên máy FTIR IMPAC-410 trong vùng 4.000 - 400cm⁻¹ tại Đại học Sư phạm Hà Nội.

3. Kết quả phân tích mẫu xúc tác thải

Phổ nhiễu xạ X-ray của mẫu ban đầu (Hình 2) cho thấy xúc tác thải ban đầu có chứa các ion Co và Mo ở dạng các



Hình 1. Mẫu xúc tác thải CoMo/γ-Al₂O₃ từ Phân xưởng Naphtha Hydrotreating của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Hình 2. Mẫu XRD của mẫu xúc tác thải CoMo/γ-Al₂O₃

oxide, cũng như là dạng sulphide tương ứng, trong đó Al ở dạng Al₂O₃ và sulphur (S) ở trạng thái nguyên tố. Trên phổ X-Ray góc lớn xuất hiện các đỉnh (peak) lớn 2θ = 38°, 46°, 67°. Đây là các peak đặc trưng cho vật liệu γ-Al₂O₃. Cường độ peak thấp cho thấy cấu trúc pha tinh thể γ-Al₂O₃ bị ảnh hưởng và có xu hướng chuyển về dạng vô định hình trong mẫu xúc tác thải.

Kết quả sử dụng phương pháp phân tích phổ tán xạ năng lượng tia X kết hợp với thiết bị hiển vi điện tử quét (SEM-EDX) khảo sát sự có mặt của thành phần các nguyên tố trong xúc tác thải được trình bày ở Hình 3 và Bảng 1.

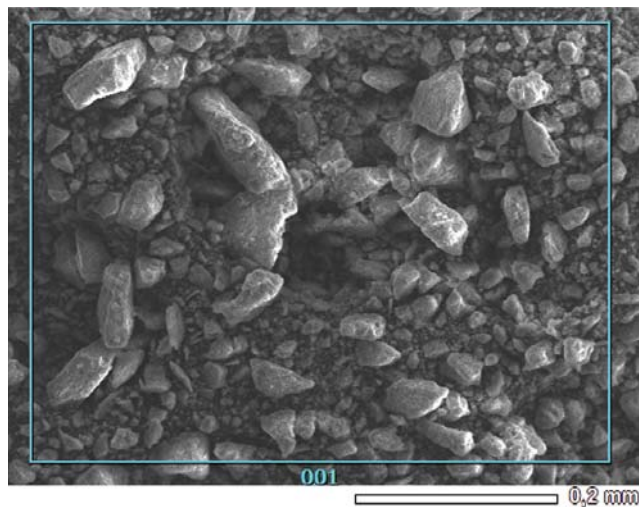
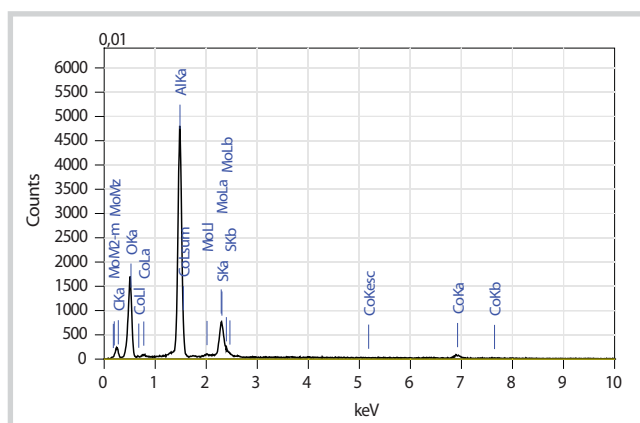
Để xác định sự tồn tại của các liên kết trên xúc tác thải CoMo/γ-Al₂O₃ sử dụng phương pháp quang phổ hồng ngoại biến đổi Fourier.

Từ phổ đồ hồng ngoại biến đổi FT-IR (Hình 4) có thể nhận thấy các dao động hóa trị ν_{C-C'}, ν_{C-H} tương ứng với các peak 1.234, 1.096, 868cm⁻¹ và dao động hóa trị ν_{Al-C} ở 538cm⁻¹. Như vậy, mẫu xúc tác thải có các liên kết C - H,

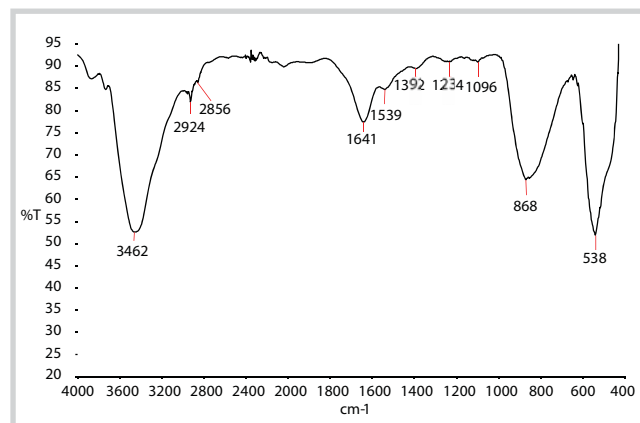
C - C và Al - C, chứng tỏ tồn tại một lượng đáng kể carbon lắng đọng. Kết quả này phù hợp với kết quả phân tích tỷ lệ hàm lượng carbon và các nguyên tố khác theo phương pháp phân tích phổ tán xạ năng lượng tia X và thiết bị hiển vi điện tử quét đã trình bày ở trên.

Bảng 1. Kết quả phân tích EDX thành phần hóa học chất xúc tác thải

HDS	C	O	Al	S	Co	Mo	Tổng (%)
	7,91	41,00	33,16	1,76	2,48	13,69	100



Hình 3. Kết quả phân tích SEM-EDX của mẫu xúc tác thải CoMo/γ-Al₂O₃



Hình 4. Phổ đồ hồng ngoại biến đổi (FT-IR) của mẫu xúc tác thải CoMo/γ-Al₂O₃

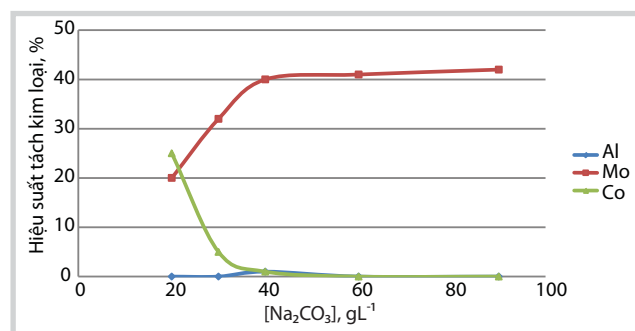
Từ kết quả phương pháp phân tích phổ tán xạ năng lượng tia X, xúc tác thải có hàm lượng S không nhỏ (1,76%) và đã xảy ra hiện tượng cốc hóa (carbon trên xúc tác 7,92%). Kết quả phân tích nhiễu xạ tia X (XRD) cho thấy có sự hình thành các peak mới của S, C và phổ FT-IR chứng minh có sự hình thành các liên kết của C trên bề mặt xúc tác. Trên cơ sở đó, quy trình ngâm tách xúc tác thải sử dụng H₂O₂ và Na₂CO₃ được lựa chọn để oxy hóa hợp chất chứa carbon và lưu huỳnh từ xúc tác thải, không dùng nhiệt nhằm tránh phát thải khí ra ngoài môi trường.

4. Kết quả và thảo luận quy trình tách Mo từ xúc tác thải

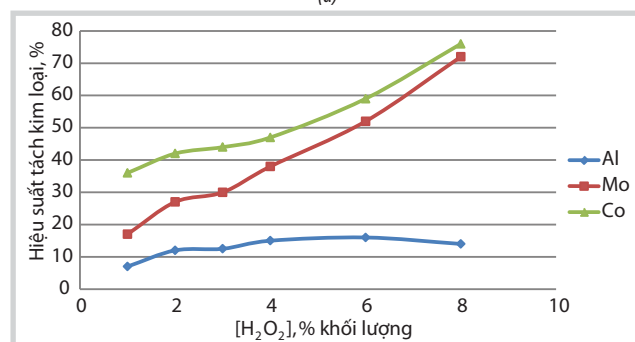
4.1. Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ dung dịch ngâm tách

Ảnh hưởng của nồng độ Na₂CO₃ và H₂O₂ riêng biệt đến hiệu suất ngâm tách Mo được thể hiện ở Hình 5(a) và 5(b). Thí nghiệm được thực hiện bằng cách hòa tan mẫu xúc tác thải trong nước cất ở nhiệt độ phòng (khoảng 20% Mo hòa tan), sau đó tăng nhiệt độ đến 80°C (khoảng 24% Mo hòa tan) trong thời gian 4 giờ.

Việc tăng nồng độ Na₂CO₃ từ 20 - 40g/l làm tăng hiệu suất tách Mo từ 20 - 40%. Từ nồng độ Na₂CO₃ 40g/l trở lên, hiệu suất tách Mo được duy trì gần như không đổi. Ngược lại, hiệu suất tách Mo có xu hướng tăng từ 17,5 - 72% khi tăng nồng độ H₂O₂ từ 2 - 8% theo thể tích. Cùng với sự tăng nồng độ H₂O₂ thì nồng độ của các tạp chất như Al và



(a)



(b)

Hình 5. Ảnh hưởng của nồng độ Na₂CO₃ (a) và H₂O₂ (b) đến hiệu suất tách kim loại

Co trong dung dịch tách cũng tăng lên. Như vậy, để hiệu quả tách Mo đạt cực đại và các tạp chất trong dung dịch ngâm tách là nhỏ nhất, nghiên cứu tiếp theo sẽ khảo sát hiệu suất tách khi cố định một trong hai tác nhân và thay đổi tác nhân kia. Trên cơ sở kết quả XRD thu được, có thể nhận thấy Mo tồn tại dưới dạng MoS_2 . Do đó, việc sử dụng Na_2CO_3 và tác nhân H_2O_2 sẽ giúp quá trình oxy hóa-khử MoS_2 xảy ra trong khi đó tương tác tương tự sẽ không xảy ra đối với hợp chất của Al và Co.

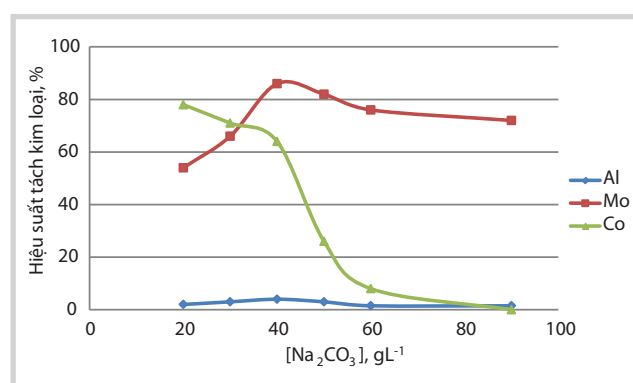
Hình 6a đưa ra ảnh hưởng của nồng độ Na_2CO_3 (20 - 90g/l) đến hiệu suất tách Mo, Co và Al ở nồng độ H_2O_2 cố định 6% thể tích.

Kết quả cho thấy, hiệu suất tách Mo cao nhất đạt 85% với nồng độ Na_2CO_3 40g/l và giảm dần sau đó. Do vậy, các thí nghiệm với nồng độ Na_2CO_3 40g/l được lựa chọn. Ảnh hưởng của nồng độ H_2O_2 3 - 8% (theo thể tích) đến hiệu suất tách Mo và các tạp chất khác và giữ cố định nồng độ Na_2CO_3 40g/l được thể hiện trên Hình 6b.

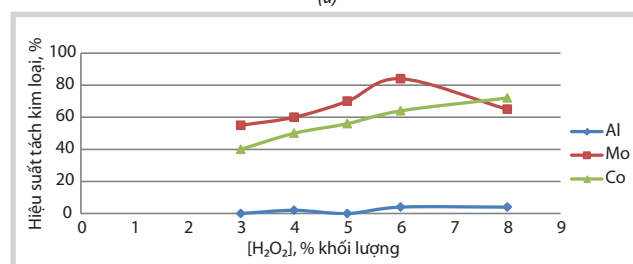
Kết quả cho thấy, hiệu suất tách Mo giảm dần khi nồng độ H_2O_2 lớn hơn 6% thể tích và phần trăm Co và Al lại tăng lên do tính chất acid của dung dịch tách (giảm pH từ 6,4 đến 3,7). Như vậy, có thể nhận thấy, từng nồng độ riêng biệt của Na_2CO_3 và H_2O_2 có ảnh hưởng đáng kể đến quá trình hòa tan Mo khi đạt tới cực đại. Khi nồng độ Na_2CO_3 và H_2O_2 cao, các chất này tương tác lẫn nhau hình thành sodium percarbonate $2\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}_2$ làm giảm khả năng tác nhân phản ứng với chất xúc tác, kết quả là làm giảm hiệu suất tách Mo.

So sánh kết quả thu được trong quá trình tách Mo, Co và Al có thể nhận thấy, hiệu suất tách Al khá thấp (khoảng 2%) (Hình 6b) khi nồng độ H_2O_2 tăng lên đến 8%. Trong khi đó với nồng độ H_2O_2 6%, hiệu suất tách Mo đã đạt tới 83%. Trong trường hợp của Co hiệu suất tách rất thấp (khoảng 1%) khi nồng độ Na_2CO_3 tăng lên đến 80g/l. Trong khi đó, ở nồng độ Na_2CO_3 40g/l thì hiệu suất tách Mo đã đạt 85% (Hình 6a).

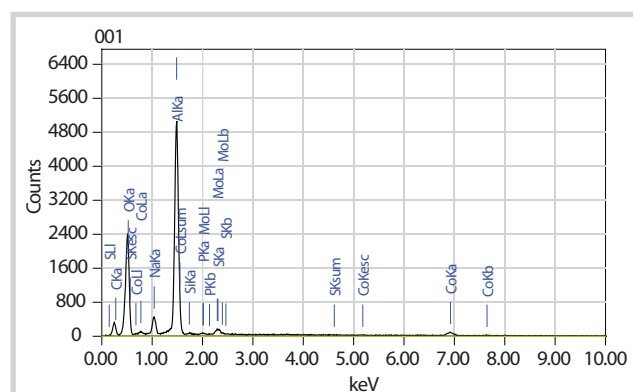
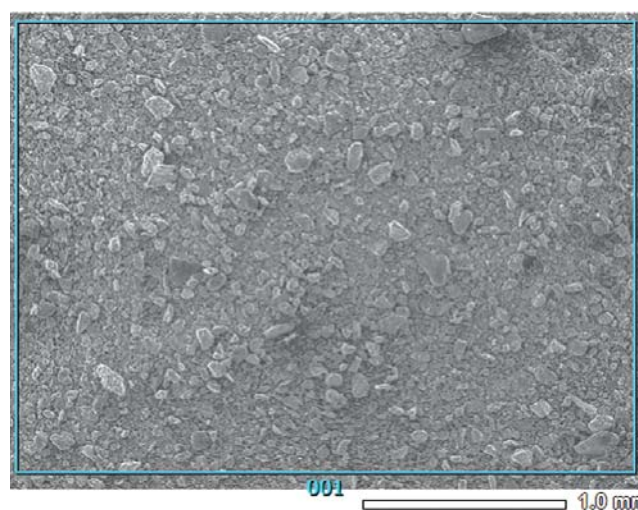
Quá trình thu hồi Mo từ xúc tác thải sử dụng dung dịch Na_2CO_3 trong sự có mặt của tác nhân oxy hóa H_2O_2 có thể xảy ra theo các giai đoạn sau: trước tiên xảy ra quá trình oxy hóa sulphides thành sulphate và nhận thấy quá trình này tỏa nhiệt, tiếp theo là phản ứng của Mo với Na_2CO_3 hình thành Na_2MoO_4 . Như vậy, vai trò của tác nhân oxy hóa (H_2O_2) làm phá vỡ hợp chất MoS_2 và chuyển thành Mo kim loại và chuyển trạng thái oxy hóa của S tới



(a)



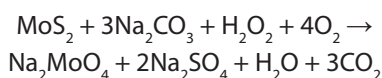
(b)

 Hình 6. Ảnh hưởng của nồng độ Na_2CO_3 (a) và H_2O_2 (b) đến hiệu suất tách Mo

 Hình 7. Kết quả phân tích SEM/EDX của mẫu xúc tác thải CoMo/ γ - Al_2O_3 sau khi tách Mo

Bảng 2. Kết quả phân tích EDX thành phần hóa học chất xúc tác thải sau khi tách Mo

HDS	C	O	Na	Al	S	Si	P	Co	Mo	Tổng (%)
	5,80	45,30	4,79	38,51	0,61	0,18	0,27	2,96	1,58	100,00

mức oxy hóa cực đại và oxy hóa carbon trong dầu và carbon tự do thành CO_2 và H_2O . Vai trò của Na_2CO_3 là để tương tác với Mo tự do hình thành dung dịch Na_2MoO_4 , sự trung hòa SO_3 được tạo ra trong suốt quá trình oxy hóa thành dung dịch Na_2SO_4 , do đó, tránh được các vấn đề về môi trường. Phản ứng của Mo trong chất xúc tác thải với Na_2CO_3 và H_2O_2 được thể hiện theo phương trình sau:



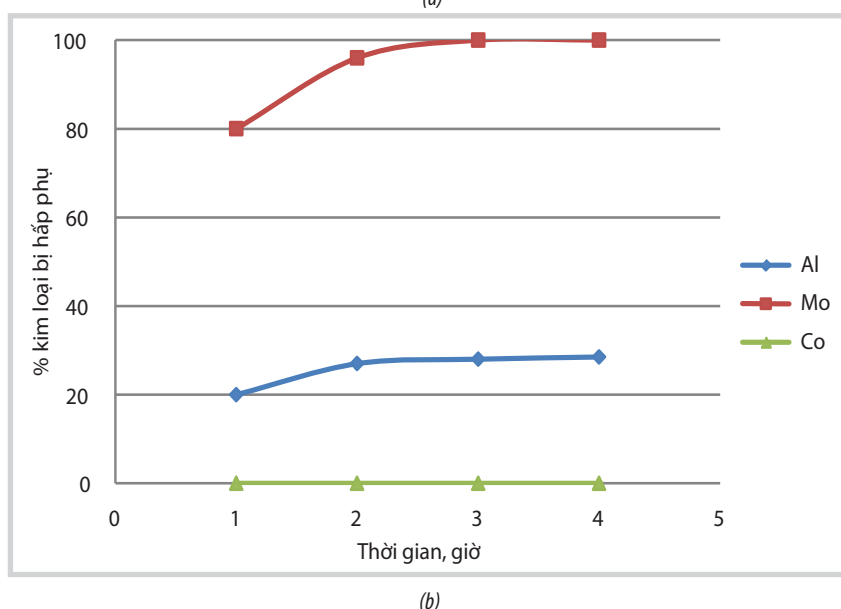
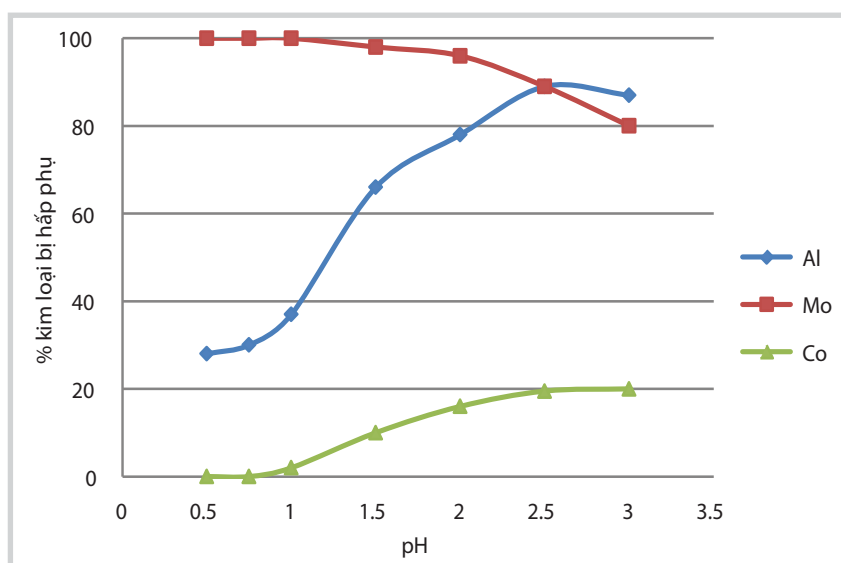
Theo phương trình trên, 1 mol Na_2CO_3 được sử dụng để hòa tan 1 mol Mo; 2 mol carbonate được sử dụng để trung hòa SO_3 được tạo ra trong suốt quá trình oxy hóa để tạo thành sulphate [9]. Như vậy, khi sử dụng Na_2CO_3 và tác nhân oxy hóa H_2O_2 , chất thải thu được sau phản ứng là dung dịch muối Na_2SO_4 trung hòa và khí CO_2 được phát thải tương ứng với số lượng Na_2CO_3 sử dụng ban đầu.

Từ kết quả nghiên cứu trên có thể kết luận với nồng độ Na_2CO_3 40g/l và H_2O_2 6% (theo thể tích) đã đạt được hiệu suất tách cao với khoảng 85% khối lượng Mo trong khi nồng độ tạp chất trong dung dịch chiết thấp nhất. Kết quả được đưa ra ở Hình 7 và Bảng 2.

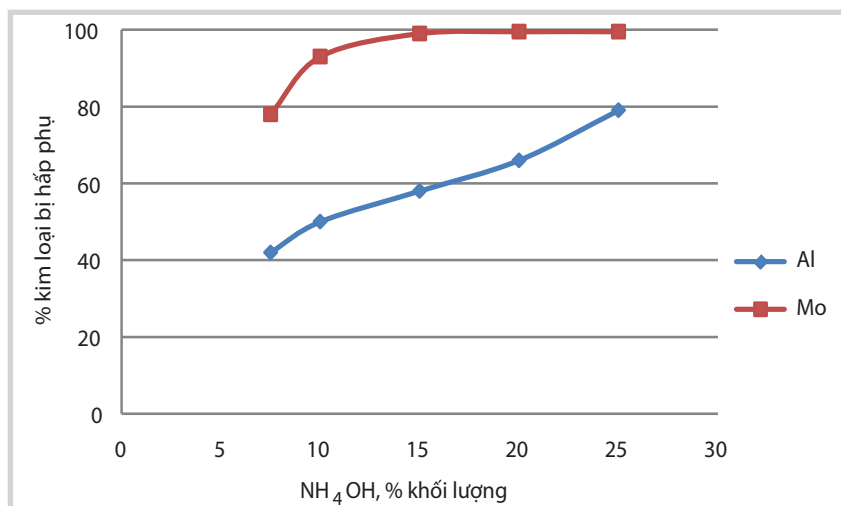
Như vậy, để thu hồi chọn lọc Mo từ dung dịch tách, phương pháp sử dụng carbon hoạt tính đã được áp dụng. Sau đó, hấp phụ Mo mang trên carbon đã được khử bằng dung dịch NH_4OH với nồng độ thích hợp.

4.2. Quá trình tinh chế Mo từ dung dịch tách

Sự hấp phụ chọn lọc Mo từ dung dịch bằng carbon hoạt tính đã được nghiên cứu trước đó bởi Sigworth [12]. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tiến hành khảo sát các thông số như pH, tỷ trọng bùn và thời gian ảnh hưởng đến hiệu suất hấp phụ chọn lọc. Hình 8a cho



Hình 8. Quá trình tinh chế dung dịch chiết sử dụng carbon hoạt tính (a) ảnh hưởng pH của dung dịch chiết; (b) ảnh hưởng của thời gian



Hình 9. Ảnh hưởng của nồng độ NH_4OH đến sự khử hấp phụ Mo trên carbon hoạt tính

thấy ảnh hưởng pH (từ 0,5 - 3) của dung dịch tách đến quá trình hấp phụ Mo và các tạp chất khác, tỷ trọng bùn duy trì ở mức 40% và trong khoảng thời gian 4 giờ.

Quá trình hấp phụ được sử dụng để thu hồi Mo có độ tinh khiết cao khi thực hiện ở pH thấp. Với pH thấp (trong khoảng 0,5 - 1,0), khoảng gần 99% khối lượng Mo được hấp phụ trên carbon hoạt tính trong khi đó chỉ có 27 - 35% khối lượng Al và lượng nhỏ Co được hấp phụ. Do vậy, pH của dung dịch chiết được giữ không đổi ở 0,75 cho các nghiên cứu sau.

Hình 8b cho thấy ảnh hưởng của thời gian đến % Mo hấp phụ. Điều này có thể nhận thấy thời gian tiếp xúc 3 giờ đủ cho quá trình hấp phụ ổn định. Vì vậy, tất cả các nghiên cứu đến quá trình hấp phụ được đưa trong khoảng thời gian tiếp xúc là 3 giờ.

Sự khử hấp phụ Mo được nghiên cứu với tỷ trọng bùn cố định là 30% khối lượng cùng với các nồng độ NH_4OH từ 7,5 - 25% thể tích (Hình 9).

Sự khử hấp phụ với lượng Mo thu được cực đại tương ứng với 15% thể tích NH_4OH , Al khử hấp phụ khoảng 58%. pH của dung dịch trong khoảng 9,5. Dung dịch này được acid hóa bằng việc sử dụng dung dịch HCl tới pH = 2 và đun nóng đến nhiệt độ 90°C để kết tủa muối $(\text{NH}_4)_2\text{MoO}_4$. Với pH này hầu hết toàn bộ ammonium molybdenum được kết tủa ngay sau đó. Kết tủa được lọc, rửa bằng nước khử ion để trung hòa pH. Cuối cùng sản phẩm được nung ở 450°C để đưa về dạng MoO_3 và thu được độ tinh khiết của sản phẩm trên 95%.

5. Kết luận

Nghiên cứu này cho thấy tính khả thi của việc thu hồi chọn lọc Mo dạng MoO_3 từ xúc tác thải của quá trình hydrodesulphur qua việc hình thành $(\text{NH}_4)_2\text{MoO}_4$ bằng quá trình hấp phụ chọn lọc carbon từ dung dịch tách soda với chi phí thấp, thân thiện với môi trường.

Với quy trình này, S và C trên xúc tác thải được chuyển thành CO_2 và Na_2SO_4 không gây tác hại đến môi trường. Phản ứng của chất xúc tác thải với tác nhân oxy hóa H_2O_2 là phản ứng tỏa nhiệt, có tốc độ nhanh và tự duy trì. Hiệu suất ngâm tách Mo và các tạp chất khác như Al và Co phụ thuộc vào nồng độ tác nhân oxy hóa và soda trong môi trường phản ứng. Quá trình xử lý sản phẩm thu hồi Mo từ dung dịch chiết qua quá trình hấp phụ carbon hoạt tính và khử hấp phụ với dung dịch NH_4OH đã được áp dụng để thu được sản phẩm MoO_3 với độ tinh khiết đạt trên 95% và hiệu suất thu hồi Mo tổng thể đạt 85% khối lượng. Việc tái sinh than hoạt tính để dùng lại đã được chứng minh.

Tài liệu tham khảo

1. Edward Furimsky. *Spent refinery catalysts: environment, safety and utilization*. Catalysis Today. 1996; 30(4): p. 223 - 286.
2. R.E.Siemens, B.W.Jong, J.H.Russell. *Potential of spent catalysts as a source of critical metals*. Conservation & Recycling. 1986; 9(2): p. 189 - 196.
3. Phạm Xuân Núi, Phạm Sơn Tùng, Nguyễn Thị Ánh. *Nghiên cứu thu hồi platinum (Pt) từ xúc tác thải bỏ của phân xưởng reforming trong nhà máy lọc dầu*. Tạp chí Xúc tác và Hấp phụ. 2012; 1: trang 162 - 169.
4. Paul J.Marcantonio. *Leaching metals from spent hydroprocessing catalysts with ammonium sulfate*. United States Patent 4554138 A. 1985.
5. Keiji Toyabe, Kenji Kirishima, Haruo Shibayama, Hideo Hanawa. *Process for recovering valuable metal from waste catalyst*. United States Patent 5431892 A. 11/7/1995.
6. Jack Thomas Veal, Kevin Arnol Andersen, Ruth Mary Kowaleski. *Process to recover metals from spent catalyst*. United States Patent 6180072 B1. 2001.
7. Darren Delai Sun, Joo Hwa Tay, Hee Kiat Cheong, Dickson Lai Kwok Leung, Guang Ren Qian. *Recovery of heavy metals and stabilization of spent hydrotreating catalyst using a glass-ceramic matrix*. Journal of Hazardous Materials. 2001; 87(1 - 3): p. 213 - 223.
8. M.H.Shariat, N.Setoodeh, R.A.Deaghan. *Optimizing conditions for hydrometallurgical production of purified molybdenum trioxide from roasted molybdenite of sarcheshmeh*. Minerals Engineering. 2001; 14(7): p. 815 - 820.
9. Roger F.Sebenik, Pablo P.Lavalle, John M.Laferty, William A.May. *Recovery of metal values from spent hydrodesulfurization catalysts*. United States Patent 4495157 A. 1985.
10. Victor J.Ketcham, Enzo L.Coltrinari, Wayne W.Hazen. *Pressure oxidation of aqueous slurry of ore to form soluble and insoluble molybdenum oxides, solubilizing the insoluble molybdenum oxides with an alkali, then solvent extraction, crystallization, calcining to recover molybdenum trioxide*. United States Patent 6149883 A. 2000.
11. Robert W.Balliett, Wolfgang Kummer, John E.Litz, Lawrence F.McHugh, Harry H.K.Nauta, Paul B.Queneau, Rong Chien Wu. *Forming aqueous slurry of low grade molybdenite concentrates; oxidizing; filtering discharge;*

leaching solid filter cake with an alkaline solution; filtering second discharge; recovering the molybdenum value; crystallization. United States Patent 6730279 B2. 2004.

12. Wladyslaw Mulak, Anna Szymczycha, Anna Lesniewicz, Wieslaw Zyrnicki. *Preliminary results of metals leaching from a spent hydrodesulphurization (HDS) catalyst*. Physicochemical Problems of Mineral Processing. 2006; 40: p. 69 - 76.

13. M.Marafi, E.Furimsky. *Selection of organic agents*

for reclamation of metals from spent hydroprocessing catalysts. Erdöl Erdgas Kohle. 2005; 121(2): p. 93 - 96.

14. MV.Wang. *Recovery of vanadium, molybdenum, nickel and cobalt from spent catalysts: a new processing plant in China*. Recycling of Metals and Engineered Materials. 2000.

15. E.A.Sigworth. *Potentialities of activated carbon in the metallurgical field*. American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. 1962.

Application of oxidative and soda leach method for selective recovery of molybdenum from spent hydrodesulfurisation catalysts

Pham Xuan Nui, Pham Son Tung
University of Mining and Geology

Summary

The spent catalysts of these processes contain about 4 - 12 wt% molybdenum (Mo) and will bring economic benefits if the valuable metals are recovered. In this article, the authors investigate the process of molybdenum recovery from spent hydrodesulphurisation (HDS) catalyst using the mixture of sodium carbonate and hydrogen peroxide mixture. Molybdenum recovery is dependent on the concentration of Na_2CO_3 , H_2O_2 and pH in the reaction medium. Under the appropriate reaction conditions as 40g/L Na_2CO_3 ; 6 vol.% H_2O_2 , room temperature, and reaction time = 2 hours, a molybdenum yield of 85% could be achieved. Carbon was used as adsorbent for the recovery of molybdenum from the leach solution. With this method, recovery of molybdenum as MoO_3 product of 95% purity was achieved.

Key words: Spent HDS catalyst, Molybdenum trioxide, soda leach, H_2O_2 oxidative.

KINH NGHIỆM VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG Ở CÁC MỎ DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI CỦA LIÊN DOANH VIỆT-NGA “VIETSOVPETRO”

TS. Tống Cảnh Sơn, KS. Lê Đình Hòa
 Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”
 Email: sontc.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Hiện nay, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đang khai thác dầu từ các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng và Thỏ Trắng ở ngoài khơi Việt Nam. Dầu khai thác đều chứa hàm lượng paraffin cao, khoảng 17 - 29% khối lượng và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C), nhiệt độ miệng giếng của dầu thấp. Vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm (có chiều dài lớn, không được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài) có nhiều vấn đề phức tạp, như: nhiệt độ dầu và nhiệt độ môi trường chênh lệch lớn, gây ra hiện tượng kết tinh paraffin và lắng đọng bên trong đường ống, làm giảm thiết diện đường ống vận chuyển, gia tăng tổn thất áp suất vận chuyển và hình thành lớp cấu trúc paraffin bên trong đường ống, gây tắc nghẽn và phải dừng vận hành.

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu tính chất phức tạp của dầu mỏ Bạch Hổ, Rồng và một số kinh nghiệm trong thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. Việc vận hành an toàn và liên tục đường ống vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng và ngược lại đóng vai trò quan trọng trong công tác vận hành các mỏ dầu khí của Vietsovpetro, góp phần tích cực trong việc hoàn thành kế hoạch khai thác dầu khí hàng năm của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Từ khóa: Lắng đọng paraffin, nhiệt độ đông đặc, độ nhớt, mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” bắt đầu khai thác dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam từ năm 1986. Đến ngày 31/12/2014, tổng sản lượng dầu khai thác đã đạt 213 triệu tấn. Việc quy hoạch mỏ và phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở các mỏ này đã phát triển qua các thời kỳ khác nhau để đảm bảo khả năng khai thác dầu liên tục cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Trong giai đoạn 1986 -1994, khi Vietsovpetro thực hiện khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ, toàn bộ hệ thống đường ống phục vụ thu gom, vận chuyển dầu khí ở nội bộ mỏ nối liền các giàn khai thác cố định (MSP), giàn đầu giếng (BK), giàn công nghệ trung tâm (CTP) và với kho nổi chứa xuất dầu (FSO) được xây dựng đều không bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài. Dầu khí khai thác trên các giàn khai thác được tách khí, sau đó vận chuyển đến các kho nổi chứa xuất dầu. Dầu khai thác trên các giàn đầu giếng được vận chuyển bằng các tuyến đường ống không bọc cách nhiệt ở dạng hỗn hợp dầu - khí đến các giàn công nghệ trung tâm (CTP) để xử lý tách khí và nước, sau đó bơm đến các kho nổi chứa xuất dầu.

Trong các năm 1994 và 1998, Vietsovpetro đã lần lượt đưa các khu vực Trung tâm Rồng (RP-1) và Đông Nam Rồng (RC-2) vào khai thác. Tuyến đường ống vận chuyển dầu không bọc cách nhiệt dài 52km được xây dựng để vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ (từ RP-3/RC-2 qua RP-1 và đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ). Việc vận chuyển dầu gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Dầu khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro đều là dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Theo thời gian khai thác, lưu lượng giếng và nhiệt độ dầu giảm dần, đặc biệt từ khi áp dụng công nghệ khai thác dầu bằng phương pháp cơ học gaslift, nhiệt độ sản phẩm của giếng càng thấp đi, gây khó khăn cho công tác thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống. Vấn đề trở nên đặc biệt nghiêm trọng khi phải thực hiện việc vận chuyển dầu từ mỏ này sang mỏ khác ở điều kiện nhiệt độ dầu thấp [2, 5]. Do đó, khuynh hướng phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống tại các mỏ của Vietsovpetro cũng bắt đầu thay đổi. Các đường ống xây dựng mới để thu gom và vận chuyển dầu khí ở các công trình khai thác tại các mỏ Đông Rồng, Đông Bắc Rồng, Nam Rồng - Đối Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng và kết nối các mỏ đã được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài.

2. Đặc trưng lý hóa và những phức tạp trong thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở các mỏ của Vietsovpetro

Như đã nói ở trên, dầu thô khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro thuộc loại dầu có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Bảng 1 thể hiện các đặc trưng lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác tại một số khu vực ở các mỏ của Vietsovpetro.

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các khu vực lân cận kết nối khác như: Nam Rồng Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng. Dầu khai thác ở các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động từ 18 - 29% khối lượng và độ nhớt cao; nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 30 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy (21,8°C) khoảng 9 - 15°C. Nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C. Trong khi đó, các đường ống xây dựng dùng để thu gom và vận chuyển dầu nối giữa các công trình khai thác ở mỏ Bạch Hổ không được bảo ôn nhiệt với môi trường bên ngoài. Theo các tính toán mô phỏng cho thấy, sau khi sản phẩm giếng đi vào hệ thống đường ống ngầm dưới đáy biển khoảng 2 - 3km, nhiệt độ của dầu trong đường ống đã bằng nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy, dao động ở mức 23 - 28°C, thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 10°C và thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 35°C. Tại nhiệt độ này, dầu ở dạng chất lỏng phi Newton, nghĩa là trong mọi trường hợp sẽ tạo nên nguy cơ lắng đọng paraffin, gây ra hiện tượng tắc nghẽn trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống.

Sau thời gian khai thác tự phun, các giếng tại các mỏ của Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác cơ học bằng gaslift. Phương pháp này duy trì được sản lượng khai thác dầu hàng năm trên các mỏ, song lại làm trầm trọng thêm vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển

dầu và trong các giếng khai thác, do nhiệt độ dầu giảm đáng kể. Hiện nay, nhiệt độ dầu khi thu gom đến các giàn công nghệ trung tâm và FSO để xử lý và tàng chứa chỉ từ 35 - 43°C, thấp hơn nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 10 - 15°C.

Kinh nghiệm của các công ty khai thác dầu hàng đầu thế giới [1] cho thấy nếu khai thác và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở điều kiện nhiệt độ môi trường thấp hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin, thấp hơn nhiệt độ đông đặc ở điều kiện ngoài khơi sẽ rất khó khăn và gặp nguy hiểm:

- Hiện tượng lắng đọng paraffin-keo-nhựa bên trong ống khai thác và đường ống dẫn dầu, sẽ làm giảm tiết diện của ống làm tổn hao áp suất gia tăng. Kết quả là lưu lượng dầu khí khai thác và khả năng lưu thông chất lỏng của đường ống giảm dần;

- Quá trình khai thác giếng hoặc quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống có thể sẽ phải tạm dừng do dầu có độ nhớt quá cao khi nhiệt độ vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc và lưu lượng vận chuyển thấp.

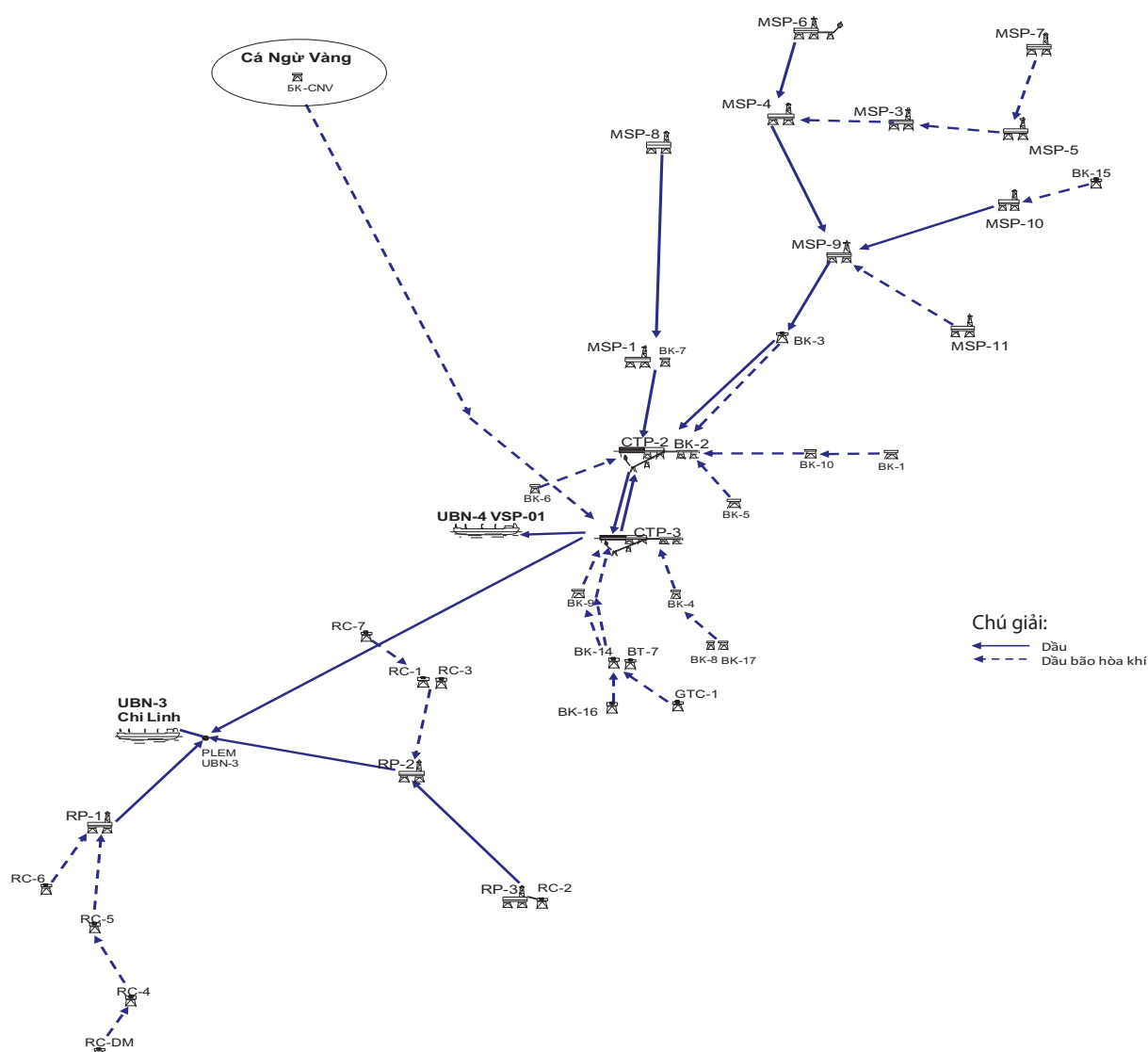
Đối với các mỏ của Vietsovpetro, vấn đề khó khăn trong thu gom và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống thường hay gặp khi vận chuyển bằng đường ống không được bọc cách nhiệt và thậm chí cả các đường ống được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài có chiều dài lớn, kết nối từ mỏ này sang mỏ khác.

3. Hệ thống thu gom và vận chuyển dầu bằng đường ống ở các mỏ của Vietsovpetro

Hiện nay, hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển sản phẩm khai thác ở nội bộ các mỏ của Vietsovpetro dài khoảng 400km. Hệ thống đường ống này nối liền các công trình khai thác của các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng (Hình 1).

Bảng 1. Đặc trưng lý hóa cơ bản của dầu thô ở các mỏ của Vietsovpetro

TT	Các thông số	Mỏ dầu		
		Bạch Hổ	Rồng	Gấu Trắng
1	Khối lượng giếng, kg/m ³	831	847	880 - 902
2	Nhiệt độ, °C:			
	- Nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin;	58 - 61	59 - 60	59 - 60
	- Nhiệt độ đông đặc.	33,10	30,5 - 33	33 - 36
3	Hàm lượng, % khối lượng:			
	- Paraffin	27,1	18,7 - 25,0	22 - 29
	- Asphaltene - keo - nhựa	2,68	7,25 - 8,78	0,102 - 0,146
4	Độ nhớt, mm ² /s:			
	- ở 50°C	4,66	7.151	32,03 - 42,49
	- ở 70°C	3,02	4.611	14,24 - 34,45
5	Nhiệt độ sôi ban đầu, °C	70,60	67,7 - 83,4	90 - 115
6	Hệ số khí, m ³ /t	195 - 220	49 - 120	47 - 53



Hình 1. Sơ đồ thu gom, xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu khí, dầu đã tách khí từ một số công trình chủ yếu ở các mỏ của Vietsovpetro

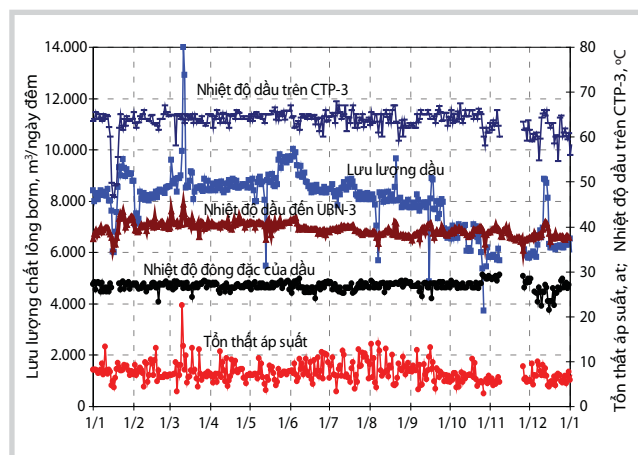
Sản phẩm khai thác tại các giàn nhẹ (BK/RC) được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu - khí về các điểm xử lý tách khí và nước trên các giàn cố định và các giàn công nghệ trung tâm. Trong nhiều trường hợp, khoảng cách giữa các giàn nhẹ đến các giàn cố định hay giàn công nghệ trung tâm khá lớn, hoặc phải vận chuyển từ mỏ này sang mỏ khác như: từ mỏ Gấu Trắng, BK-14/BK-7 về CTP-3, từ Thỏ Trắng về MSP-6, từ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi hay từ Nam Trung tâm Rồng RC-5, RC-6 đến RP-1 với tổng chiều dài toàn tuyến 18 - 20km; từ Đông Bắc Rồng RC-1, RC-3 đến RP-2, và trước năm 2003 là từ RC-2 về RP-1 dài 19km. Trong khi đó, khai thác bằng phương pháp gaslift nên nhiệt độ của dầu khi lên đến miệng giếng rất thấp, chỉ dao động trong khoảng 35 - 60°C, nhiệt độ của hỗn hợp chất lỏng đi ra khỏi giàn, vào đường ống thu gom ở mức 45 - 55°C, và đến trạm xử lý trên các giàn cố định hay giàn công nghệ trung tâm chỉ còn nhiệt độ khoảng 28 - 35°C (Hình 1). Để đảm bảo khả năng vận chuyển an toàn bằng đường ống,

dầu được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc [3, 4]. Trong khi đó, theo kết quả nghiên cứu lưu biến ở phòng thí nghiệm, để xử lý bằng hóa phẩm đạt hiệu quả cao nhất thì nhiệt độ của dầu không được thấp hơn 65 - 75°C. Để đạt được điều đó, Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào dòng sản phẩm của giếng ở độ sâu 2.000 - 2.500m, nơi có nhiệt độ không thấp hơn 65°C. Như vậy, hỗn hợp dầu và khí sau khi xử lý bằng hóa phẩm ở nhiệt độ cần thiết sẽ đi lên miệng giếng, vào hệ thống thu gom và vào đường ống ngầm dưới biển đến trạm xử lý sẽ có tính chất lưu biến được cải thiện đáng kể.

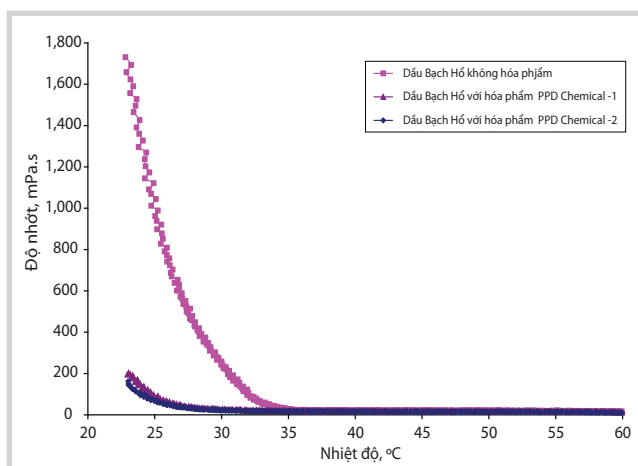
3.1. Vận chuyển dầu bằng đường ống từ mỏ Bạch Hổ đến mỏ Rồng

Sơ đồ vận chuyển dầu đã tách khí ở mỏ Bạch Hổ là các đường liên tục nối các giàn cố định đến các giàn công nghệ trung tâm CTP-2, CTP-3 và đến các kho nổi FSO ở

mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng (Hình 1). Sản phẩm khai thác trên các giàn cố định dưới dạng chất lỏng đã tách khí được vận chuyển đến các giàn công nghệ trung tâm. Trên các giàn công nghệ trung tâm CTP-2 và CTP-3 sẽ thực hiện xử lý tách khí và tách nước. Sau khi xử lý dầu với hàm lượng



Hình 2. Các thông số của đường ống từ CTP-3 Bạch Hổ sang FSO mỏ Rồng



Hình 3. Độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ không xử lý và xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc định lượng 350 ppm (ml/m³)



Hình 4. Lắng đọng paraffin trong đường ống dẫn dầu từ Bạch Hổ sang FSO-3 mỏ Rồng (lấy trong thời gian sửa chữa Plem UBN-3)

nước còn lại khoảng 0,7 - 2,3%, được vận chuyển đến các FSO để xử lý triệt để đến chất lượng thương phẩm. Thông thường, trên các mỏ của Vietsovpetro có 2 FSO hoạt động tại mỏ Bạch Hổ, 1 FSO hoạt động tại mỏ Rồng. Trong trường hợp, khi ở mỏ Bạch Hổ chỉ có 1 FSO, hoặc 1 FSO gặp sự cố, thì dầu từ mỏ Bạch Hổ được vận chuyển đến FSO ở mỏ Rồng theo đường ống ngầm dài 22km từ CTP-3 đến PLEM-FSO-3. Để đảm bảo vận hành liên tục và an toàn đường ống, hạn chế lắng đọng paraffin, dầu được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc. Vì đã tách khí và nước nên việc xử lý dầu này bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc sẽ đơn giản và đạt hiệu quả cao. Ngoài ra, trong quá trình xử lý tách nước trên các giàn công nghệ trung tâm, do dầu được duy trì nhiệt độ ở mức 65°C nên hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được bơm vào dòng dầu ở vị trí sau bình tách nước sử dụng điện trường cao và trước máy bơm. Sau khi đã xử lý hóa phẩm, dầu được vận chuyển đến FSO mỏ Rồng theo tuyến ống nối từ CTP-3 đến FSO-3 mỏ Rồng.

Hình 2 là các thông số vận hành đường ống vận chuyển dầu CTP-3 sang FSO-3. Kết quả cho thấy, với lưu lượng vận chuyển khoảng 6.000 - 10.000m³/ngày đêm và nhiệt độ dầu trên CTP-3 dao động ở mức 60 - 65°C, thì dầu sau khi xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc với định lượng 350ppm sẽ có nhiệt độ đông đặc khoảng 24 - 26°C được bơm đến FSO-3 mỏ Rồng và tổn hao áp suất trên toàn tuyến đường ống CTP-3 → PLEM-FSO-3 ổn định ở mức 7 - 10at, nhiệt độ dầu đến UBN-3 mỏ Rồng còn khoảng 37 - 42°C. Hình 3 và 4 là độ nhớt của dầu trước và sau khi xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc và hình ảnh quan sát lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng.

Kết quả Hình 3 và 4 cho thấy, nếu được xử lý hóa phẩm, độ nhớt của dầu mỏ Bạch Hổ sẽ giảm nhiều và hạn chế được lắng đọng paraffin bên trong đường ống dẫn dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng.

3.2. Vận chuyển dầu bằng đường ống từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ

Việc thu gom và vận chuyển dầu nội bộ các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được thực hiện ngay trong các mỏ (Hình 1). Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ sau khi xử lý được vận chuyển theo các đường ống ngầm nội mỏ đến các FSO đặt tại mỏ Bạch Hổ, dầu khai thác ở mỏ Rồng được vận chuyển về FSO-3 đặt tại mỏ Rồng. Tuy nhiên, theo định kỳ 2,5 năm một lần, các FSO này phải dừng để kiểm tra định kỳ, sửa chữa nhỏ và 5 năm một lần phải lên đốc để sửa chữa lớn, nâng cấp. Vì vậy, bài toán vận chuyển

dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng hay ngược lại thường xuyên được đặt ra đối với Vietsovpetro. Nếu vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng (từ CTP-3 hoặc CTP-2 sang FSO-3 mỏ Rồng), do lưu lượng dầu khá lớn, khoảng 8.000 - 10.000m³/ngày đêm, (tương đương vận tốc dòng chảy trong ống 0,8 - 1,2m/s), nên việc vận chuyển dầu theo tuyến ống này không gặp khó khăn. Thực tế vận hành đường ống CTP-3 → FSO-3 trình bày ở trên đã chứng minh.

Ban đầu, mỏ Rồng được kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng tuyến ống RP-3 → RP-1 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 không bọc cách nhiệt có tổng chiều dài 52km. Tuyến đường ống này có hai cấp đường kính 426 x 16mm và 325 x 16mm. Do có nhiều vấn đề phức tạp liên quan đến lắng đọng paraffin-keo-nhựa khi vận hành đường ống này với lưu lượng thấp trong giai đoạn 1996 - 2001 nên Vietsovpetro đã xây dựng tuyến ống thứ hai RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 dài 42km. Tuyến đường ống mới này được bọc cách nhiệt và cũng có hai cấp đường kính 325 x 16mm và 426 x 16mm. Lượng dầu khai thác trên RP-3 của giai đoạn 2003 - 2012 ở mức 2.000 - 3.500m³/ngày đêm. Như vậy, với lưu lượng trên, vận tốc trung bình của dòng chất lỏng trong đoạn ống 426 x 16mm sẽ là 0,2 - 0,5m/s và trong đoạn ống 325 x 16mm là 0,4 - 0,7m/s. Với vận tốc này, sẽ gặp khó khăn do tổn hao nhiệt lớn, vì thể tích của đường ống lớn nên thời gian chuyển động của dầu trong ống cũng tăng lên, tất cả các yếu tố đó sẽ làm gia tăng khả năng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Bên cạnh đó, nhiệt độ ban đầu của dầu mỏ Rồng đi vào đường ống chỉ dao động ở mức 45 - 55°C, thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu (58 - 61°C) khoảng 13 - 15°C. Để tăng cường khả năng vận chuyển của dầu theo đường ống có chiều dài lớn từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, ngoài việc xử lý dầu bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc, Vietsovpetro đã phải sử dụng condensate để pha loãng làm giảm độ nhớt và nhiệt độ đông đặc của dầu.

Kết quả Bảng 2 cho thấy, nếu sử dụng condensate với hàm lượng 5 - 10% trộn lẫn với dầu RP-3 mỏ Rồng sẽ làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu đã xử lý hóa phẩm từ 21 - 22°C xuống còn 18 - 16°C và tính linh động của dầu tăng lên từ 4 - 8 lần. Như vậy, có thể sử dụng condensate hòa trộn với dầu mỏ Rồng để làm tăng tính linh động và khả năng vận chuyển về mỏ Bạch Hổ. Vietsovpetro đã thu gom condensate có được trong quá trình xử lý khí ở mỏ Bạch Hổ tại các trạm nén khí trên các giàn công nghệ trung tâm và ở giàn nén khí lớn ở mỏ Bạch Hổ để vận chuyển sang mỏ Rồng theo một tuyến ống, tuyến ống còn lại sẽ sử dụng để vận chuyển dầu sau khi được pha trộn với condensate sang mỏ Bạch Hổ. Hai tuyến ống này sẽ hình thành một vòng khép kín. Vietsovpetro đã tiến hành sử dụng thử nghiệm cả hai tuyến ống nói trên để vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ trong những trường hợp cần thiết.

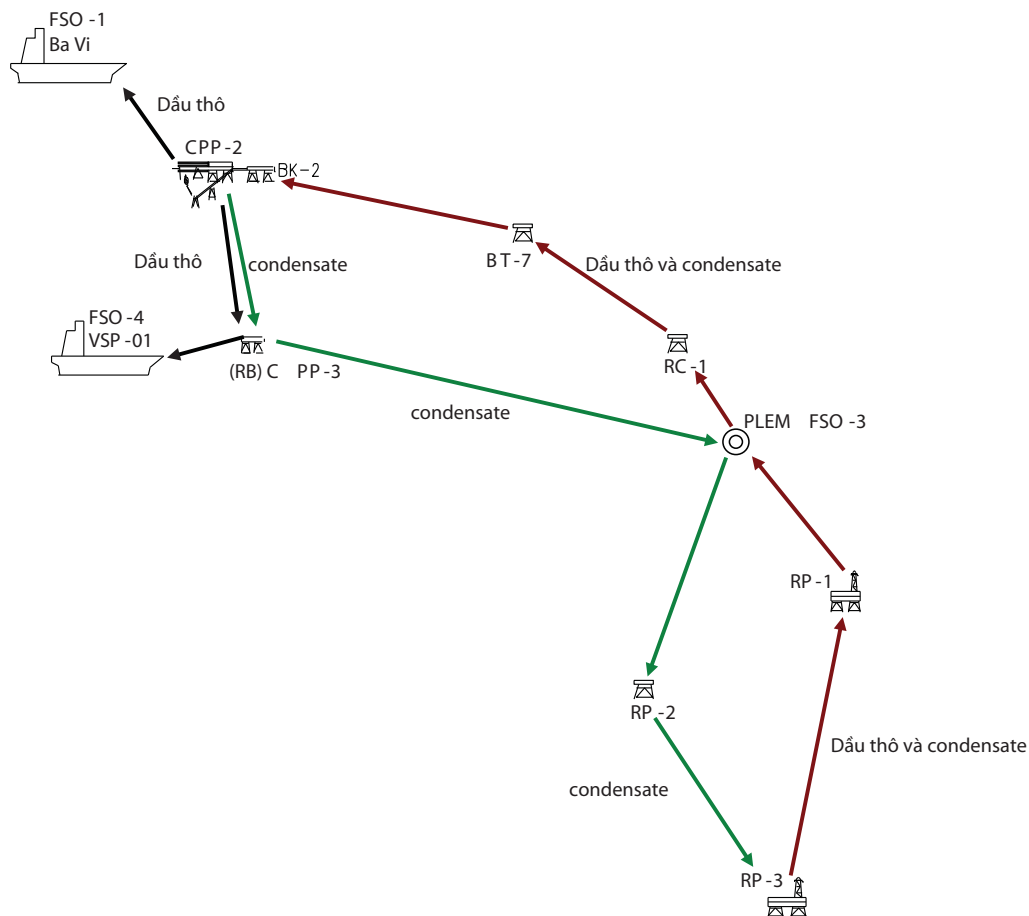
3.3. Vận chuyển dầu mỏ Rồng từ RP-3 đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ theo tuyến ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2

Tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 có tổng chiều dài 52km (RP-3 → RP-1 = 18km, RP-1 → RC-1 = 12km, RC-1 → BT-7 → CTP-2 = 22km). Ống có các cấp đường kính khác nhau: $\varnothing_{RP-3 \rightarrow RP-1} = 426 \times 16\text{mm}$, $\varnothing_{RP-1 \rightarrow RC-1} = 325 \times 16\text{mm}$, $\varnothing_{RC-1 \rightarrow CTP-2} = 426 \times 16\text{mm}$ và 8 đoạn ống đứng lên xuống RP-3, RP-1, RC-1, BT-7 và CTP-2. Dầu vận chuyển theo đường ống này, còn condensate từ mỏ Bạch Hổ được thu gom và vận chuyển đến RP-3 theo tuyến ống bọc cách nhiệt CTP-2 → CTP-3 → RP-1 → RP-3.

Việc vận chuyển dầu theo tuyến ống RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 được thực hiện trong nửa đầu năm 2007 và giữa năm 2013, khi FSO-3 ngừng vận hành. Các thông số làm việc ban đầu của đường ống như sau:

Bảng 2. Tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu mỏ Rồng RP-3 đã xử lý hóa phẩm với condensate

Nhiệt độ đo, °C	Độ nhớt và ứng suất trượt của dầu mỏ Rồng RP-3 đã xử lý hóa phẩm khi hòa tan ở các hàm lượng condensate khác nhau					
	0%		5%		10%	
	Ứng suất trượt động, Pa	Độ nhớt dẻo (mPa*s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo (mPa*s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo, (mPa*s)
35	0	12	0	9	0	6
30	0,01	21	0	13	0	6,5
28	0,03	33	0,01	19,3	0	7,0
26	0,08	35	0,04	21,5	0,01	7,6
24	0,20	46	0,09	27,4	0,035	9,0
22	0,55	82	0,14	38,6	0,056	15,0
T _{dd} , °C	21 - 22		18		16 - 17	

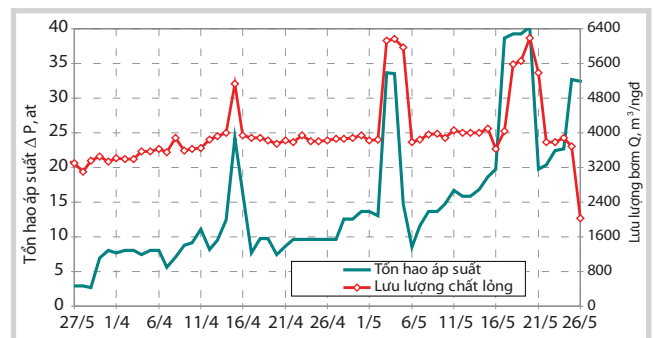


Hình 5. Sơ đồ vận chuyển dầu mỏ Rông RP-3 đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ theo tuyến ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM FSO-3 → RC-1 → BT-7 → CTP-2

- Lưu lượng chất lỏng trong đường ống dao động ở mức 3.200 - 3.500m³/ngày đêm;
- Áp suất dầu tại ống đứng trên RP-3 dao động ở mức 12 - 12,5at, trên RP-1 khoảng 9,5 - 10at và trên CTP-2 là 4,5at.
- Tỷ lệ condensate trong dầu dao động ở mức 7 - 10% theo thể tích;
- Nhiệt độ dầu tại ống đứng trên RP-3 là 55°C;
- Nhiệt độ dầu đến RP-1 là 32°C;
- Nhiệt độ dầu đến CTP-2 là 27°C (tương đương nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy, xung quanh đường ống);
- Nhiệt độ đồng đặc của dầu với condensate đến CTP-2 dao động ở mức 15 - 21°C.

Như vậy, thực tế tổn thất áp suất ban đầu khi vận chuyển dầu trên đoạn RP-3 → RP-1 là 2,5 - 3at và trên đoạn RP-1 → CTP-2 là 5at.

Sơ đồ vận chuyển dầu RP-3 theo tuyến ống RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 được trình bày ở Hình 5 và các thông số làm việc được trình bày trong Hình 6.



Hình 6. Động thái làm việc của đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM FSO-3 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 trong vận chuyển dầu từ mỏ Rông sang mỏ Bạch Hổ

Phân tích động thái làm việc của tuyến đường ống (Hình 6) cho thấy: mặc dù nhiệt độ đồng đặc của dầu sau khi pha với condensate giảm xuống còn 18°C, nhưng tổn hao áp suất khi vận chuyển dầu RP-3 sang mỏ Bạch Hổ theo thời gian vẫn tăng nhanh, đặc biệt trên đoạn ống cuối RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-2. Sau khoảng 30 ngày vận hành đường ống, tổn hao áp suất vận chuyển dầu trong đoạn RP-1 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 đã tăng từ 5at lên 9at (tốc độ tăng áp suất đạt 0,13at/ngày đêm). Áp suất vận chuyển dầu tăng là do hiện tượng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Kết quả tính toán mô phỏng [3] cho thấy khi tốc độ dòng càng nhỏ thì lắng

động paraffin mềm trong đường ống vận chuyển dầu từ RP-3 mỏ Rồng sẽ càng lớn. Ở đây, vận tốc dòng chảy trong đường ống chỉ đạt 0,2 - 0,5m/s. Để dự đoán lượng lắng đọng paraffin mềm tích tụ trong đoạn ống này, nhiệt thủy lực đường ống đã được tính toán, với giả thiết rằng bên trong thành ống có một lớp lắng đọng paraffin với chiều dày như nhau trên toàn bộ đoạn ống, kết quả của mô phỏng được trình bày tại Bảng 3 và Hình 7.

Kết quả Bảng 3 cho thấy, tổn hao áp suất khoảng 9at thì khối lượng lắng đọng paraffin mềm trong đoạn ống này đã là 554m³. Do vậy phải bơm thêm nước biển để tăng vận tốc dịch chuyển của dòng chất lỏng trong đường ống để tẩy rửa lớp lắng đọng này. Tuy nhiên, kết quả cho thấy tổn hao áp suất trên đoạn ống này sau khi bơm rửa bằng nước biển giảm không đáng kể (Hình 6), sau đó tốc độ tăng tổn hao áp suất đạt tới mức 0,35 - 0,4at/ngày đêm, và đạt đến 14at chỉ sau 10 ngày sau khi bơm rửa, nghĩa là lượng lắng đọng trong ống đã đạt đến 750 - 800m³. Như vậy, quá trình bơm rửa bằng nước biển tuyến ống này không hiệu quả như mong muốn. Để đảm bảo việc khai thác liên tục dầu trên RP-3 mỏ Rồng

Bảng 3. Dự đoán lắng đọng paraffin mềm trong ống không bọc cách nhiệt
RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-2

Chiều dày lắng đọng (mm)	Tổn hao áp suất (at)	Thể tích lớp paraffin (m ³)	Thể tích ống còn lại (m ³)
0	4,7	0	3.529
10	5,2	190	3.339
20	6,4	374	3.155
30	9,0	554	2.975
40	12,0	728	2.801
50	17,1	896	2.633



Hình 7. Lắng đọng paraffin, RP-1 → PLEM(FSO-3)

và vận hành an toàn đường ống, phải chuyển việc vận chuyển dầu từ đường ống không bọc cách nhiệt sang tuyến đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2.

3.4. Vận chuyển dầu mỏ Rồng từ RP-3 đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ theo tuyến ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2

Dầu RP-3 được vận chuyển theo đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 có tổng chiều dài 41km với các cấp đường kính sau:

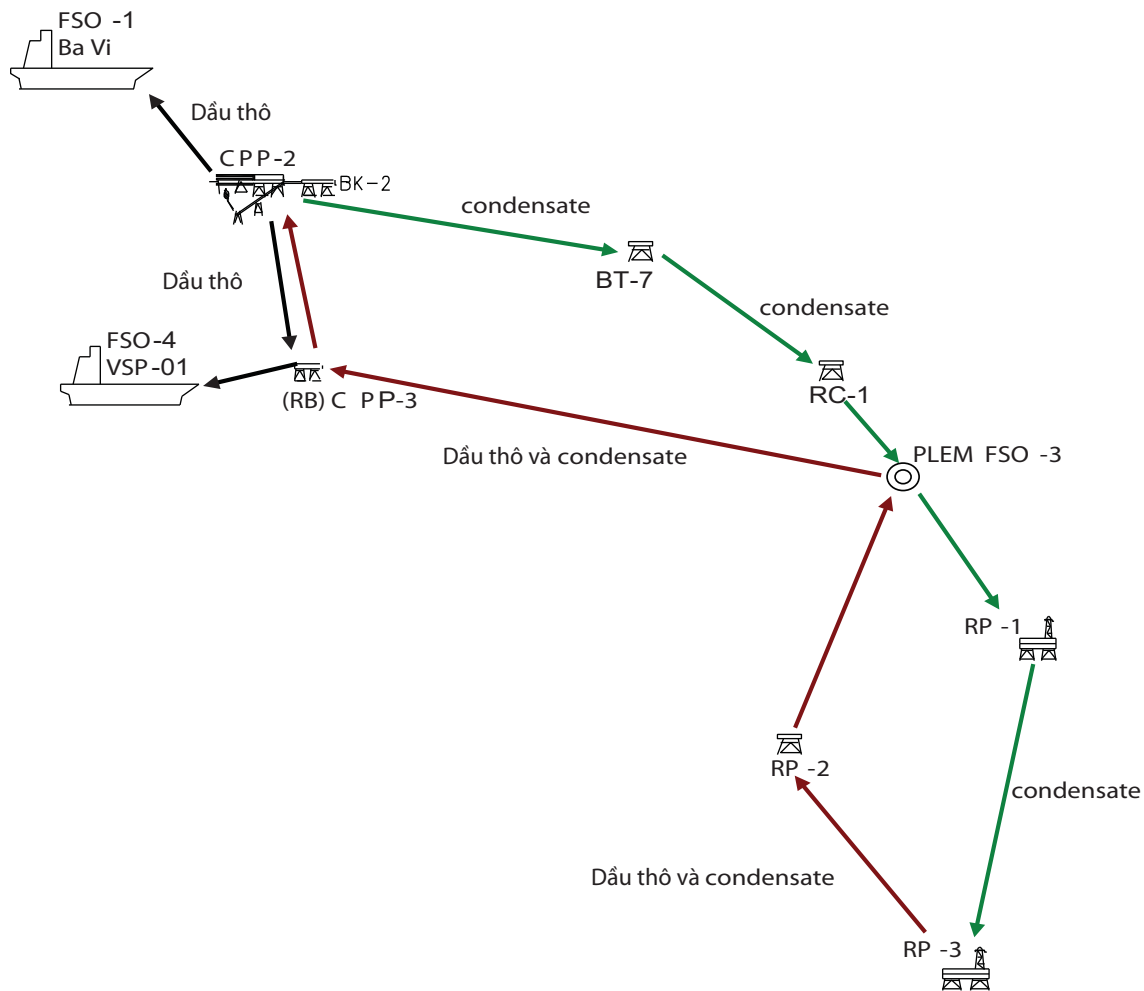
- Đoạn RP-3 → PLEM(FSO-3), chiều dài 17km, đường kính 325 x 16mm;
- Đoạn PLEM(FSO-3) → CTP-3, 4km đầu đường kính 325 x 16mm, 17km đường kính 426 x 16mm;
- Đoạn CTP-3 → CTP-2, chiều dài 3km, đường kính 426 x 16mm.

Việc vận chuyển condensate từ mỏ Bạch Hổ đến RP-3 được thực hiện theo tuyến ống không bọc cách nhiệt CTP-2 → BT-7 → RC-1 → PLEM(FSO-3) → RP-1 → RP-3.

Sau khi chuyển dòng, dầu được vận chuyển theo đường ống bọc cách nhiệt, các thông số làm việc của đường ống như sau:

- Áp suất dầu ở ống đứng RP-3 là 10 - 11at và trên CTP-2 là 4,1 - 4,5at. Như vậy, tổn hao áp suất là 5 - 6at;
- Nhiệt độ dầu tại RP-3 là 55 - 57°C và trên CTP-2 là 27°C;
- Lưu lượng chất lỏng trong ống là 3.500 - 3.700m³/ngày đêm;
- Hàm lượng nước trong dầu khoảng 2 - 2,5% thể tích;
- Nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy xung quanh đường ống 25 - 28°C;
- Tổng lượng condensate đưa sang RP-3 khoảng 250 - 300m³/ngày đêm, trong đó condensate ổn định là 80 - 130m³/ngày đêm, không ổn định là 150 - 175m³/ngày đêm;
- Nhiệt độ đông đặc của dầu RP-3 lên đến CTP-2 dao động ở mức 15 - 17°C.

Sơ đồ vận chuyển dầu RP-3 mỏ Rồng theo đường ống bọc cách nhiệt được trình bày trong Hình 7 và động thái làm việc của đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 được trình bày ở Hình 8.

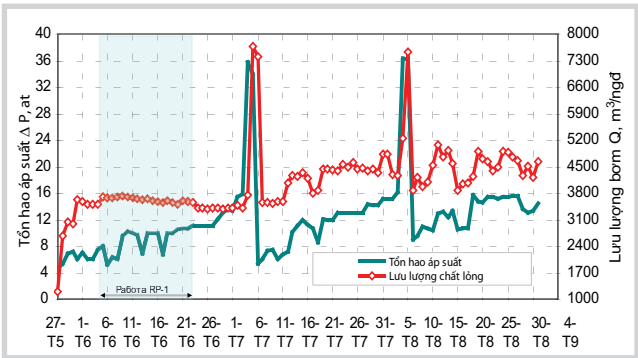


Hình 8. Sơ đồ vận chuyển dầu mỏ Rông RP-3 đến CTP-2 mở Bạch Hồ theo tuyến ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM FSO-3 → CTP-2

Kết quả cho thấy vận chuyển dầu RP-3 theo tuyến đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 không làm giảm tốc độ lắng đọng paraffin trong ống. Sau khoảng 30 ngày vận hành, tổn thất áp suất vận chuyển dầu trong đường ống đã tăng từ 5 - 6at lên đến 10at (tốc độ tăng áp suất khoảng 0,13 - 0,15at/ngày đêm). Nguyên nhân tăng áp suất trong đường ống này cũng do đặc thù tính chất lưu biến của dầu và có sự lắng đọng paraffin mềm bên trong ống. Kết quả mô hình hóa tính toán tổn thất thủy lực xác định lượng lắng đọng paraffin trong đường ống dẫn dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 (Bảng 4). Lưu lượng bơm dầu trong tính toán mô phỏng là 3.150m³/ngày đêm.

Kết quả cho thấy rằng: nếu tổn thất áp suất khi vận chuyển dầu đạt tới 10at, có nghĩa là trong đường ống đã hình thành lớp lắng đọng dày 30mm và lượng lắng đọng paraffin mềm đạt đến 1.070m³.

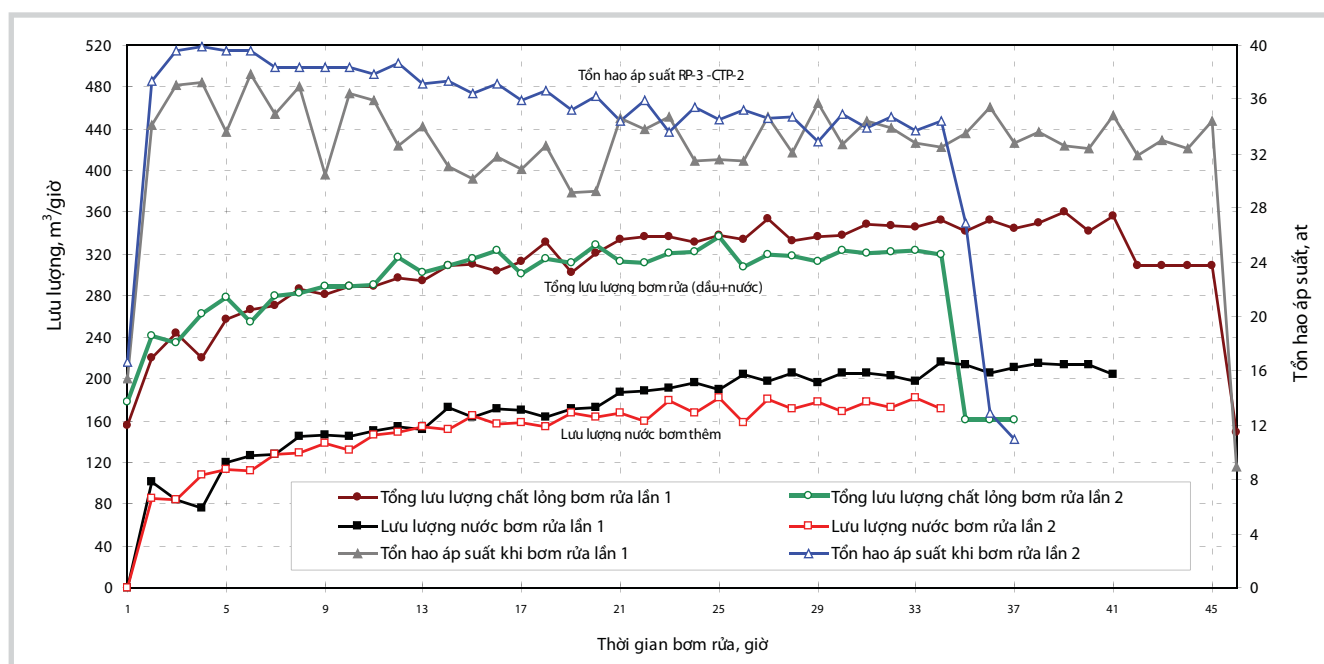
Để tẩy rửa lớp lắng đọng paraffin này, đường ống đã được tẩy rửa bằng cách bơm thêm một lượng nước biển nhằm tăng vận tốc dòng chảy trong ống. Hình 8 cho thấy,



Hình 9. Động thái làm việc của đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 trong vận chuyển dầu từ mỏ Rông sang mỏ Bạch Hồ

Bảng 4. Dự đoán lắng đọng paraffin mềm trong ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3

Chiều dày lắng đọng (mm)	Tổn hao áp suất (at)	Thể tích lớp paraffin (m ³)	Thể tích ống còn lại (m ³)
0	4,6	0	3.370
5	4,9	193	3.170
10	5,4	380	2.990
20	7,0	737	2.633
30	9,8	1.070	2.300



Hình 10. Các thông số bơm rửa đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-2

sau khi bơm rửa bằng nước biển, áp suất vận chuyển dầu trên ống đứng tại RP-3 đã giảm xuống 11at, như vậy tổn hao áp suất trong đường ống RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 sau khi bơm rửa đã trở lại gần như giá trị ban đầu. Điều này chứng tỏ phần lớn lượng paraffin lắng đọng trong đường ống đã được đẩy ra. Quá trình bơm rửa nước biển vào đường ống vận chuyển dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 được mô tả trong Hình 10.

Hình 9 mô tả các thông số hai lần rửa đường ống vận chuyển dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2, mỗi lần cách nhau hơn 30 ngày. Kết quả cho thấy, dùng nước biển rửa đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 hiệu quả hơn hẳn đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-3 → CTP-2. Khi bắt đầu tiến hành bơm nước, áp suất tại ống đứng trên RP-3 đạt đến 37at, tổng lưu lượng dầu và nước chỉ đạt khoảng 200 - 220m³/giờ. Sau 24 giờ bơm rửa, lưu lượng dầu và nước trong ống đã đạt mức 300 - 320m³/giờ, trong khi áp suất tại ống đứng RP-3 lại giảm từ 37at xuống còn 32at. Như vậy, khả năng tẩy rửa lớp lắng đọng paraffin trong đường ống bọc cách nhiệt hơn hẳn đường ống không bọc cách nhiệt, có thể do đường ống không bọc cách nhiệt có quá nhiều cấp đường kính khác nhau và nhiều đoạn ống đứng (8 đoạn), trong khi đường ống bọc cách nhiệt đoạn RP-3 → PLEM(FSO-3) đường kính 325mm còn đoạn sau PLEM(FSO-3) → CTP-3 đường kính 426mm và hai đoạn ống đứng. Sau khi rửa bằng nước biển lần thứ 2, tổn thất áp suất vận chuyển dầu trong ống RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 tăng lên đến 11 - 12at sau đó ổn định. Nguyên nhân

là do lưu lượng dòng dầu trong đường ống tăng lên đến 4.500m³/ngày đêm. Tốc độ dòng chất lỏng trong đường ống đạt 0,8 - 1m/s, tốc độ tối ưu cho việc tẩy rửa các lớp lắng đọng paraffin mềm trong đường ống dẫn dầu. Như vậy, sử dụng đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 đã thực hiện được liên tục quá trình vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ với việc sử dụng condensate hàm lượng khoảng 7% và định kỳ tẩy rửa lắng đọng paraffin bằng cách bơm thêm nước biển vào đường ống.

4. Kết luận

Dầu khai thác ở các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Vietsovpetro là loại dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao so với nhiệt độ môi trường bên ngoài. Thu gom và vận chuyển dầu này bằng đường ống ngầm dưới đáy biển sẽ gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề lắng đọng paraffin.

Xử lý dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ đã tách khí bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc sẽ làm tăng tính lưu biến của dầu, có thể đảm bảo an toàn khả năng vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm dưới biển từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng và hạn chế hiện tượng lắng đọng paraffin trong ống. Nhiệt độ xử lý dầu đã tách khí bằng hóa phẩm đạt hiệu quả cao ở nhiệt độ không nhỏ hơn 65°C (lớn hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin khoảng 5 - 10°C).

Sử dụng condensate hàm lượng 7 - 10% sẽ làm giảm đáng kể nhiệt độ đông đặc và độ nhớt của dầu RP-3 mỏ Rồng, có thể đảm bảo khả năng vận chuyển dầu mỏ Rồng

từ RP-3 sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt. Tuy nhiên, vận chuyển dầu nhiều paraffin từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt hoặc không bọc cách nhiệt đều có vấn đề nghiêm trọng do lắng đọng paraffin mềm trong ống. Nguyên nhân do:

- Xử lý dầu bằng cách bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào dòng hỗn hợp dầu khí của giếng đạt hiệu quả không cao bằng xử lý dầu đã tách khí, thời gian phục hồi cấu trúc của dầu nhanh;

- Nhiệt độ xử lý dầu của các giếng từ tất cả các công trình khai thác ở mỏ Rồng thấp hơn nhiều so với nhiệt độ xử lý dầu ở mỏ Bạch Hổ.

Sử dụng nước biển có khả năng tẩy rửa sạch paraffin lắng đọng trong đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2, phục hồi được công suất vận hành đường ống ban đầu và tốt hơn nhiều so với đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2.

Lưu lượng dầu trong đường ống dẫn dầu không thấp hơn 3.800m³/ngày đêm (vận tốc chất lỏng trong đường ống khoảng 0,8-1,2m/s) sẽ hạn chế được lắng đọng paraffin trong đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2. Trong trường hợp ngược lại, lắng đọng paraffin sẽ tăng nhanh.

Tài liệu tham khảo

1. G.P.Van Engelen, C.L.Kaul, B.Vos, H.P.Aranha. *Study of flow improvers for transportation of Bombay High crude oil through submarine pipelines*. Journal of Petroleum Technology. 1981; 33(12): p. 2539 - 2544.
2. Phung Dinh Thuc, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P.Vygovskoy. *The problem in transportation of high waxy crude oils through submarine pipeline at JV "Vietsovpetro" oil fields, offshore Vietnam*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42(6): p.15 - 18.
3. Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Ha Van Bich. *Complexity and technological solution in gathering, processing and transporting high wax crude oil of the Rong field*. Petrovietnam Review. 2000; 4: p. 16 - 21.
4. Nguyen Thuc Khang, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, Albert Akhmadeev. *Increase of the efficiency and safety of highly paraffin crude oil transportation of Vietsovpetro offshore oilfields*. Forum Proceeding 7 International Conference, St. Petersburg. 2007: p. 184 - 186.
5. Tong Canh Son, A.G.Akhmadeev, Le Dinh Hoe, S.A.Ivanov. *Transportation of high paraffinic oil produced in offshore oilfield of JV "Vietsovpetro"*. Oil Industry, Moscow. 2008; 6: p. 34 - 36.

Experience of high waxy crude transportation through submarine pipeline in "Vietsovpetro" offshore oil fields

Tong Canh Son, Le Dinh Hoe
Vietsovpetro

Summary

At present, Vietsovpetro is operating a number of offshore oil fields in Vietnam, namely Bach Ho, Rong, Gau Trang and Tho Trang. Crude oil produced from those fields has a wax content ranging between 17-29% by weight, and a high pour point temperature of 29-36°C. Wellhead temperature of crude is very low. The transportation of crude oil with high wax content through long-distance submarine pipelines built without thermal insulation can cause many serious problems. The heat loss due to the sharp temperature gradient between the crude and the environment results in the crystallisation of wax in the crude, with a subsequent wax deposition on the walls of the pipeline, which leads to reduction of the actual pipeline diameter, higher pressure drops, and the formation of gelled interlocking structure of wax crystals in the pipeline, leading to shutdowns.

This paper will describe the characteristic complexities of Bach Ho and Rong crude oil and some experiences in gathering, processing and transporting high wax crude through submarine pipeline. The safe and continuous pipeline operation from Bach Ho to Rong and vice versa plays an important role in the operation of Vietsovpetro's oil and gas fields and contributes significantly to the achievement of Petrovietnam's annual production plans.

Key words: Wax deposition, pour point temperature, viscosity, Bach Ho field.

PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ XẾP HẠNG TIÊU CHÍ THEO TRỌNG SỐ ĐỂ LỰA CHỌN NHÀ CUNG CẤP LNG

ThS. Nguyễn Vũ Thắng, ThS. Hà Thanh Hoa
ThS. Nguyễn Thu Hà
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: thangnv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Thị trường LNG tăng trưởng mạnh trong 2 thập kỷ qua do nhu cầu tiêu thụ tăng nhanh, đạt trên 258 triệu tấn/năm (2014). Ngoài các nước nhập khẩu truyền thống như Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan... đã có thêm nhiều quốc gia khác trên thế giới nhập khẩu LNG để đáp ứng nhu cầu năng lượng trong nước. Nguồn cung cấp ngày càng đa dạng khi có thêm nguồn cung mới từ Mỹ, Qatar, Australia... Việt Nam đang triển khai nhập khẩu LNG (dự án LNG Thị Vải và Sơn Mỹ) để phát triển các dự án điện và cung cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp. Tuy nhiên, công tác này đang gặp nhiều khó khăn do sự thay đổi nguồn cung LNG, công thức giá, năng lực của nhà cung cấp và các điều kiện khác. Bài báo giới thiệu phương pháp đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng số để lựa chọn nhà cung cấp LNG cho Việt Nam.

Từ khóa: Lựa chọn nhà cung cấp, phương pháp đánh giá tiêu chí, LNG.

1. Phương pháp lựa chọn nhà cung cấp

Việc lựa chọn nhà cung cấp xuất phát từ nhu cầu và được thể hiện qua việc đặt hàng với nhà cung ứng đã lựa chọn. Vai trò của chức năng cung ứng là cung cấp hàng hóa cho khách hàng: vào thời điểm mong muốn, chất lượng mong muốn; với số lượng mong muốn (không quá nhiều, cũng không quá ít); với chi phí ít nhất. Để đánh giá năng lực của đơn vị cung cấp cần xem xét các tiêu chí như trong Bảng 1.

Dawei (2011) đã đưa ra 2 phương pháp lựa chọn nhà cung cấp:

- Phương pháp thứ 1: Đánh giá theo tiêu chí đơn giản "categorical method". Phương pháp này đưa ra các tiêu chí đánh giá về chất lượng, dịch vụ và khả năng phân phối, sau đó đánh giá từng nhà cung cấp Tốt (+),

Xấu (-), hoặc Trung bình (o). Tổng hợp kết quả đánh giá các nhà cung cấp theo tiêu chí đơn giản (Bảng 2), sẽ lựa chọn nhà cung cấp có nhiều tiêu chí được đánh giá tốt (+). Phương pháp này rất dễ sử dụng và không đòi hỏi quá nhiều số liệu, thích hợp cho việc đánh giá các tiêu chí định tính. Tuy nhiên, kết quả không phải lúc nào cũng chính xác do phương pháp này chỉ đánh giá trọng lượng giống nhau, trong khi mỗi tiêu chí lại có tầm quan trọng khác nhau.

- Phương pháp thứ 2: Đánh giá tiêu chí theo trọng số "weighted criterial method". Phương pháp này khắc phục nhược điểm của phương pháp trên, các tiêu chí được xếp hạng với sự điều chỉnh trọng số cho từng tiêu chí. Giá trị trọng số phản ánh tầm quan trọng tương đối của một tiêu chí. Tổng của giá trị trọng số thường là 1 hằng số. Tiến hành chấm điểm theo trọng số cho các nhà

Bảng 1. Các tiêu chí để đánh giá năng lực của đơn vị cung cấp

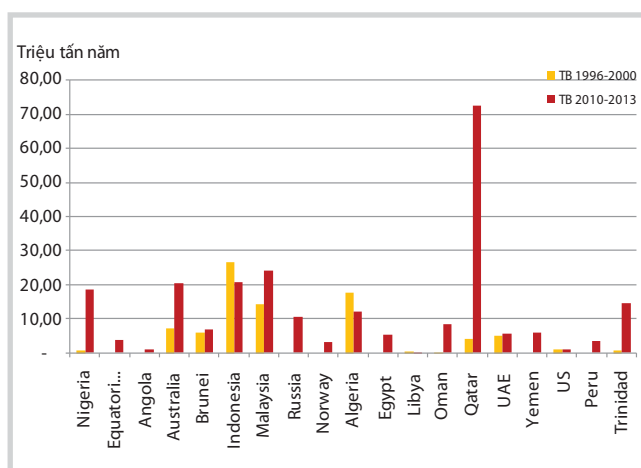
Lĩnh vực	Các quyết định liên quan
Sản xuất	Sản phẩm được sản xuất khi nào và số lượng bao nhiêu?
Dự trữ sản phẩm	Hàng tồn trữ ở mỗi giai đoạn? Khả năng cung cấp hàng trong tương lai
Địa điểm	Nơi nào có điều kiện thuận lợi trong sản xuất và tồn trữ hàng hóa?
Vận tải	Hàng tồn kho được vận chuyển từ nơi cung ứng đến nơi khác bằng cách nào?
Kinh nghiệm cung cấp	Số lượng khách hàng, số lượng hợp đồng đã ký.
Năng lực sản xuất	Cơ sở hạ tầng phục vụ cho sản xuất (kho chứa, nguồn cung ứng nguyên vật liệu), chi phí sản xuất.
Điều kiện khác	Các điều khoản cung cấp hàng, giao hàng, giá ...

Bảng 2. Mô tả phương pháp đánh giá tiêu chí đơn giản

TT	Tên nhà cung cấp	Tiêu chí 1	Tiêu chí 2	Tiêu chí 3	...	Tiêu chí m
1	Nhà cung cấp 1	+	+	O		+
2	Nhà cung cấp 2	-	O	-		-
...	...					
n	Nhà cung cấp n	+	O	O		O

Bảng 3. Mô tả phương pháp đánh giá tiêu chí theo trọng số

TT	Nhà cung cấp	Tiêu chí 1	Tiêu chí 2	Tiêu chí 3	...	Tiêu chí m	Tổng điểm
	Trọng số quan trọng	Y1	Y2	Y3	...	Y _i	
1	Nhà cung cấp 1	X11	X12	X13	X14	X15	$\sum_{j=1}^m X1j \times Yj$
2	Nhà cung cấp 2	X21	X22	X23	X24	X25	$\sum_{j=1}^m X2j \times Yj$
...	...						
n	Nhà cung cấp n	Xn1	Xn2	Xn3	Xn4	Xn5	$\sum_{j=1}^m Xnj \times Yj$



Nguồn: PFC Energy Global LNG Trade Data, 2014

Hình 1. Khối lượng xuất khẩu LNG của các quốc gia trước và sau năm 2010

cung cấp liên quan tới từng tiêu chí và tính điểm của từng nhà cung cấp (Bảng 3). Nhà cung cấp có điểm cao nhất sẽ được chọn. Việc đánh giá trọng số cho từng tiêu chí đã trở thành phương pháp đáng tin cậy trong việc lựa chọn nhà cung cấp. Để triển khai phương pháp này, cần thực hiện các bước sau:

+ Xây dựng danh mục các nhà cung cấp gồm: đơn vị sản xuất, đại lý, các nhà bán buôn, bán lẻ;

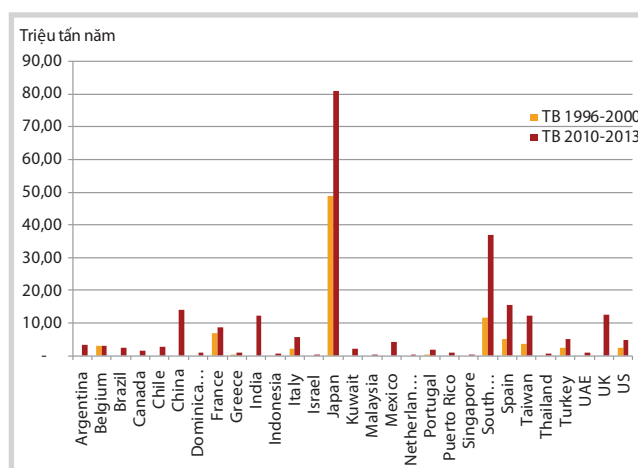
+ Xây dựng tiêu chí đánh giá lựa chọn nhà cung cấp và xác định trọng số quan trọng của các tiêu chí. Tùy theo đặc thù của hoạt động cung cấp của sản phẩm và yêu cầu của đơn vị nhập khẩu sẽ xác định được tiêu chí và mức độ quan trọng của mỗi tiêu chí;

+ Đánh giá, chấm điểm cho các nhà cung cấp.

Đánh giá nhà cung cấp được tổng quát hóa trong bảng ma trận sau:

Có n nhà cung cấp i, đánh giá theo m tiêu chí j. Nhà cung cấp i đánh giá theo tiêu chí j sẽ có điểm là X_{ij} . Mỗi tiêu chí có trọng số quan trọng là Y_j .

+ Nhà cung cấp có điểm xếp hạng cao, sẽ được lựa chọn



Nguồn: BP Statistical Review of World Energy, 6/2014

Hình 2. Khối lượng nhập khẩu LNG của các quốc gia trước và sau năm 2010

$$Max_i = \sum_{j=1}^m (X_{ij} \times Y_j)$$

Tùy theo đặc điểm hoạt động cung cấp sản phẩm, sẽ sử dụng phương pháp lựa chọn nhà cung cấp thích hợp.

Phương pháp đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng số được vận dụng để lựa chọn nhà cung cấp LNG như sau:

2. Đặc điểm của hoạt động cung cấp LNG

2.1. Sự biến động nguồn cung cấp và nhu cầu nhập khẩu

Nguồn cung cấp LNG cho khu vực châu Á chủ yếu từ Trung Đông (Qatar, Yemen, Oman), ngoài ra còn có Liên bang Nga, Brunei, Malaysia, Indonesia, Nigeria. Trong thời gian qua, nguồn cung cấp LNG có sự biến động rất lớn. Một số quốc gia có nguồn cung khí tăng mạnh như Qatar, Nigeria, Australia, Liên bang Nga, Oman, Mỹ (từ các mỏ khí đá phiến)...

Châu Á là khu vực nhập khẩu LNG lớn nhất thế giới với lượng giao dịch trung bình chiếm 66% tổng thương mại thế giới giai đoạn 2003 - 2013. Các quốc gia nhập khẩu chính trong khu vực gồm: nhóm 3 nước nhập khẩu truyền thống (JKT) là Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan, chiếm 83% thị phần khu vực năm 2013; nhóm nước mới nổi Trung

Quốc và Ấn Độ chiếm 15% thị phần khu vực năm 2013 và đang tiếp tục tăng trưởng; nhóm nước mới tham gia thị trường nhập khẩu và bắt đầu nhập khẩu những lô hàng LNG đầu tiên trong năm 2013 là Malaysia và Singapore. Xu thế nhập khẩu LNG sẽ tiếp tục biến động trong thời gian tới khi các quốc gia nhập khẩu LNG truyền thống thay đổi chính sách năng lượng, đồng thời có thêm nhiều quốc gia tham gia nhập khẩu để bổ sung nguồn năng lượng.

Do biến động rất lớn về nguồn cung và nhu cầu LNG trên thế giới (Hình 1 và 2), nên yêu cầu ổn định nguồn cung là tiêu chí rất quan trọng trong việc lựa chọn nguồn nhập khẩu LNG.

2.2. Khoảng cách và năng lực vận chuyển LNG

Nguồn cung LNG tập trung chính ở các nước thuộc khu vực Trung Đông, Bắc Mỹ, Australia và Liên bang Nga. Trong đó, Mỹ là nguồn cung LNG tiềm năng nhất với nguồn cung cấp từ khí đá phiến. Nguồn cung này sẽ thay đổi dòng thương mại LNG tại khu vực Bắc Mỹ, chuyển từ nhập khẩu sang xuất khẩu LNG (khoảng 54,5 triệu tấn vào năm 2020) và đóng góp thị phần tương đối lớn trong tổng nguồn cung. Với đặc thù khoảng cách vận chuyển LNG từ các nguồn cung đến các quốc gia nhập khẩu rất khác nhau (Hình 3), khoảng cách vận chuyển và năng lực vận chuyển là một tiêu chí để đánh giá nhà cung cấp. Tuy nhiên, với sự phát triển của các tàu vận chuyển LNG quy mô lớn, giá thành đơn vị vận chuyển LNG giảm xuống đáng kể, do vậy tiêu chí vận chuyển không phải là yếu tố then chốt trong việc chọn nhà cung cấp.

2.3. Công thức giá LNG

Trên thế giới có 2 công thức giá tham chiếu phổ biến là theo giá dầu và giá khí.

Giá tham chiếu theo giá dầu (oil linked price) là phương pháp được sử dụng trên thị trường khi không tồn tại mô hình giá khí cạnh tranh để định giá được giá khí thiên nhiên.

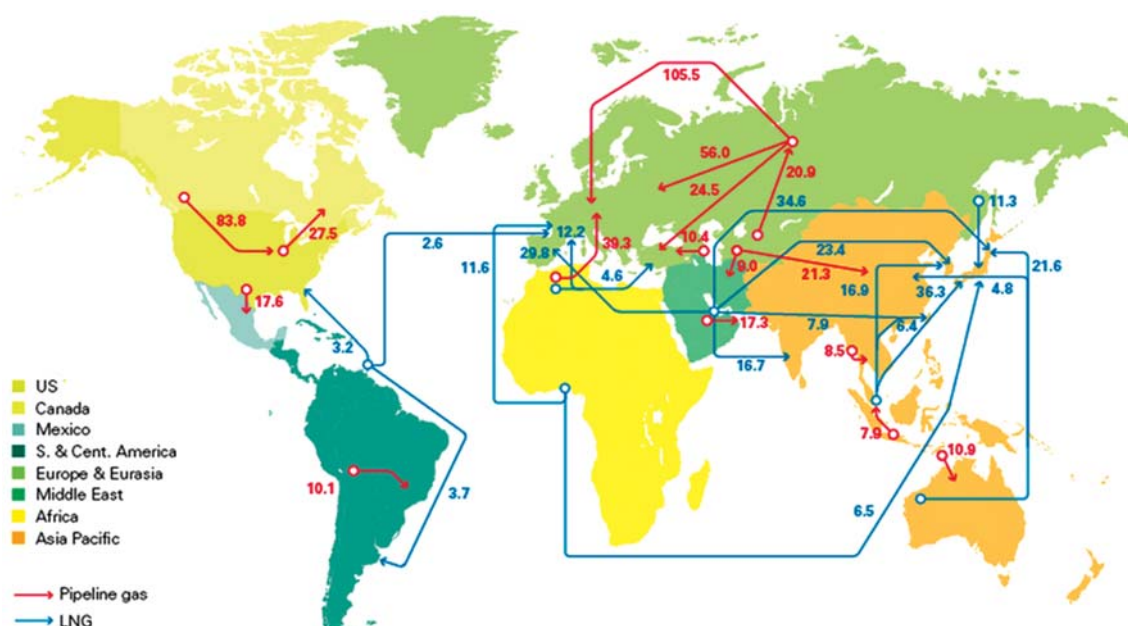
Công thức giá LNG tham chiếu theo giá dầu được tính như sau:

Giá LNG = Yếu tố ngang bằng giá dầu x Giá dầu thô + beta

Trong đó:

- Yếu tố ngang bằng giá dầu: Dao động trong khoảng 0,1 - 0,18;
- Giá dầu thô: Giá JCC/ICP/Brent;
- Beta: Chi phí vận chuyển.

Đa số các giao dịch đều tham chiếu theo giá dầu thô. Tại châu Á, giá LNG được tham chiếu theo giá dầu, được hình thành trong các hợp đồng của Nhật Bản sau cuộc khủng hoảng dầu đầu tiên năm 1973. Giá dầu được tham chiếu là JCC (the Japanese custom cleared crude oil price), giá trung bình của giá dầu thô nhập khẩu mỗi tháng và được công bố bởi Bộ Tài chính Nhật Bản. Ngoài ra, một số hợp đồng ở châu Á đã tham chiếu theo giá dầu thô Brent giúp người mua và người bán quyền lựa chọn giá dầu Brent - được giao dịch một cách rộng rãi để quản lý rủi ro giá.



Nguồn: PFC Energy Global LNG Trade Data, 2014

Hình 3. Sơ đồ luồng giao dịch LNG

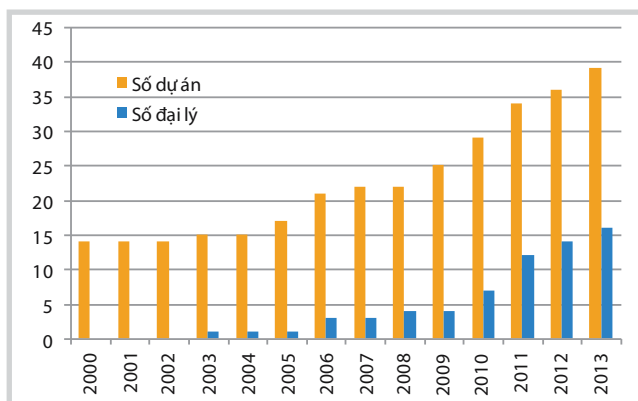
Công thức giá LNG tham chiếu theo giá khí được sử dụng trên thị trường khi tồn tại mô hình giá khí cạnh tranh để định giá được giá khí thiên nhiên. Giá khí được mua bán tại các trung tâm mua bán khí nhân với tỷ lệ (%) nhất định và cộng chi phí khác. Giá LNG được tham chiếu theo giá khí được giao dịch trên các trung tâm mua bán khí (thị trường cạnh tranh) như: Henry Hub (Mỹ), National Balancing Point (Anh), Zeebrugge (Bỉ) và Title Transfer Facility TTF (Hà Lan). Tuy nhiên, National Balancing Point và Henry Hub chủ yếu đóng vai trò trong việc định giá LNG giao ngay hoặc ngắn hạn tại thị trường ngoài Mỹ và Tây Bắc châu Âu, bao gồm cả châu Á. Công thức tính theo tỷ lệ (%) tham chiếu: Henry Hub x 115% ± hằng số (chi phí hóa lỏng, lợi nhuận).

Trước năm 1995, chưa có hợp đồng mua bán LNG nào được ký theo công thức giá khí (100% theo tham chiếu giá dầu). Đến năm 1996, hợp đồng mua bán LNG theo công thức giá khí xuất hiện. Số lượng hợp đồng theo công thức giá khí chỉ chiếm tỷ lệ từ 1 - 2%. Chủ yếu các hợp đồng này cung cấp cho các nước khu vực châu Mỹ như Chile, Mỹ, Puerto Rico, Argentina từ nguồn Trinidad và Tobago, Agleria, Nigeria, Qatar. Với sự xuất hiện khí đá phiến, LNG được xuất khẩu từ khu vực Bắc Mỹ đều tham chiếu đến giá khí Henry Hub. Trong giai đoạn 2010 - 2013, tỷ lệ hợp đồng của khu vực châu Á tham chiếu đến công thức giá khí Henry Hub đã chiếm đến 18%, so với tỷ lệ theo giá dầu 82%.

Công thức giá có tác động lớn đến giá trị của hợp đồng, do vậy có tác động lớn đến quyết định lựa chọn nhà cung cấp LNG. Các nhà cung cấp cho sử dụng nhiều công thức giá sẽ thuận lợi hơn cho các đơn vị nhập khẩu.

2.4. Hình thức mua LNG qua dự án và đại lý

Trước năm 2000, mô hình mua bán LNG duy nhất trên thế giới là mua bán trực tiếp từ dự án. Các công ty khí và điện mua LNG từ các nhà cung cấp LNG (chủ mỏ khí và



Nguồn: PFC Energy Global LNG Trade Data, 2014

Hình 4. Số lượng dự án và đại lý tham gia giao dịch LNG trong giai đoạn 2000 - 2013

sở hữu các nhà máy hóa lỏng khí). Bên bán phát triển các mỏ khí và xây dựng các nhà máy hóa lỏng khí, đảm bảo nguồn cung khí dưới hình thức hợp đồng dài hạn. Bên mua chịu trách nhiệm xây dựng và vận hành kho cảng nhận LNG, phát triển thị trường tiêu thụ khí.

Sau năm 2000, hình thức mua bán LNG gián tiếp được thực hiện bởi các đại lý (aggregator). Các đại lý thường là các công ty lớn có tiềm lực tài chính mạnh, đầu tư mua công suất tàu vận chuyển, cam kết mua công suất tại kho cảng tiếp nhận LNG và ký hợp đồng ngắn hạn (dưới 2 năm), trung hạn (2 đến 7 năm) và dài hạn (trên 7 năm) để mua LNG từ nhà sản xuất. Đại lý sẽ ký hợp đồng với người mua và sử dụng công suất tàu của họ để chuyển LNG từ người bán đến người mua. Khi ký hợp đồng với các đại lý, người mua có quyền tiếp cận với một "danh mục dự án LNG" rất đa dạng. Đại lý sẽ cam kết cung cấp khối lượng hợp đồng nhưng không cần chỉ rõ sẽ mua LNG từ dự án cụ thể nào. Nguồn cung của người mua được đảm bảo hơn khi được quyền tiếp cận với nhiều nguồn LNG. Nếu có vấn đề về sản lượng của một dự án, đại lý sẽ lấy LNG từ dự án khác để cung cấp cho người mua. Hình thức mua qua đại lý càng trở nên phổ biến và chiếm tỷ trọng lớn dần trong danh mục các nhà cung cấp (Hình 4).

Do đặc thù của nhà cung cấp LNG gồm 2 loại từ dự án và đại lý. Do vậy việc xem xét lựa chọn nhà cung cấp cần xem xét cả hình thức cung cấp từ đại lý và cung cấp từ dự án.

Theo đặc thù của hoạt động cung cấp LNG, phương pháp đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng số sẽ phù hợp hơn trong việc lựa chọn nhà cung cấp LNG.

3. Đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng số để lựa chọn nhà cung cấp LNG

3.1. Lập danh sách các đại lý/dự án cung cấp LNG

Theo thống kê của PFC đến năm 2014, trên thế giới có 171 dự án LNG (84 dự án đã triển khai và 77 dự án sắp

Bảng 4. Số lượng dự án LNG ở một số quốc gia lớn

TT	Tên quốc gia	Số dự án LNG đang triển khai	Số dự án LNG đã ký	Số dự án chưa ký
1	US	28	10	18
2	Australia	26	11	15
3	Canada	14	4	10
4	Nigeria	11	4	7
5	Papua New Guinea	8	2	6
6	Indonesia	9	5	4

Nguồn: PFC Energy Global LNG Trade Data 2014

Bảng 5. Danh mục đại lý LNG

TT	Tên nhà cung cấp	TT	Tên nhà cung cấp	TT	Tên nhà cung cấp
1	BP	8	Mitsubishi	15	Exxon Mobil
2	Gas Natural Fenosa	9	TOTAL	16	ConocoPhillips
3	Shell	10	Vitol	17	Mitsui
4	GDF SUEZ	11	Marubeni	18	Sojitz
5	Eni	12	Sumitomo	19	Itochu
6	BG Group	13	Chevron	20	Woodside
7	Gazprom	14	Statoil	21	Stream

Bảng 6. Khung chấm điểm lựa chọn đại lý LNG

	Tiêu chí	Căn cứ đánh giá điểm			Trọng số quan trọng
		Điểm 3	Điểm 2	Điểm 1	
1	Công suất dư thừa	Công suất dư thừa của các nhà cung cấp gấp trên 3 lần so với nhu cầu của Việt Nam	Công suất dư thừa của các nhà cung cấp gấp 2 - 3 lần nhu cầu của Việt Nam	Công suất dư thừa của các nhà cung cấp thấp so với nhu cầu của Việt Nam	3
2	Tính đa dạng của nguồn cung	Có trên 8 nguồn cung cấp từ các dự án hoặc tham gia góp vốn lớn	Có từ 3 - 8 nguồn cung cấp từ các dự án hoặc tham gia góp vốn	Có ít hơn 3 nguồn cung cấp từ các dự án hoặc tham gia góp vốn	1
3	Khả năng vận chuyển	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn trên 8 phương tiện vận chuyển	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn vào từ 3 - 8 phương tiện vận chuyển	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn vào ít hơn 3 phương tiện vận chuyển	1
4	Kinh nghiệm đầu tư vào hạ nguồn	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn trên 8 kho/trạm tái hóa khí	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn từ 3 - 8 kho/trạm tái hóa khí	Sở hữu hoặc tham gia góp vốn vào ít hơn 3 kho/trạm tái hóa khí	1
5	Khả năng linh hoạt với thị trường	Có trên 3 hợp đồng có điều khoản linh hoạt theo cả liên kết giá khí	Có từ 1 - 3 hợp đồng có điều khoản liên kết giá khí	Hợp đồng chỉ theo liên kết dầu	2
6	Kinh nghiệm tham gia với nước mới nhập khẩu LNG	Đã ký trên 3 hợp đồng với nước mới nhập khẩu LNG	Đã ký từ 1 - 3 hợp đồng với nước mới nhập khẩu LNG	Chưa ký hợp đồng nào với nước mới nhập khẩu LNG	2

triển khai). Trong đó, Mỹ, Australia, Canada có nhiều dự án LNG nhất (Bảng 4). Ngoài ra, có 21 đại lý cung cấp LNG lớn (Bảng 5).

3.2. Xây dựng tiêu chí và đánh giá mức độ ưu tiên của các đại lý/dự án

Căn cứ vào đặc thù của hoạt động cung cấp LNG có thể xây dựng các tiêu chí đánh giá và trọng số ưu tiên (mức độ quan trọng) của các tiêu chí.

- Tiêu chí chọn đại lý được xác định như sau:

+ Công suất dư thừa của đại lý = Khối lượng sở hữu của đại lý (equity) + Khối lượng của đại lý mua từ dự án (offtake) - Khối lượng của đại lý đã cam kết bán cho khách hàng: triệu tấn LNG/năm;

+ Tính đa dạng của nguồn cung từ đại lý = Số lượng dự án do đại lý sở hữu + Số lượng dự án do đại lý mua;

+ Khả năng vận chuyển của đại lý = Số lượng và tổng công suất phương tiện vận chuyển của đại lý;

+ Kinh nghiệm đầu tư vào hạ nguồn của đại lý = Số lượng và tổng công suất dự án tái hóa khí của đại lý;

+ Khả năng linh hoạt với thị trường của đại lý = Số lượng hợp đồng theo các công thức giá dầu và khí của đại lý;

+ Kinh nghiệm với nước mới nhập khẩu LNG của đại lý = Số lượng hợp đồng ký với các nước mới nhập khẩu LNG của đại lý;

- Tiêu chí chọn dự án được xác định như sau:

+ Công suất dư thừa từ dự án = Khối lượng sở hữu (equity) + Khối lượng mua từ dự án (offtake) - Khối lượng đã cam kết bán cho khách hàng từ dự án: triệu tấn LNG/năm;

+ Tính đa dạng của nguồn cung từ dự án = Số lượng dây chuyền sản xuất LNG (train) đã hoàn thành + Số dây chuyền đang triển khai + Số dây chuyền sẽ thực hiện của dự án;

+ Mức độ hoàn thành của Dự án = Số lượng dây chuyền của dự án đã hoàn thành;

Bảng 7. Khung chấm điểm lựa chọn dự án LNG

TT	Tiêu chí	Căn cứ đánh giá điểm			Trọng số quan trọng
		Điểm 3	Điểm 2	Điểm 1	
1	Công suất dư thừa	Công suất dư thừa của dự án gấp trên 3 lần nhu cầu nhập khẩu của Việt Nam	Công suất dư thừa của dự án gấp từ 2 - 3 lần nhu cầu nhập khẩu của Việt Nam	Công suất dư thừa của dự án thấp hơn nhu cầu nhập khẩu của Việt Nam	3
2	Tính đa dạng của nguồn cung	Có trên 6 dây chuyển sản xuất LNG trong dự án	Có từ 3 - 5 dây chuyển sản xuất LNG trong dự án	Có dưới 3 dây chuyển sản xuất LNG trong dự án	1
3	Khoảng cách vận chuyển về Việt Nam	Dưới 5.000km	Từ 5.000 - 10.000km	Trên 10.000km	1
4	Mức độ hoàn thành của dự án	Đã hoàn thành trên 3 dây chuyển sản xuất LNG	Đã hoàn thành từ 2 - 3 dây chuyển sản xuất LNG	Đã hoàn thành $\leq$ 1 dây chuyển sản xuất LNG	1
5	Hiệu quả kinh tế của dự án	Chi phí hòa vốn dưới 7USD/triệu BTU	Chi phí hòa vốn từ 7 - 12USD/triệu BTU	Chi phí hòa vốn trên 12USD/triệu BTU	2
6	Kinh nghiệm cung cấp LNG	Có trên 8 hợp đồng cung cấp LNG đã được ký kết	Có từ 2 - 8 hợp đồng cung cấp LNG đã được ký kết	Có dưới 2 hợp đồng cung cấp LNG đã được ký kết	1

Bảng 8. Chấm điểm đại lý cung cấp LNG

TT	Tên nhà cung cấp	Công suất LNG dư thừa	Tính đa dạng của nguồn cung	Khả năng vận chuyển	Kinh nghiệm đầu tư hạ nguồn	Khả năng linh hoạt với thị trường	Kinh nghiệm với nước mới tham gia thị trường	Tổng điểm
Trọng số quan trọng		3	1	1	1	2	2	
1	Đại lý 1	2	3	3	3	3	2	25
2	Đại lý 2	3	2	3	3	3	2	27
3	Đại lý 3	3	2	2	2	2	2	23
...	...							
21	Đại lý 21	2	1	1	1	1	1	13

Bảng 9. Chấm điểm dự án cung cấp LNG

TT	Tên dự án	Công suất dư thừa	Tính đa dạng của nguồn cung	Khoảng cách vận chuyển về Việt Nam	Mức độ hoàn thành của dự án	Hiệu quả kinh tế của dự án	Kinh nghiệm cung cấp LNG	Tính điểm
Trọng số quan trọng		3	1	1	1	2	2	
1	Dự án 1	2	1	1	3	3	2	21
2	Dự án 2	2	1	1	3	3	1	19
3	Dự án 3	3	2	1	2	2	2	22
...	...							
171	Dự án T	2	2	1	3	3	2	22

- + Khoảng cách vận chuyển về Việt Nam (km) từ dự án;
- + Kinh tế dự án - Chi phí hòa vốn của dự án (theo số liệu của Wood Mackenzie và PFC Energy) = USD/triệu BTU;
- + Kinh nghiệm cung cấp LNG của dự án = Số lượng hợp đồng mà dự án LNG đã ký kết với khách hàng.

Chấm điểm chọn nhà cung cấp

Căn cứ vào các tiêu chí đã được xác định, có thể đánh

giá các đại lý/ nhà bán buôn theo điểm và trọng số ưu tiên (Bảng 6 - 7).

Sau khi đánh giá chấm điểm (Bảng 8 - 9), các dự án và đại lý có điểm cao hơn sẽ được ưu tiên lựa chọn vào danh sách các nhà cung cấp tiềm năng.

4. Kết luận

Phương pháp đánh giá xếp hạng tiêu chí theo trọng

số có thể áp dụng cho Việt Nam. Các tiêu chí đánh giá nhà cung cấp LNG bao gồm các tiêu chí về khả năng cung cấp, khả năng vận chuyển, khả năng linh hoạt về hợp đồng, kinh nghiệm tham gia thị trường LNG, hiệu quả kinh tế dự án và khoảng cách vận chuyển về Việt Nam là các tiêu chí quan trọng được dùng để đánh giá nhà cung cấp. Trong đó các tiêu chí khả năng cung cấp, kinh nghiệm cung cấp là các tiêu chí quan trọng cần được xem xét có trọng số ưu tiên cao hơn.

Theo phương pháp đánh giá trên, các đại lý Shell, BP, Chevron, Gazprom, Gas Natural Fenosa, Mitsubishi, GDF SUEZ và các dự án ở Mỹ, Canada, Qatar được ưu tiên lựa chọn làm nhà cung cấp tiềm năng cho Việt Nam.

Các đơn vị nhập khẩu trực tiếp trong quá trình đàm phán với các nhà cung cấp sẽ có các đề xuất về tiêu chí và trọng số đánh giá cụ thể cho các nhà cung cấp.

Tài liệu tham khảo

1. IHS/PFC Energy. *Competitor profile*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
2. Dawei Lu. *Fundamentals of supply chain management*. BookBoon Ltd and Ventus Publishing Aps. 2011: p. 83 - 91.
3. IHS/PFC Energy. *Existing LNG fleet database*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
4. IHS/PFC Energy. *GLNG market data sheet: Countries report*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
5. IHS/PFC Energy. *Global: Breakeven FOB costs*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
6. IHS/PFC Energy. *LNG liquefaction - project profile*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
7. B.Lyès, D.Hongwei, X.Xiaolan. *Supplier selection problem: selection criteria and methods*. INRIA Institute. LORIA France. 2003.
8. IHS/PFC Energy. *Market profile*. Global LNG Service (GLNG). 5/2014.
9. Viện Dầu khí Việt Nam, PFC Energy. *Hội thảo tác động của khí đá phiến vào thị trường LNG châu Á và chính sách nhập khẩu LNG ở Việt Nam (Impact of shale gas on Asian LNG & Vietnam's LNG import strategy)*. 12/5/2014.
10. Nguyễn Vũ Thắng và nnk. *Đánh giá tác động của shale gas đến thị trường LNG khu vực châu Á và đề xuất một số định hướng về triển khai khi nhập khẩu LNG cho PVN/PVGAS*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
11. Thủ tướng Chính phủ. *Công văn số 138/TTg-KTN v/v Đề án phát triển các dự án sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng tại Việt Nam*. 16/1/2013.
12. Bộ Công Thương. *Quyết định số 3022/QĐ-BCT v/v phê duyệt Đề án tổng thể phát triển chuỗi các dự án khí - điện sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng tại Sơn Mỹ, Bình Thuận*. 10/5/2013.

Method of weighted criteria evaluation to select LNG suppliers

Nguyen Vu Thang, Ha Thanh Hoa, Nguyen Thu Ha
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The LNG market has seen a remarkable growth in the last 20 years due to the rapidly increasing demand for natural gas which amounted to over 258mmtpa in 2014. In addition to the traditional LNG importing countries such as Japan, South Korea and Taiwan, there are more and more countries in the world importing LNG as an alternative energy source. Supplies are more diversified with new suppliers from the United States, Qatar, Australia and other countries. Vietnam is importing LNG (Thi Vai and Son My Terminals) for power stations and industrial users. However, the selection of suppliers is not an easy process since it involves the evaluation of supply capabilities, price formula, shipping distance and other conditions. This paper presents the method of weighted criteria evaluation to select LNG suppliers for Vietnam.

Key words: Supplier selection, criteria evaluation method, liquefied natural gas (LNG).

PHÁT HIỆN VÀ PHÂN LOẠI VẾT DẦU TRÊN BIỂN TỪ DỮ LIỆU ẢNH VỆ TINH ĐA PHỔ LANDSAT 7 ETM+

TS. Trịnh Lê Hùng
Học viện Kỹ thuật Quân sự
Email: trinhlehung125@mail.com

Tóm tắt

Sự cố tràn dầu gây ô nhiễm môi trường biển nghiêm trọng. Việc phát hiện sớm và phân loại vết dầu tràn trên biển là một vấn đề cấp bách, có ý nghĩa khoa học và thực tiễn cao. Ngoài dữ liệu viễn thám siêu cao tần, có thể sử dụng dữ liệu viễn thám quang học để phát hiện và phân loại vết dầu. Bài báo giới thiệu phương pháp xử lý ảnh vệ tinh đa phổ độ phân giải không gian trung bình Landsat 7 ETM+ trong phát hiện và phân loại vết dầu nhằm phục vụ việc giám sát và giảm thiểu thiệt hại do sự cố tràn dầu gây ra.

Từ khóa: Ảnh đa phổ, độ phân giải không gian, vết dầu, viễn thám quang học, Landsat, tỷ số ảnh, phân tích thành phần chính, phân loại.

1. Giới thiệu

Tư liệu viễn thám, trong đó chủ đạo là tư liệu viễn thám siêu cao tần có khả năng thu nhận ảnh trong mọi điều kiện thời tiết, cả ban ngày và ban đêm, được ứng dụng hiệu quả trong giám sát và ứng phó sự cố tràn dầu. Đây cũng là công cụ hiệu quả trong nghiên cứu môi trường biển nói chung và phân loại vết dầu nói riêng. Ảnh vệ tinh quang học do bản chất được thu nhận trong dải sóng nhìn thấy và hồng ngoại phù hợp với cảm nhận của con người, ít biến dạng về hình học, do đó được sử dụng rộng rãi trong nghiên cứu tài nguyên, môi trường. Với độ phân giải phổ rộng gồm nhiều kênh phổ, ảnh quang học thể hiện sự ưu việt trong quan sát lớp phủ mặt đất, sử dụng đất đai, giám sát và dự đoán thiên tai... Tuy nhiên, ảnh vệ tinh quang học cũng có nhược điểm: phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, thường có mây mù trên ảnh, thiếu thông tin về cấu trúc và độ gồ ghề của bề mặt. Các nghiên cứu của Robert S.Rand et al. (1992), Alireza Taravat, Fabio Del Frate (2012), Kolokoussis Polychronis et al. (2013) đã sử dụng dữ liệu ảnh quang học trong nghiên cứu ô nhiễm biển do sự cố tràn dầu [1 - 3]. Song đến nay số lượng các nghiên cứu tương tự còn ít. Trên cơ sở đó, tác giả đề xuất

phương pháp xử lý ảnh vệ tinh đa phổ độ phân giải trung bình Landsat 7 ETM+ để phân loại và phát hiện vết dầu trên biển.

2. Phát hiện và phân loại vết dầu trên biển từ dữ liệu ảnh Landsat 7 ETM+

2.1. Đặc điểm ảnh vệ tinh quang học Landsat 7 ETM+

Năm 1967, Tổ chức Hàng không và Vệ tinh Quốc gia (NASA) đã thực hiện chương trình nghiên cứu thăm dò tài nguyên trái đất (Earth Resources Technology Satellite - ERTS). Sau đó, chương trình này được đổi tên thành Landsat - các vệ tinh chuyên dùng để thăm dò tài nguyên trái đất. Landsat 1 được phóng thành công lên quỹ đạo từ năm 1972. Đến nay, có 8 thế hệ vệ tinh Landsat được phóng lên quỹ đạo (Bảng 1).

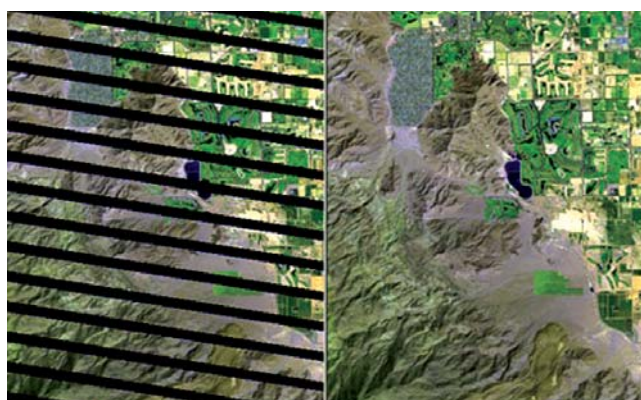
Landsat 7 sử dụng bộ cảm biến quang học ETM+ (Enhanced Thematic Mapper Plus), ghi lại năng lượng trong vùng nhìn thấy, hồng ngoại và hồng ngoại nhiệt của quang phổ. Landsat-7 được phóng lên quỹ đạo vào ngày 15/4/1999, cung cấp ảnh ở 8 kênh phổ, trong đó có 6 kênh đa phổ với độ phân giải không gian 30m, 1 kênh toàn sắc

Bảng 1. Các thế hệ vệ tinh Landsat

Vệ tinh	Ngày phóng	Ngày ngừng hoạt động	Bộ cảm biến
Landsat 1	23/6/1972	6/1/1978	MSS
Landsat 2	21/1/1975	25/2/1982	MSS
Landsat 3	5/3/1978	31/3/1983	MSS
Landsat 4	16/7/1982	15/6/2001	TM, MSS
Landsat 5	1/3/1984	5/6/2013	TM, MSS
Landsat 6	5/3/1993	Dừng hoạt động ngay khi phóng	ETM
Landsat 7	15/4/1999	Đang hoạt động	ETM+
Landsat 8	11/2/2013	Đang hoạt động	OLI, TIRS

Bảng 2. Đặc điểm ảnh vệ tinh đa phổ Landsat 7 ETM+

Kênh	Tên gọi	Bước sóng (μm)	Độ phân giải không gian (m)
1	Xanh lam (Blue)	0,459 - 0,515	30
2	Xanh lục (Green)	0,525 - 0,605	30
3	Đỏ (Red)	0,630 - 0,690	30
4	Cận hồng ngoại (NIR)	0,775 - 0,900	30
5	Hồng ngoại giữa (MIR)	1,550 - 1,750	30
6	Hồng ngoại nhiệt (TIR)	10,40 - 12,50	60
7	Hồng ngoại giữa (MIR)	2,090 - 2,350	30
8	Toàn sắc (Panchromatic)	0,520 - 0,900	15



Hình 1. Ảnh vệ tinh Landsat 7 ETM+ bị lỗi sọc và ảnh không bị lỗi

với độ phân giải 15m và 1 kênh hồng ngoại nhiệt ở độ phân giải 60m. Đặc điểm các kênh phổ của ảnh Landsat 7 được thể hiện trong Bảng 2.

Vệ tinh Landsat 7 ETM+ sau 4 năm đưa lên quỹ đạo đã bị lỗi sọc do gặp trục trặc về kỹ thuật SLC - Off (15/4/2003). Trục trặc này hiện vẫn chưa được khắc phục, làm giảm khả năng thu nhận thông tin quan sát trái đất khoảng 30% (Hình 1). Các thông tin này vẫn sử dụng được khi xử lý các vết sọc bằng thuật toán GapFill.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

2.2.1. Tiền xử lý ảnh Landsat 7 ETM+

Để phân loại vết dầu trên biển từ dữ liệu ảnh Landsat 7 ETM+, đầu tiên phải sửa lỗi sọc trên ảnh bằng thuật toán GapFill do NASA đưa ra [4]. Quá trình xử lý gồm 2 bước: (1) định dạng lại ảnh để có cùng kích thước; (2) sử dụng dữ liệu từ ảnh lấp để thay thế dữ liệu trống trên ảnh gốc. Trong quá trình định dạng lại, kênh hồng ngoại nhiệt (kênh 6) của ảnh sẽ được chuyển từ kích thước pixel 60m thành 30m. Việc sử dụng nhiều ảnh ghép sẽ giảm kích thước các khe hở của ảnh.

Ảnh sau khi được sửa lỗi sọc sẽ chuyển đổi giá trị số (digital number) sang giá trị bức xạ phổ (spectral radiance). Việc chuyển đổi giá trị số sang giá trị bức xạ giúp giảm thiểu sự khác biệt về phổ khi ghép các ảnh với nhau [5].

 Bảng 3. Giá trị L_{max} , L_{min} đối với các kênh phổ ảnh Landsat ETM+

Kênh	Tên kênh phổ	Bước sóng (μm)	L_{max}	L_{min}
1	Blue	0,45 - 0,515	191,600	-6,200
2	Green	0,525 - 0,605	196,500	-6,400
3	Red	0,63 - 0,69	152,900	-5,000
4	NIR	0,75 - 0,90	241,100	-5,100
5	MIR	1,55 - 1,75	31,060	-1,000
7	MIR	2,09 - 2,35	10,800	-0,350

Chuyển đổi giá trị số sang giá trị bức xạ phổ đối với ảnh Landsat 7 ETM+ được thực hiện như sau:

$$L_{\lambda} = \frac{L_{max} - L_{min}}{DN_{max} - DN_{min}} (DN - DN_{min}) + L_{min} \quad (1)$$

Trong đó:

L_{λ} : Giá trị bức xạ phổ;

L_{max} , L_{min} : Giá trị bức xạ phổ ứng với DN_{max} và DN_{min} ở kênh phổ (giá trị này được lấy từ file metadata trong dữ liệu ảnh Landsat);

DN_{max} : Giá trị số lớn nhất;

DN_{min} : Giá trị số nhỏ nhất.

Do ảnh Landsat 7 ETM+ được lưu trữ ở cấu trúc 8 bit tương ứng với 256 cấp độ độ xám, $DN_{max} = 255$, $DN_{min} = 1$ [5]. Giá trị L_{max} , L_{min} đối với ảnh đa phổ Landsat ETM+ được trình bày trong Bảng 3.

Giá trị bức xạ phổ nhận được trong bước 1 sẽ được sử dụng để xác định giá trị phản xạ phổ (reflectance). Giá trị phản xạ phổ đối với ảnh Landsat ETM+ được thực hiện như sau:

$$\rho = \frac{\pi \cdot L_{\lambda} \cdot d^2}{ESUN_{\lambda} \cdot \cos(\theta_s)} \quad (2)$$

Trong đó:

d: Khoảng cách thiên văn giữa trái đất và mặt trời, được xác định theo công thức: $d = (1,0 - 0,01674 \cdot \cos(0,9856(D-4)))$, ở đây D là thứ tự ngày trong năm.

L_s : Giá trị bức xạ phổ nhận được từ bước 1;

ESUN: Giá trị trung bình bức xạ quang phổ mặt trời (Bảng 2);

θ_s : Góc thiên đỉnh (được lấy trong file metadata ảnh Landsat) [5].

Để loại bỏ ảnh hưởng của điều kiện khí quyển đến chất lượng ảnh, tác giả sử dụng thuật toán “trừ đối tượng tối” (DOS - dark object subtract) nhằm chuyển giá trị phản xạ phổ về phản xạ bề mặt (surface reflectance). Phương pháp này dựa vào các điều kiện trên ảnh và “đối tượng đen” được ước tính từ giá trị thấp nhất của histogram trích dẫn từ mỗi kênh ảnh [1 - 3, 10].

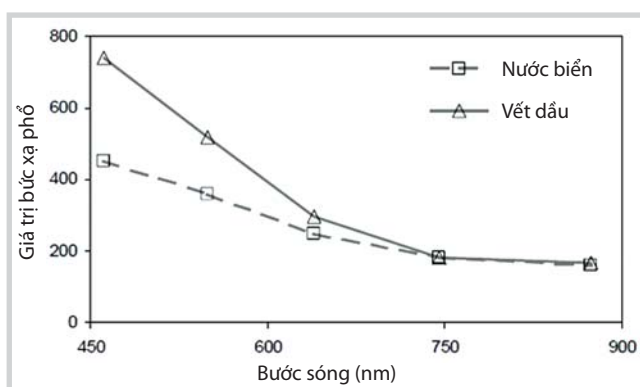
2.2.2. Phương pháp tỷ số ảnh và phân tích thành phần chính

- Phương pháp tỷ số ảnh (band rationing method)

Bản chất của phương pháp tỷ số ảnh là chia giá trị phản xạ phổ tại 2 kênh phổ mà vật thể phản xạ mạnh nhất và hấp thụ mạnh nhất bức xạ điện từ. Phương pháp này cho phép thể hiện các biến đổi nhỏ nhất trong đặc tính phổ của vật thể, từ đó có thể phân loại chính xác. Ưu điểm của phương pháp tỷ số ảnh là xử lý đơn giản, không mất nhiều thời gian tính toán như các phương pháp cổ điển (phân loại bằng các thuật toán thông dụng), nên được sử dụng rộng rãi trong việc xây dựng các chỉ số ảnh để phân loại đối tượng đặc trưng (thực vật, khoáng sản,...) hoặc

Bảng 4. Giá trị ESUN đối với các kênh phổ ảnh Landsat 7 ETM+

Kênh	Tên kênh phổ	Bước sóng (μm)	ESUN ($\text{watts/m}^2, \text{ster}, \mu\text{m}$)
1	Blue	0,45 - 0,515	1.997
2	Green	0,525 - 0,605	1.812
3	Red	0,63 - 0,69	1.533
4	NIR	0,75 - 0,90	1.039
5	MIR	1,55 - 1,75	230,8
7	MIR	2,09 - 2,35	84,90
8	PAN	0,52 - 0,90	1.362



Hình 2. Đặc trưng phản xạ phổ của vết dầu và nước biển

đánh giá sự biến động, sự ô nhiễm... (chỉ số thoái hóa đất, chỉ số diện tích lá, chỉ số độ ẩm đất...) [11].

Để làm nổi bật vết dầu so với vùng biển xung quanh, tác giả tiến hành thực nghiệm tính tỷ số ảnh sử dụng các kênh phổ trong dải sóng nhìn thấy (kênh 1, 2, 3) và dải sóng hồng ngoại (kênh 4, 5, 7). Kết quả phân tích đặc trưng phản xạ phổ của vết dầu và nước biển cho thấy, ở dải sóng xanh lam (kênh 1, bước sóng 0,45 - 0,515 μm) và xanh lục (kênh 2, bước sóng 0,525 - 0,605 μm), nước biển có khả năng phản xạ phổ thấp hơn đáng kể so với vết dầu. Trong khi đó ở dải sóng đỏ (kênh 3, bước sóng 0,63 - 0,69 μm) và cận hồng ngoại (kênh 4, bước sóng 0,75 - 0,90 μm), nước biển và vết dầu có khả năng phản xạ phổ tương đồng (Hình 2) [6]. Như vậy, tỷ số giữa các kênh ảnh ở bước sóng đỏ, cận hồng ngoại với các kênh ảnh ở bước sóng xanh lam, xanh lục có thể sử dụng để phân biệt vết dầu với vùng biển xung quanh. Kết quả thực nghiệm cho thấy, tỷ số giữa phản xạ phổ (kênh 4/kênh 2)/kênh 1 và (kênh 3/kênh 2)/kênh 1 thể hiện rõ nhất sự tương phản giữa vết dầu và vùng biển xung quanh.

- Phương pháp phân tích thành phần chính (principal component analysis)

Phân tích thành phần chính là thuật toán đặc trưng trong xử lý ảnh vệ tinh đa phổ nhằm làm nổi bật đặc tính phổ của một số đối tượng bề mặt trái đất (khoáng sản, mỏ lộ thiên...) mà các phương pháp tăng độ tương phản khác không nhận biết rõ ràng được. Bản chất của phương pháp này là thuật toán thống kê toán học nhằm biến đổi tập dữ liệu đa biến tương quan vào trong một tập dữ liệu đa biến không tương quan - còn được gọi là các thành phần chính [8], nhằm giảm chiều dữ liệu mà vẫn giữ được thông tin cần thiết về đối tượng cần nghiên cứu.

Ảnh vệ tinh là tập dữ liệu đa kênh phổ điển hình có độ tương quan lớn. Tương quan giữa hai kênh ảnh thể hiện mức độ chứa thông tin giống nhau cho bởi 2 kênh này. Các kênh có độ tương quan cao thường không được sử dụng đồng thời để hiển thị màu hoặc chiết tách các đối tượng tương đồng về phản xạ phổ [8]. Kết quả phân tích tương quan giữa 7 kênh phổ của ảnh Landsat 7 ETM+ được thể hiện ở ma trận tương quan (Bảng 5) cho thấy, kênh 1, 2 và 3 có sự tương quan rất cao (> 95%) nên có sự dư thừa khi sử dụng đồng thời 3 kênh này để hiển thị hoặc tổ hợp màu. Ở mức thấp hơn có sự tương quan giữa các kênh 4, 5, 6 (76 - 95%), 39% giữa kênh 1 và kênh 4, 44% giữa kênh 2 và kênh 4. Phân tích ma trận tương quan cũng cho thấy, kênh 4 ít tương quan với các kênh 1, 2, 3 và kênh 7 thường không có sự tương quan lớn với bất kỳ kênh còn lại [12].

Bảng 5. Ma trận tương quan của ảnh Landsat 7 ETM+

Kênh μm	1	2	3	4	5	6	7
	0,45 - 0,52	0,52 - 0,6	0,63 - 0,69	0,76 - 0,9	1,55 - 1,75	10,4 - 12,5	2,08 - 2,35
1	1,00						
2	0,96	1,00					
3	0,95	0,96	1,00				
4	0,39	0,44	0,53	1,00			
5	0,56	0,61	0,71	0,88	1,00		
6	0,72	0,76	0,84	0,76	0,95	1,00	
7	0,56	0,58	0,66	0,66	0,78	0,81	1,00

Giả sử ảnh viễn thám có k kênh, phân tích thành phần chính được sử dụng để tìm vector không gian p chiều thể hiện bởi vector Z (giá trị độ sáng mới tương ứng từng pixel trên ảnh thành phần chính). Giả sử ảnh gốc viễn thám mỗi pixel mang giá trị độ sáng được thể hiện bởi vector tương ứng x_i ($i = 1, 2 \dots k$), các pixel tương ứng trên ảnh thành phần chính thể hiện bởi vector Z_i ($i = 1, 2 \dots k$).

Quan hệ có thể được mô tả theo tổ hợp tuyến tính:

$$Z_i = a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{ik}x_k$$

hay:

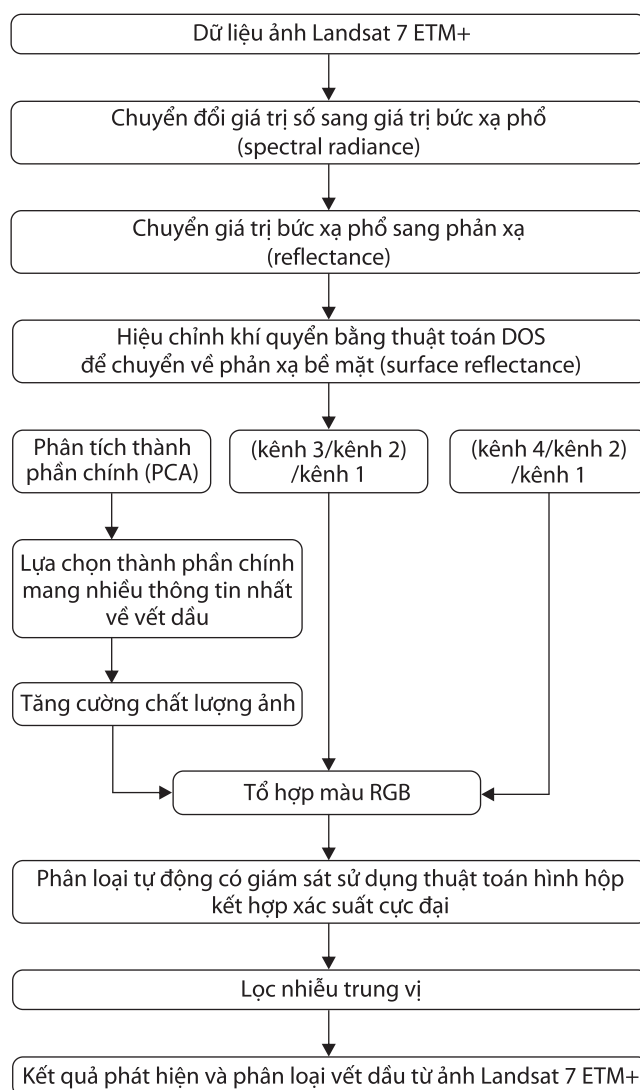
$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_k \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1k} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2k} \\ \dots & \dots & \ddots & \vdots \\ a_{k1} & a_{k2} & \dots & a_{kk} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_k \end{bmatrix} \quad (3)$$

Để nhận được các thành phần chính, cần giải hệ phương trình trên để tìm các hệ số a_{ik} theo điều kiện sau:

$$\sum a_{ik}^2 = 1 \quad (4)$$

Giá trị phương sai của Z_i phải cực đại, các đại lượng Z_i và Z_{i+1} phải độc lập tuyến tính với nhau [8, 12].

Sau khi xác định các thành phần chính, cần phân tích giá trị vector riêng để lựa chọn thành phần chính có nhiều thông tin nhất về vết dầu. Ảnh tỷ số (kênh 4/kênh 2)/kênh 1, (kênh 3/kênh 2)/kênh 1 và thành phần chính có nhiều thông tin nhất được sử dụng để tổ hợp màu RGB. Để phân loại vết dầu, tác giả sử dụng phương pháp phân loại tự động có giám sát sử dụng thuật toán xác suất cực đại (maximum likelihood). Đây là phương pháp phân loại có độ chính xác cao và được chứng minh trong nhiều nghiên cứu trên thế giới [8]. Kết quả phân loại vết dầu sẽ được lọc nhiễu bằng phép lọc trung vị (median) để loại bỏ các nhiễu không cần thiết. Phép lọc trung vị làm mịn ảnh nhưng vẫn giữ được thông tin trên ảnh, đặc biệt là thông tin ở đường biên - một yếu tố rất quan trọng trong phân loại vết dầu. Sơ đồ phương pháp phát hiện và phân loại vết dầu trên ảnh đa phổ Landsat 7 ETM+ được trình bày trong Hình 3.



Hình 3. Sơ đồ thuật toán phát hiện và phân loại vết dầu từ dữ liệu ảnh đa phổ Landsat 7 ETM+

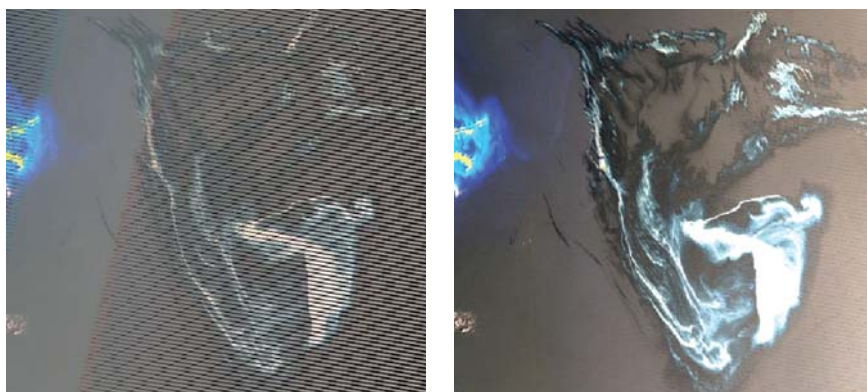
2.3. Kết quả nghiên cứu

Khu vực thực nghiệm trong nghiên cứu là vịnh Mexico - nơi xảy ra sự cố tràn dầu nghiêm trọng do nổ giàn khoan Deepwater Horizon ngày 20/4/2010. Dữ liệu ảnh Landsat 7 ETM+ được cập nhật liên tục với chu kỳ 16 ngày tại địa chỉ <http://glovis.usgs.gov>. Do lỗi hệ thống, trên ảnh Landsat 7 ETM+ bị nhiễu sọc, làm mất khoảng 30% lượng thông

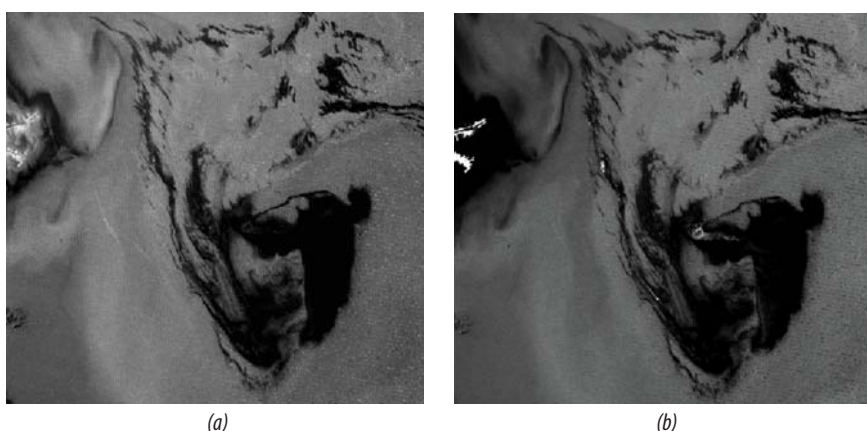
tin trên ảnh (Hình 4a). Các thông tin bị mất do lỗi sọc đã được khắc phục bằng thuật toán GapFill và dữ liệu ảnh đảm bảo chất lượng trong giải quyết các bài toán giám sát tài nguyên, môi trường (Hình 4b).

Trong Hình 5, kết quả tính ảnh tỷ số $(\text{kênh } 3/\text{kênh } 2)/\text{kênh } 1$ và $(\text{kênh } 4/\text{kênh } 2)/\text{kênh } 1$ cho thấy, vết dầu nổi bật và có màu tối hơn so với vùng biển xung quanh.

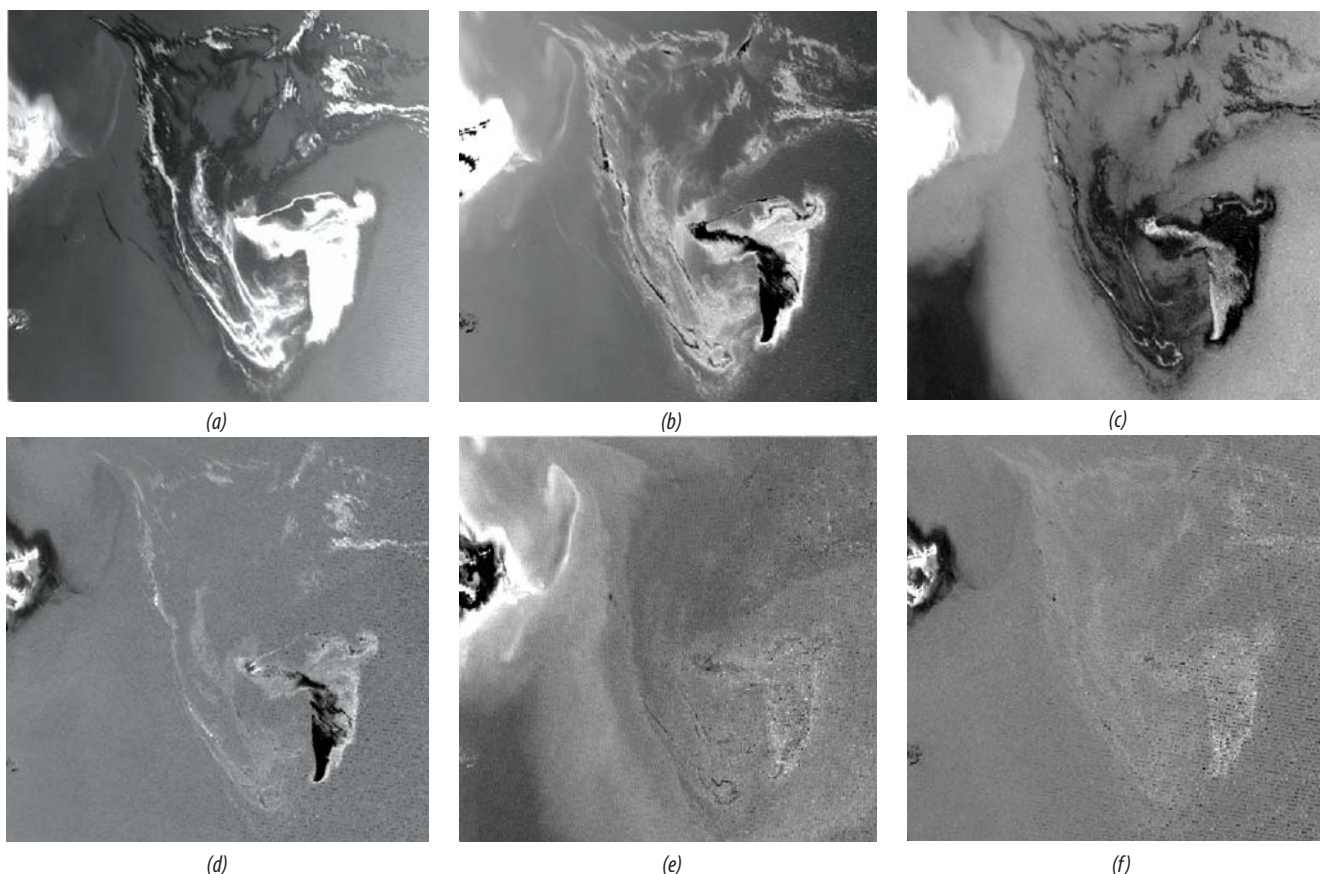
Khi phân tích thành phần chính, độ lớn và giá trị vector riêng, trị riêng cung cấp thông tin quan trọng về đặc tính phản xạ phổ của vết dầu và là cơ sở để lựa chọn thành phần chính mang nhiều thông tin nhất về đối tượng cần phân loại. Trong nghiên cứu này, tác giả áp dụng phương pháp chuyển đổi thành phần chính cho 6 kênh đa phổ (kênh 1, 2, 3, 4, 5, 7) của ảnh Landsat ETM+ ở vịnh Mexico (Hình 6). Kết quả tính giá trị



Hình 4. Ảnh Landsat 7 ETM+ chụp ngày 1/5/2010 tại vịnh Mexico bị lỗi sọc (a) và kết quả sau khi sửa lỗi sọc (b)



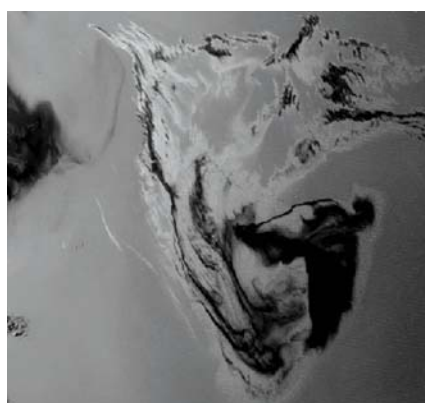
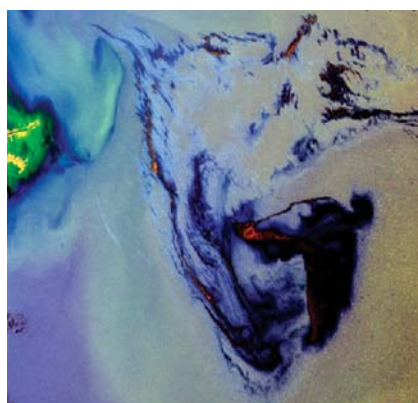
Hình 5. Ảnh tỷ số $(\text{kênh } 3/\text{kênh } 2)/\text{kênh } 1$ (a), $(\text{kênh } 4/\text{kênh } 2)/\text{kênh } 1$ (b)



Hình 6. Kết quả xác định 6 thành phần chính (PC1 - a, PC2 - b, PC3 - c, PC4 - d, PC5 - e, PC6 - f) đối với ảnh Landsat 7 ETM+ ở vịnh Mexico

Bảng 6. Giá trị vector riêng và trị riêng trong phân tích thành phần chính khu vực nghiên cứu

Kênh	Kênh 1	Kênh 2	Kênh 3	Kênh 4	Kênh 5	Kênh 7	Trị riêng (%)
PC1	0,476	0,180	-0,848	0,049	-0,140	-0,022	88,87
PC2	0,477	0,345	0,212	0,009	0,778	0,053	7,30
PC3	0,563	0,271	0,480	0,098	-0,587	-0,159	2,23
PC4	0,227	-0,177	0,053	0,661	-0,115	0,681	0,70
PC5	0,318	-0,683	0,018	0,352	0,127	-0,593	0,63
PC6	0,275	-0,581	0,052	0,653	0,046	0,395	0,20

**Hình 7.** PC1 sau khi sử dụng kỹ thuật tương phản**Hình 8.** Ảnh tổ hợp màu ảnh tỷ số và PC1**Hình 9.** Kết quả phát hiện và phân loại vết dầu từ dữ liệu ảnh Landsat 7 ETM+

vector riêng, trị riêng của các thành phần chính (Bảng 6) cho thấy, có trên 98% thông tin tập trung ở 3 thành phần chính đầu tiên, trong đó thành phần chính thứ nhất (PC1) chứa 88,87% thông tin trên ảnh. Các thành phần chính PC4, PC5, PC6 chứa lượng thông tin không đáng kể.

Do vết dầu có khả năng phản xạ cao ở kênh 1 (bước sóng 0,45 - 0,515 μ m), kênh 2 (bước sóng 0,525 - 0,605 μ m) và hấp thụ mạnh năng lượng bức xạ điện từ ở kênh 3 (bước sóng 0,63 - 0,69 μ m), kênh 4 (bước sóng 0,75 - 0,90 μ m) - Hình 2, để lựa chọn thành phần chính mang nhiều thông tin nhất về vết dầu cần quan tâm đến các giá trị vector đối với kênh 1, 2, 3, 4. Thành phần chính nào có nhiều thông tin để phát hiện vết dầu nhất khi các giá trị vector ở kênh 1 hoặc kênh 2 và kênh 3 hoặc kênh 4 ngược dấu và có độ chênh lệch lớn.

Từ phân tích trên cho thấy, vector riêng đối với kênh 1 và kênh 3 trong PC1 ngược nhau về dấu và giá trị chênh lệch lớn nhất, do vậy PC1 mang nhiều thông tin nhất để phát hiện vết dầu trên biển. Trên PC1, vết dầu được thể hiện ở màu sáng do vector riêng của kênh 1 nhận giá trị dương (0,476) và kênh 3 nhận giá trị âm (-0,848).

Ảnh tỷ số (kênh 3/kênh 2)/kênh 1, (kênh 4/kênh 2)/kênh 1 và PC1 được sử dụng để tổ hợp màu RGB. Do trên ảnh tỷ số, các pixel màu tối đại diện cho vết dầu, trong khi đó ở PC1, vết dầu được thể hiện ở các pixel màu sáng, để tương đồng, trong nghiên cứu sử dụng kỹ thuật tương phản màu sắc đối với PC1. Trên ảnh PC1 sau khi sử dụng kỹ thuật tương phản màu sắc, vết dầu sẽ được thể hiện ở

màu tối (Hình 7). Kết quả tổ hợp màu RGB ảnh tỷ số và PC1 được thể hiện trên Hình 8. Trên ảnh tổ hợp màu có thể dễ dàng nhận thấy, vết dầu có sự tương phản rõ rệt với vùng biển xung quanh.

Hình 9 là kết quả phân loại vết dầu từ dữ liệu ảnh Landsat 7 ETM+ sử dụng phương pháp phân loại tự động có giám sát bằng thuật toán xác suất cực đại. Có thể nhận thấy, vết dầu đã được phát hiện và phân loại với độ chính xác cao, đảm bảo giữ được hình dạng đường biên vết dầu.

3. Kết luận

Ô nhiễm tràn dầu là vấn đề môi trường cấp bách đối với các quốc gia ven biển. Các phương pháp nghiên cứu truyền thống dựa trên kết quả điều tra, thăm dò thực địa không thể giải quyết được bài toán ở quy mô lớn, khó phát hiện sớm vết dầu từ xa để giám sát và giảm thiểu thiệt hại do sự cố tràn dầu gây ra. Kỹ thuật viễn thám (với ưu điểm vượt trội như diện tích bao phủ rộng, có khả năng chụp lặp lại một vị trí trong thời gian ngắn) đã được ứng dụng hiệu quả trong phát hiện và phân loại vết dầu trên biển.

Bên cạnh tư liệu viễn thám siêu cao tần, tư liệu viễn thám quang học là công cụ hiệu quả trong nghiên cứu giám sát môi trường biển. Với đặc điểm thu nhận ảnh ở dải phổ rộng, dễ xử lý và được cung cấp miễn phí, cập nhật trong thời gian ngắn, ảnh vệ tinh quang học, trong đó có ảnh Landsat 7 ETM+ được ứng dụng hiệu quả trong phát hiện sớm và phân loại vết dầu, phục vụ xây dựng các hệ thống giám sát sự cố tràn dầu trên biển. Kết quả

nghiên cứu cho thấy, phương pháp tỷ số ảnh và phân tích thành phần chính có khả năng thể hiện sự tương phản giữa vết dầu và vùng biển xung quanh. Việc kết hợp giữa ảnh tỷ số và thành phần chính thứ nhất giúp nâng cao khả năng phân loại vết dầu trên ảnh Landsat 7 ETM+.

Tài liệu tham khảo

1. Kolokoussis Polychronis, Karathanassi Vassilia. *Detection of oil spills and underwater natural oil outflow using multispectral satellite imagery*. International Journal of Remote Sensing Applications. 2013; 3(3): p. 145 - 154.
2. Robert S.Rand, Donald A.Davis, M.B.Satterwhite, John E.Anderson. *Methods of monitoring the Persian gulf oil spill using digital and hardcopy multiband data*. US Army Corps of Engineers Topographic Engineering Center. 1992.
3. Alireza Taravat, Fabio Del Frate. *Development of band rationing algorithm and neural networks to detection of oil spills using Landsat ETM+ data*. EURASIP Journal on Advances in Signal Processing. 2012; 107.
4. Pat Scaramuzza, Esad Micijevic, Gyanesh Chander. *SLC Gap - Filled products phase one methodology*. NASA. 2014.
5. National Aeronautics and Space Administration (NASA). *Landsat 7 science data users handbook*. 186p.
6. Javier Plaza, Rosa Pérez, Antonio Plaza, Pablo Martínez, David Valencia. *Mapping oil spills on sea water using spectral mixture analysis of hyperspectral image data*. SPIE Proceedings. 2005; 5995.
7. McFeeters S.K. *The use of the normalized difference water index (NDWI) in the delineation of open water features*. International Journal of Remote Sensing. 1996; 17(7): p. 1425 - 1432.
8. Thomas M.Lillesand, Ralph W.Kiefer. *Remote sensing and image interpretation* (4th edition). John Wiley & Sons, Inc., New York. 2008: 469 pages.
9. Trịnh Lê Hùng. *Phương pháp phân tích texture trong phát hiện vết dầu bằng dữ liệu ảnh vệ tinh ENVISAT ASAR*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 12: trang 44 - 47.
10. Trịnh Lê Hùng. *Nghiên cứu sự phân bố nhiệt độ bề mặt bằng dữ liệu ảnh đa phổ Landsat*. Tạp chí các khoa học về Trái đất. 2014; 36(1).
11. Trịnh Lê Hùng. *Phương pháp tỷ số ảnh và ứng dụng trong phát hiện khoáng chất oxit sắt, sét, kim loại màu*. Tạp chí Công nghiệp Mỏ. 2013; 4: trang 19 - 24.
12. Trịnh Lê Hùng. *Ứng dụng viễn thám trong phát hiện các hợp phần chứa sắt và khoáng vật sét trên cơ sở kỹ thuật Crosta*. Tạp chí Công nghiệp Mỏ. 2014; 1, trang 36 - 40.

Detection and classification of oil spills on the sea using Landsat 7 ETM+ multispectral images

Trinh Le Hung

Military Technical Academy

Summary

Oil spill pollution poses one of the most serious threats on marine and coastal environments. The present situation of oil pollution in river mouth, continental shelf and ocean due to the oil and gas industry and marine traffic damages the marine environment and causes huge economic losses. Besides the microwave remote sensing, optical remote sensing can also be used effectively in the detection and classification of oil spill. This article presents the method of interpreting Landsat 7 ETM+ multispectral images with medium spatial resolution to detect and classify oil spill for monitoring and minimising damages.

Key words: Multispectral image, spatial resolution, oil spill, optical remote sensing, Landsat, band ratio method, principal component analysis, classification.

TIN TRONG NGÀNH

Petrovietnam tham dự Diễn đàn kinh tế Krasnoyarsk lần thứ 12



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yết kiến Phó Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Arkady Dvorkovich. Ảnh: PVN

Ngày 27/2/2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và đoàn công tác đã tham dự Diễn đàn kinh tế Krasnoyarsk lần thứ 12 diễn ra từ ngày 26 - 28/2/2015 tại Tp. Krasnoyarsk, Liên bang Nga.

Diễn đàn kinh tế Krasnoyarsk có sự tham gia của các cơ quan Chính phủ, các tổ chức phát triển, cộng đồng doanh nghiệp, các chuyên gia kinh tế đến từ các quốc gia có mối quan hệ kinh tế thương mại với Liên bang Nga.

Diễn đàn tập trung thảo luận về các vấn đề tăng cường năng lực cạnh tranh, cải thiện môi trường đầu tư và tăng cường hợp tác kinh tế giữa Liên bang Nga với các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương và châu Mỹ Latinh.

Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak cho biết cung cấp khí đốt của Nga tới khu vực châu Á - Thái Bình Dương vào năm 2035 có thể tăng 9 lần từ 14 tỷ m³ lên 130 tỷ m³. Bên cạnh đó, dầu và than đá của Nga cung cấp cho khu vực này vào năm 2035 cũng sẽ tăng gấp đôi.

Nhân dịp này, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã yết kiến Phó Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Arkady Dvorkovich và Lãnh đạo Bộ Năng lượng Liên bang Nga. Đồng thời, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh đã làm việc với các đối tác dầu khí hàng đầu của Liên bang Nga. Chủ tịch Gazprom A.B.Miller và Chủ tịch Rosneft Igor Sechin đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua, đồng thời bàn giải pháp triển khai tích cực các dự án hiện có, đề xuất và nghiên cứu các dự án hợp tác mới.

Nguyễn Hoàng

Tiếp nhận giàn khoan tự nâng PV Drilling VI

Ngày 27/2/2015, tại Singapore, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã đặt tên và tiếp nhận giàn khoan tự nâng PV Drilling VI từ Keppel FELS, Singapore.

Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI được đóng theo thiết kế tiêu chuẩn (loại B) cho thế hệ mới nhất, có khả năng hoạt động trong môi trường khắc nghiệt tại mực nước sâu lớn nhất 400ft (tương đương 121,92m) và có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 30.000ft (tương đương 9.144m chiều sâu khoan). Dự án được thi công và hoàn thành đúng tiến độ trong 18 tháng. Đặc biệt, nhờ chủ động trong khâu thiết kế, giám sát thi công lắp đặt... nên PV Drilling đã tiết kiệm chi phí chế tạo giàn khoan 20 - 25% so với việc phải thuê chuyên gia nước ngoài.

Sau khi tiếp nhận từ Keppel FELS, giàn khoan PV Drilling VI sẽ được bàn giao cho Công ty TNHH MTV Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) để khai thác theo hợp đồng cung ứng dịch vụ khoan, có hiệu lực từ đầu tháng 3/2015. Giàn khoan PV Drilling VI là giàn khoan mới nhất trong đội hình 6 giàn khoan biển tự nâng của PV Drilling.

PV Drilling đang sở hữu khối tài sản hơn 1 tỷ USD với các giàn khoan thế hệ mới và nhiều máy móc, thiết bị công nghệ cao. Sau gần 13 năm thành lập, PV Drilling đã khẳng định chất lượng dịch vụ, uy tín và chiếm gần 70% thị phần khoan trong nước, trở thành Nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất khu vực châu Á. Năm 2015, PV Drilling đặt mục tiêu doanh thu đạt 18.000 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 2.250 tỷ đồng.

Anh Ngọc



Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Ảnh: PVD

BSR phấn đấu vượt trên 1 triệu tấn sản phẩm



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 24/2/2015, ông Nguyễn Thanh Liêm - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác đã có buổi làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR).

Về các nhiệm vụ trọng tâm năm 2015, Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc cho biết sẽ duy trì hoạt động sản xuất ổn định, an toàn, hiệu quả; đồng thời thực hiện nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và triển khai Kho dự trữ dầu thô quốc gia. BSR đang đẩy nhanh tiến độ dự án Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh, dự kiến sẽ chạy thử trong tháng 9/2015. Đây là hạng mục quan trọng giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể lọc được các loại dầu ngoại nhập. Trong công tác sản xuất, BSR cũng đã dự trữ chiến lược 1,2 triệu thùng dầu, đảm bảo nguồn cho sản xuất và tăng giá trị sản phẩm khi giá dầu tăng cao.

Theo kế hoạch năm 2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao BSR sản xuất 5,86 triệu tấn sản phẩm. Lãnh đạo BSR nhấn mạnh: Bằng những giải pháp về quản trị, phát huy cải tiến khoa học kỹ thuật, Công ty sẽ phấn đấu vượt 1 triệu tấn sản phẩm so với kế hoạch.

Trần Minh

PVCFC xuất bán 1.600 tấn sản phẩm Đạm Cà Mau



Xuất bán lô hàng Đạm Cà Mau đầu tiên của năm 2015. Ảnh: PVCFC

Ngày 24/2/2015, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã xuất bán lô hàng đầu tiên của năm Ất Mùi với 1.600 tấn sản phẩm mang thương hiệu "Đạm Cà Mau - Hạt Ngọc Mùa Vàng".

Theo Tổng giám đốc PVCFC Bùi Minh Tiến, PVCFC tập trung đẩy mạnh công tác sản xuất, đảm bảo vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, ổn định, đạt công suất thiết kế, nâng cao chất lượng sản phẩm, cải tiến, tối ưu hóa sản xuất. Dự kiến,

Công ty sẽ cung cấp cho thị trường khoảng 800.000 tấn đạm urea hạt đục chất lượng cao.

Năm 2015, PVCFC sẽ tập trung thực hiện công tác bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau trong tháng 8/2015 với mục tiêu an toàn,

tiến độ, chất lượng và tiết kiệm chi phí. Đồng thời, PVCFC đẩy mạnh công tác nghiên cứu và đầu tư đa dạng hóa sản phẩm; hoàn thiện phát triển Trung tâm nghiên cứu phát triển và ứng dụng các sản phẩm phân bón phục vụ nông nghiệp; tăng cường đầu tư và hợp tác với các tổ chức, trung tâm, viện nghiên cứu... để nâng cao năng lực cạnh tranh và thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững.

Lan Anh

PTSC THAM GIA OGEX LẦN THỨ 5 TẠI MYANMAR

Tại Hội nghị - Triển lãm Dầu khí lần thứ 5 (OGEX 2015), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã giới thiệu các lĩnh vực dịch vụ cốt lõi với đối tác khách hàng đến từ nhiều công ty lớn có uy tín và thương hiệu mạnh trong lĩnh vực dầu khí quốc tế. Bên cạnh đó, Công ty Tàu dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine), Công ty TNHH MTV Dịch vụ Khảo sát và Công trình ngầm PTSC (PTSC G&S) đã ký kết biên bản ghi nhớ với các đối tác để hợp tác phát triển các dịch vụ của PTSC tại Myanmar trong thời gian tới.

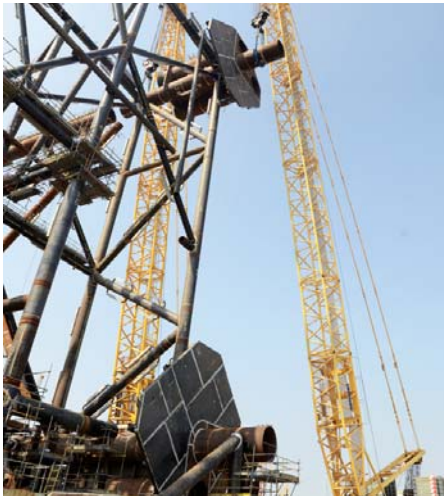
Hồng Minh

VIETUBES KỶ NIỆM 20 NĂM THÀNH LẬP

Ngày 6/2/2015 tại Tp. Vũng Tàu, Công ty TNHH Vietubes kỷ niệm 20 năm thành lập. Đây là công ty liên doanh giữa Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (51%) và Citra Sumit Valind Investments (49%). Vietubes đang vận hành Nhà máy tiện ren ống dầu khí (OCTG) công nghệ cao duy nhất tại Việt Nam với công suất 50.000 tấn sản phẩm/năm. Sản phẩm của Vietubes giúp Việt Nam chủ động trong hoạt động khoan thăm dò, khai thác dầu khí, đồng thời xuất khẩu ra nước ngoài thông qua các tập đoàn: Sumitomo, Halliburton, Weatherford, Baker Hughes...

Nguyễn Minh

Dựng thành công Panel Row 2 part 1 chân đế Thiên Ưng



Panel Row 2 part 1 chân đế Thiên Ưng. Ảnh: PVC

Ngày 7/2/2015, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã dựng thành công Panel Row 2 part 1 chân đế Thiên Ưng.

Chân đế Thiên Ưng có trọng lượng khoảng 6.330 tấn gồm: chân đế, phao, cạp tàu, ống tách nước. Hạng mục này nằm trong dự án giàn BK Thiên Ưng do Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa các công trình Dầu khí (thuộc Vietsovpetro) là nhà thầu chính, PVC-MS là nhà thầu thi công, chế

tạo. Đây là giàn khai thác khí và condensate tại Lô 04-3 có độ sâu 120,5m nước.

Sau hơn 7 tháng thi công, PVC-MS đã tổ hợp xong Panel Row 2 (part 1 và 2) của chân đế Thiên Ưng. Dự kiến, PVC-MS sẽ hoàn thành tổ hợp Panel Row 1 (part 1 và 2) trong tháng 3/2015. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành chế tạo trên bờ chân đế Thiên Ưng và bàn giao cho chủ đầu tư đưa đi lắp đặt ngoài khơi trong tháng 6/2015.

Minh Phương

NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VŨNG ÁNG 1: Tổ máy số 2 phát điện đạt công suất thiết kế



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: CTV

Vào 14 giờ 57 phút ngày 5/2/2015, Tổ máy số 2 của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã phát điện đạt công suất thiết kế 600MW. Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) - Tổng thầu của dự án cho biết phần đầu bàn giao cho chủ đầu tư vận hành thương mại vào cuối tháng 3/2015 theo đúng tiến độ cam kết.

Trước đó, ngày 30/12/2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nhận bàn giao Tổ máy số 1 của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 để vận hành thương mại. Đây là nhà máy điện chạy than có công suất tổ máy lớn nhất Việt Nam hiện nay (600MW) do một nhà

thầu trong nước làm tổng thầu EPC hòa lưới điện thành công.

Dự án Nhiệt điện Vũng Áng 1 là dự án trọng điểm Quốc gia do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm Chủ đầu tư, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) làm Tổng thầu EPC. Dự án gồm 2 tổ máy (2 x 600MW), sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp với các thiết bị chính được sản xuất tại các nước G7. Nguồn nhiên liệu cung cấp cho Nhà máy là than nội địa (than cám 5), với lượng tiêu thụ 2,9 triệu tấn/năm. Khi đi vào hoạt động, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sẽ đóng góp cho lưới điện Quốc gia 8 tỷ kWh điện/năm.

Việt Cường

Dự án giàn khai thác Thái Bình đạt 700.000 giờ lao động an toàn

Ngày 6/2/2015, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) cho biết, Dự án thiết kế, thi công, mua sắm, chế tạo và chạy thử giàn khai thác Thái Bình đã đạt 700.000 giờ lao động an toàn.

Dự án do Petronas Carigali Overseas Sdn Bhd (PCOSB) làm Chủ đầu tư, PVC-MS làm Tổng thầu EPCC với kế hoạch đón dòng dầu đầu tiên vào ngày 15/6/2015. Đây là dự án có yêu cầu tiến độ rất chặt chẽ, điều kiện làm việc tiềm ẩn nhiều rủi ro. PVC-MS đã triển khai nhiều biện pháp kiểm soát hiệu quả thông qua hệ thống quản lý ISO 9001, OH-SAS 18001 và ISO 14001 cùng sự vận hành hiệu quả của bộ máy quản lý an toàn HSE.

Anh Phương

Ký hợp đồng EPCI dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng



Ông Lê Bá Tuấn - Giám đốc PVEP-POC và ông Từ Thành Nghĩa - Tổng giám đốc Vietsovpetro ký Hợp đồng EPCI dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng. Ảnh: VSP

Công ty TNHH MTV Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã ký Hợp đồng EPCI dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng. Theo đó, Vietsovpetro sẽ thiết kế, thi công lắp đặt đường ống dẫn khí 16" từ giàn WHP-DH2

đến giàn BK-TNG; thiết kế, mua sắm, chế tạo, lắp đặt thiết bị bổ sung trên giàn BK-TNG; thiết kế, thi công cải hoán và lắp đặt thiết bị bổ sung trên giàn WHP-DH2; khởi động và chạy thử toàn hệ thống thu gom khí Đại Hùng - Thiên Ưng.

Dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng nằm trong Dự án tổng thể Nam Côn Sơn 2 thuộc "Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025" đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Đây cũng là chuỗi dự án xử lý khí lớn nhất và phức tạp nhất từ trước đến nay về cả yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu tiến độ do Việt Nam tự triển khai.

Hiện Vietsovpetro đã hoàn thành thi công rải 19,2km đường ống biển, đang hoàn thành thiết kế cải hoán trên giàn Đại Hùng 2, trên giàn Thiên Ưng và mua sắm vật tư thiết bị. Dự kiến, dự án sẽ hoàn thành vào cuối Quý III/2015.

Ngọc Long

Lắp đặt bao hơi tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2



Bao hơi tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đã được lắp đặt thành công. Ảnh: PVN

Ngày 3/2/2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Ban QLDA Điện lực Dầu khí Thái Bình 2, Tổng thầu Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) cùng Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) đã lắp đặt thành công bao hơi tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Việc lắp đặt bao hơi sớm hơn tiến độ cam kết 45 ngày ghi nhận nỗ lực của cán bộ, kỹ sư và công nhân tham gia thi công dự án, đồng thời đánh dấu giai đoạn chuyển tiếp của công trình từ lắp dựng kết cấu thép sang lắp đặt thiết bị áp lực lò hơi.

Bao hơi có khối lượng 320 tấn, đường kính 2,145m, dài 32,5m được Công ty CP Lilama 18 (đơn vị thành viên của Lilama) nâng lên vị trí lắp đặt bằng phương pháp kích rút thủy lực, sau đó được lắp đặt theo yêu cầu thiết kế trên cao độ 66,23m.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 gồm 2 tổ máy với tổng công suất 1.200MW. Sau khi đi vào vận hành, Nhà máy có thể cung cấp cho lưới điện Quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh điện/năm.

Nguyễn Hằng

KHỞI CÔNG CHẾ TẠO CHÂN ĐẾ GIÀN NÉN ST PIP

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) vừa khởi công chế tạo chân đế giàn nén ST PIP thuộc Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1. Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1 do PTSC M&C làm tổng thầu EPCI gồm các hạng mục: chân đế giàn nén ST PIP 2.500 tấn; 1 khối thượng tầng 4.100 tấn; hệ thống cọc khoảng 1.600 tấn; hệ thống ống tách nước 300 tấn; giàn nhà ở ST LQ, chân đế khoảng 950 tấn và khối thượng tầng 1.250 tấn.

Phạm Toán

HỘI NGHỊ HUẤN LUYỆN AN TOÀN TRONG VẬN HÀNH KHO TRẠM LPG

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã tổ chức "Hội nghị huấn luyện an toàn trong vận hành kho trạm LPG" cho các khách hàng kinh doanh LPG tại Campuchia, nhằm nâng cao công tác an toàn trong quá trình quản lý vận hành xe bồn, kho, trạm chiết nạp. Công ty Kinh doanh Sản phẩm khí (PVGas Trading) xuất khẩu LPG sang thị trường Campuchia bằng xe bồn từ năm 2010. Với sản lượng xuất khẩu LPG đạt 4.000 - 5.000 tấn/tháng, PV-Gas Trading đang chiếm hơn 50% thị phần và trở thành nhà cung cấp LPG lớn nhất tại thị trường Campuchia hiện nay.

Hồ Cẩm

DMC tập trung nguồn lực, đẩy mạnh sản xuất



Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của DMC tại Vietsovpetro. Ảnh: DMC

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) cho biết sẽ tập trung đẩy mạnh sản xuất trong năm 2015. Cụ thể, DMC sẽ vận hành, khai thác hiệu quả Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí tại Khu công

nghiệp Cái Mép (Bà Rịa - Vũng Tàu); đưa Nhà máy chế biến Barite tại Phakatt (Lào) vào hoạt động để gia tăng nguồn hàng xuất khẩu. Tổng công ty đang rà soát, hoàn thiện các quy trình, công nghệ sản xuất, sắp xếp cơ cấu tổ chức sản xuất hợp lý, xây dựng lại các định mức kinh tế kỹ thuật nhằm đảm bảo chất lượng và giảm giá thành sản phẩm; đảm bảo chất lượng sản phẩm Xi măng G đạt chuẩn theo chứng chỉ API Monogram để gia tăng thị phần tiêu thụ sản phẩm. Đặc biệt, DMC tập trung nguồn lực, đẩy nhanh tiến độ nghiên cứu, triển khai một số dự án đầu tư sản xuất sản phẩm mới như: dự án lưu huỳnh Pastile của DMC-Miền Trung, dự án CaCO_3 của DMC-Miền Bắc...

Theo kế hoạch năm 2015, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 59.670 tấn, tổng doanh thu đạt 3.700 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 207 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 261,6 tỷ đồng.

Duy Quân

PV Power đặt mục tiêu sản xuất 19,3 tỷ kWh điện



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: CTV

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cho biết, năm 2015, Tổng công ty đặt mục tiêu phần đầu sản lượng điện đạt 19,3 tỷ kWh, doanh thu đạt 28.075 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 864 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.152 tỷ đồng.

Theo ông Hồ Công Kỳ - Chủ tịch HĐQT PV Power, Tổng công ty sẽ phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0), Tổng công

ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và các đối tác quản lý vận hành các nhà máy điện đạt hiệu quả cao. Đặc biệt, Tổng công ty sẽ tập trung quản lý vận hành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1; triển khai hoàn thành dự án nâng công suất Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1; tăng cường công tác kiểm tra, giám sát chặt chẽ công tác đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 2... đảm bảo chất lượng kỹ thuật, an toàn và theo đúng tiến độ đề ra.

Hàng Nguyễn

PTSC M&C ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI DỰ ÁN KHỞI THƯƠNG TẦNG GIÀN KHAI THÁC H5 - TÊ GIÁC TRẮNG

Sáng ngày 24/2/2015, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã tổ chức Lễ ra quân, phát động thi đua, tập trung hoàn thành các dự án trọng điểm trong năm 2015.

Đặc biệt, PTSC M&C đang tập trung triển khai công tác chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác H5 mỏ Tê Giác Trắng (trọng lượng 4.000 tấn) và hệ thống đường ống kết nối nội mỏ (24km) cho chủ đầu tư - Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long. Hạng mục này nằm trong Dự án thiết kế, mua sắm, thi công, vận chuyển lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi cho giàn khai thác H5 Tê Giác Trắng do PTSC M&C làm Tổng thầu EPCI.

Trong giai đoạn 1 của Dự án, PTSC M&C đã hoàn thành công tác thi công chân đế, sàn khoan của giàn khai thác H5 (trọng lượng 1.300 tấn) và đưa đi lắp đặt ngoài khơi vào ngày 1/9/2014. Theo kế hoạch, PTSC M&C sẽ hoàn thành công tác lắp đặt, đấu nối, chạy thử khối thượng tầng giàn khai thác H5 và bàn giao cho chủ đầu tư vào tháng 8/2015 để đón dòng dầu đầu tiên trong Quý III/2015.

Uy Vũ

TIN THẾ GIỚI

Pháp thành lập Trung tâm Nghiên cứu Dầu khí phi truyền thống



Công nghệ khai thác khí đá phiến được cho là sẽ gây hại đến môi trường. Nguồn: DNV

Ngày 10/2/2015, các tập đoàn năng lượng Pháp (Total, GDF Suez, Vallourec, Solvay, Air Liquide, Vinci, Arkema, Technip, Bureau Veritas và Suez

Environnement) đã khai trương Trung tâm Nghiên cứu Dầu khí phi truyền thống (CHNC). Giám đốc CHNC Jean - Louis Schilansky cho biết đây là bước ngoặt quan trọng trong lĩnh vực thăm dò, nghiên cứu dầu khí đá phiến của Pháp và để thuyết phục Chính phủ Pháp ủng hộ ngành công nghiệp này còn rất nhiều việc phải làm.

Pháp được đánh giá là nước có nhiều tiềm năng khí. Tuy nhiên, các tập đoàn dầu khí Pháp đang phải đối mặt với các lập luận cho rằng việc khai thác khí đá phiến gây hại đến môi trường, nhất là việc áp dụng công nghệ tăng áp thủy lực. Ngoài ra, việc sử dụng lượng nước ngọt khổng lồ có thể gây mất cân bằng, chưa tính đến vấn đề ô nhiễm trong quá trình khai thác chưa được giải quyết.

Minh Anh (theo TTXVN)

Sonatrach tiếp tục khoan thăm dò khí đá phiến

Chu tịch kiêm Tổng giám đốc tạm quyền của Tập đoàn Năng lượng Quốc gia Algeria (Sonatrach) Said Sahnoun khẳng định không dừng khoan thăm dò các mỏ khí đá phiến tại vùng In Salah, thuộc tỉnh Tamanrasset, cách thủ đô Algiers 1.200km về phía



Hệ thống đường ống dẫn khí của Sonatrach. Nguồn: ABB

Nam. Người đứng đầu Sonatrach tuyên bố yêu cầu dừng khoan thăm dò khí đá phiến là yêu cầu dừng hoạt động dầu mỏ tại Algeria.

Lãnh đạo Sonatrach cho biết một nhóm chuyên gia giám sát sẽ được đưa đến Ahnet để đánh giá thêm một lần nữa tác động môi trường của việc khoan thăm dò khí đá phiến tại Algeria. Ông Sahnoun khẳng định việc khoan thăm dò là để đánh giá tiềm năng khí đá phiến tại Algeria và để biết tham số khai thác nguồn năng lượng phi truyền thống này, tính khả thi về kỹ thuật và có thể

kinh doanh được hay không. Sonatrach quyết định chọn khí đá phiến nhằm đáp ứng nhu cầu khí đốt trong nước tăng từ 35 tỷ m³ năm 2015 lên 55 tỷ m³ khí vào năm 2025.

Bộ trưởng Quy hoạch lãnh thổ và Môi trường Algeria, Dalila Boudjemaa, khẳng định khai thác khí đá phiến không gây ra tác động đến môi trường. Theo số liệu của Bộ Năng lượng và Mỏ Algeria, trữ lượng khí đá phiến của nước này ước đạt gần 17.000 tỷ m³, lớn gấp 4 lần trữ lượng khí đốt thông thường hiện nay.

Thanh Bình (theo TTXVN)

ALGERIA VÀ VENEZUELA ĐÀM PHÁN THÀNH LẬP LIÊN DOANH KINH DOANH DẦU THÔ

Ngày 8/2/2015, Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc tạm quyền Tập đoàn Năng lượng Quốc gia Algeria (Sonatrach), ông Said Sahnoun cho biết đang đàm phán với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Venezuela (PDVSA) để thành lập một liên doanh kinh doanh dầu thô.

Về vấn đề Venezuela tạm ngừng nhập dầu thô của Sonatrach, sự bất đồng về giá và lý do thiếu kho vận của PDVSA, ông Sahnoun khẳng định Sonatrach không dừng hợp tác với Venezuela. Hai bên đang cùng nhau nỗ lực làm việc để có sự hợp tác lâu dài. Các cuộc đàm phán vẫn đang diễn ra. Tuy nhiên, Bộ Năng lượng và Mỏ Algeria cho biết, việc xuất khẩu dầu mỏ sang Venezuela sẽ được nối lại trong năm nay hoặc chậm nhất là năm 2016.

Thanh Bình (theo TTXVN)

EU khởi động kế hoạch thiết lập thị trường năng lượng chung

Liên minh châu Âu (EU) ngày 25/2/2015 công bố kế hoạch thiết lập thị trường năng lượng chung trên toàn châu lục để giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung từ Liên bang Nga và cắt giảm khoảng 400 tỷ euro (455 tỷ USD) cho việc nhập khẩu năng lượng để đáp ứng 53% nhu cầu của khối này. Phó Chủ tịch Ủy ban châu Âu (EC) Maros Sefcovic cho biết châu Âu khởi động một dự án năng lượng tham vọng nhất kể từ khi tiền thân của EU ngày nay là Cộng đồng Than và Thép ra đời năm 1951.

Các kế hoạch về một "liên minh năng lượng" gồm việc hoàn thiện một thị trường chung, tăng cường an ninh năng lượng, tăng hiệu quả sử dụng, giảm mức tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch và đẩy mạnh nghiên cứu các nguồn năng lượng mới. Tuy nhiên, những nỗ lực nhằm tập trung hóa chính sách năng lượng ở châu Âu có thể gây ra sự bất đồng giữa các nước thành viên muốn bảo vệ quyền quyết định với cơ cấu năng lượng của mình. Ví dụ Đức phụ thuộc lớn vào khí đốt của Liên bang Nga và đang đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân, Ba Lan phụ thuộc gần như hoàn toàn vào các mỏ than, trong khi Vương quốc Anh nghiêng



Kế hoạch của EU nhằm thiết lập thị trường năng lượng chung thân thiện với môi trường.

Nguồn: Pedro Castellano/WWF

về năng lượng tái tạo và đang đầu tư mạnh vào các nhà máy điện hạt nhân mới.

EC đã kêu gọi 28 nước gạt bỏ những khác biệt và tạo ra một thị trường chung để đảm bảo nguồn năng lượng rẻ và thân thiện với môi trường trong tương lai. Theo báo cáo của EC, việc chuyển đổi về căn bản hệ thống năng lượng của khu vực sẽ cần đầu tư vào tài nguyên và cơ sở hạ tầng hơn 1.000 tỷ euro vào năm 2020.

Lê Minh (theo TTXVN)

Tập trung nghiên cứu loại khí giàu năng lượng nhất hiện nay



Helium-3 có trữ lượng lớn ở khu vực Mare Imbrium (Biển Mưa) trên mặt trăng. Nguồn: ESA

Các cường quốc trên thế giới đang tập trung nghiên cứu khu vực Mare Imbrium (Biển Mưa) trên mặt trăng để tìm kiếm và đánh giá trữ lượng Helium-3 - một loại khí giàu năng lượng nhất hiện nay.

Nhà khoa học hàng đầu và cựu Tổng thống Ấn Độ Abdul Kalam cho biết: Helium-3 trên mặt trăng có thể cung cấp nguồn năng lượng gấp 10 lần các loại nhiên liệu hóa thạch trên trái đất. Cụ thể, 1 tấn Helium-3 có thể sản xuất 10.000MW điện, đáp ứng 80%

nhu cầu điện của Tp. Tokyo (Nhật Bản) trong 1 năm; có khả năng sinh ra nguồn năng lượng gấp 1,5 lần Tsar Bomba - quả bom hạt nhân có sức công phá 50 - 58 megaton, gấp 1.350 lần số bom nguyên tử từng hủy diệt các Tp. Hiroshima và Nagasaki trong Chiến tranh thế giới lần thứ II.

Helium-3 là đồng vị phi phóng xạ hiếm trên trái đất do tác động của bầu khí quyển và từ trường. Ước tính, trái đất chỉ có khoảng 100kg Helium-3 tồn tại trong tự nhiên và khoảng 600kg dưới dạng sản phẩm phụ từ quá trình phân rã các đầu đạn hạt nhân sử dụng tritium của Mỹ và Liên bang Nga. Helium-3 sinh ra nhiệt lượng rất cao thông qua phản ứng tổng hợp nhiệt hạch nhưng không phát ra các neutron phóng xạ độc hại. Theo các nhà khoa học, các loại vũ khí hạt nhân thế hệ mới sử dụng Helium-3 tinh khiết sẽ không tạo ra hoặc tạo ra rất ít phóng xạ.

Đức Minh (theo thediplomat.com)

GRUDIA MỜI THẦU CHO NHÀ MÁY LỌC DẦU ĐẦU TIÊN

Chính phủ Grudia đang tìm kiếm nhà đầu tư để xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên của nước này theo phương thức xây dựng - vận hành - chuyển giao (BOT). Theo Bộ Kinh tế và Phát triển Bền vững của Grudia (MESDG), dự kiến Nhà máy sẽ được xây dựng ở Tp. Poti, bên bờ Biển Đen với công suất lọc dầu tối thiểu 2 triệu tấn/năm và đi vào hoạt động chậm nhất trong tháng 12/2018. MESDG cho biết dự án tiềm năng sẽ đảm bảo 20% sản lượng của Nhà máy sẽ được tiêu thụ ở thị trường nội địa của Grudia.

Xuân Sơn (theo OGJ)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Thị trường dầu thô

Mặc dù tình trạng khủng hoảng kinh tế thế giới chưa được phục hồi nhưng nhu cầu dầu thô hàng năm của các nước vẫn tăng nhẹ. Tổng nhu cầu dầu thô của toàn thế giới trong năm 2014 đạt gần 92,5 triệu thùng/ngày và đạt cao nhất trong Quý IV (93,5 triệu thùng/ngày). Tổng cầu của các nước phát triển (OECD) đạt 45,6 triệu thùng/ngày. Trong đó, Mỹ vẫn là nước tiêu thụ nhiều dầu thô nhất thế giới với 24 triệu thùng/ngày, chiếm 1/4 lượng cầu toàn thế giới. Tổng cầu của các nước ngoài khối OECD đạt 46,8 triệu thùng/ngày, nhiều nhất là Trung Quốc và các nước đang phát triển ở châu Á với 22,4 triệu thùng/ngày.

Tổng cung của thế giới năm 2014 đạt 93,2 triệu thùng/ngày, trong đó OPEC chiếm 1/3 với 36,7 triệu thùng/ngày, các nước Bắc Mỹ đạt 18,3 triệu thùng/ngày và Liên bang Nga 13,9 triệu thùng/ngày. Một phần khá lớn trong nguồn cung của các nước Bắc Mỹ cũng như của các nước đang phát triển được dùng cho nhu cầu trong nước, góp phần giảm đáng kể lượng dầu nhập khẩu, còn nguồn cung của OPEC và Liên bang Nga có đến 80% cung cấp cho thị trường thế giới. Vì vậy, OPEC vẫn chi phối chính thị trường giá dầu.

Theo dự báo cán cân cung - cầu dầu thô thế giới trong năm 2015 dư thừa khoảng 1,4 triệu thùng/ngày (Bảng 1). Từ tháng 6/2014 đến đầu năm 2015, giá dầu trượt dốc, giảm 60% giá trị. Nguyên nhân chủ yếu chi phối hiện tượng này là các yếu tố chính trị cùng các mâu thuẫn khá phức tạp liên quan đến khủng hoảng ở Ukraine, Trung Đông, Venezuela và sự bùng nổ của dầu khí phiến sét Mỹ. Mỹ, EU có nhu cầu đánh vào nền kinh tế Liên bang Nga, Iran, Venezuela; Saudi Arabia cùng một số nước Trung Đông có nhu cầu ngăn chặn công nghiệp dầu khí phi truyền thống trên thế giới phát triển cũng như ngăn chặn

sự cạnh tranh của dầu Liên bang Nga, Iran, Venezuela và các nước xuất khẩu dầu khí ngoài OPEC, các nước OECD tiêu thụ dầu khí lớn có nhu cầu giá dầu khí rẻ để thoát ra khỏi khủng hoảng kinh tế. Các yếu tố trên dẫn đến sản lượng dầu của OPEC giữ ở mức cao cộng hưởng với Mỹ và các nước Tây Âu xuất bán dầu dự trữ chiến lược trong lúc nền kinh tế thế giới chưa thoát khỏi khủng hoảng nên cung vượt cầu đột biến, kéo dài.

Từ giữa tháng 1 - 2/2015, giá dầu bắt đầu có dấu hiệu phục hồi. Trong phiên giao dịch ngày 27/2/2015, tại thị trường châu Á, giá dầu WTI giao tháng 4 tăng 84UScent lên 49,01USD/thùng, giá dầu Brent giao cùng kỳ hạn tăng 91UScent lên 60,96USD/thùng (Bảng 2, Hình 1). Từ Quý II/2015 trở đi, thời tiết ở Mỹ (nước tiêu thụ 1/4 dầu thô thế giới) trở nên ấm áp, mùa du lịch bắt đầu, an ninh châu Âu và kinh tế EU có khả năng được cải thiện cũng như Mỹ không thể để cho ngành dầu khí phi truyền thống của mình phá sản nên dự báo giá dầu sẽ tăng trở lại và giá dầu Brent trung bình cuối năm 2015 sẽ dao động quanh mức 75 - 80USD/thùng.

Theo báo cáo của Ngân hàng châu Á (ADB): “Giá dầu giảm là cơ hội vàng cho nhiều cải cách (kinh tế - xã hội)”. Mặc dù các dự báo về tốc độ tăng trưởng kinh tế năm 2015 của các nước Đông Nam Á đã được điều chỉnh hạ thấp so với dự báo cuối năm 2014 xuống còn 5,1 - 5,3 % nhưng có nhiều khả năng phần lớn các nền kinh tế nhập khẩu dầu ròng ở khu vực này sẽ vẫn giữ được mức gia tăng GDP ngoạn mục so với các nước khác trên thế giới.

Giá dầu giảm giúp cho các chương trình trợ cấp giá nhiên liệu của Indonesia và Ấn Độ giảm nhẹ đồng thời khuyến khích các ngành sản xuất hàng hóa xuất khẩu với giá thành thấp có sức cạnh tranh cao hơn trước. Theo ADB, ngay cả khi giá dầu Brent xuống mức 70USD/thùng

thì GDP của các nước đang phát triển châu Á trong năm 2015 vẫn có thể tăng thêm 0,5%, lạm phát sẽ giảm khoảng 3,5% và cán cân thương mại sẽ được cải thiện đáng kể. Đối với các nước không có hoặc có ít sản lượng dầu nội địa như Philippines, việc giảm lạm phát do giá nhiên liệu rẻ có thể cho phép chính sách cải cách tiền tệ để phát huy tác dụng. Tuy nhiên, đối với các nước sản xuất nhiều dầu như Indonesia, Malaysia, Brunei thì hiệu ứng giá dầu giảm có thể biến thiên từ tích cực đến tiêu cực ở một chừng mực nào đó tùy theo vai trò của nguồn thu từ dầu xuất khẩu trong ngân sách quốc gia cũng như ngân sách địa phương của từng nước.

Theo Financial Times, giá dầu giảm mạnh đã giúp Indonesia tiết kiệm được 8 tỷ USD tiền nhập khẩu xăng và giảm được 1/3 số tiền trợ cấp nhiên liệu theo chính sách năng lượng nội địa, giúp GDP của nước này tăng 1,1% GDP

năm 2014 và tiếp tục tăng 1,5 - 2% trong năm 2015. Hội Dầu khí Indonesia cho biết các công ty dầu khí Indonesia có thể phải cắt giảm chi phí đầu tư đến 20% trong năm nay (riêng Pertamina có thể cắt giảm vốn đầu tư đến một nửa do thiếu ngân sách); đầu tư nước ngoài vào các đề án dầu khí biển ở Indonesia cũng bị giảm đáng kể.

Thái Lan là nước nhập khẩu năng lượng lớn nhất ở Đông Nam Á nên được hưởng lợi nhiều nhất nhờ giá dầu rẻ. Nước này chỉ chi khoảng 10% GDP cho nhập khẩu dầu mỏ trong năm 2014. Trợ cấp giá nhiên liệu cho các hộ nghèo không còn đáng kể trong lúc thu nhập từ ngành dầu khí chiếm đến 3,5% ngân sách nhà nước năm 2014. Theo Stratfor, ngành năng lượng Thái Lan dựa chủ yếu vào khí đốt, trong đó 70% là từ nguồn nhập khẩu từ Myanmar. Vì giá khí gắn chặt với giá dầu nên việc giảm giá khí sẽ tạo ra lực đẩy cho nền kinh tế Thái Lan. Chỉ số lạm phát của

Bảng 1. Cung - cầu dầu mỏ thế giới 2014 - 2015

Đơn vị: triệu thùng/ngày

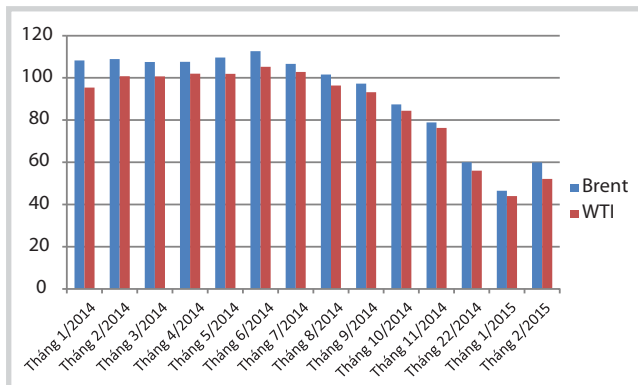
TT		Năm 2014					Dự báo năm 2015				
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
I	Cầu	91,6	91,5	93,1	93,5	92,4	92,5	92,5	94,0	94,4	93,2
1	OECD	45,7	47,7	45,8	46,3	45,6	45,7	44,7	45,7	46,1	45,6
	Bắc Mỹ	23,9	23,6	24,2	24,4	24,0	23,9	23,8	24,3	24,5	24,1
	Châu Âu	13,0	13,4	13,9	13,6	13,5	13,2	13,4	13,7	13,4	13,4
	Thái Bình Dương	8,8	7,7	7,7	8,4	8,1	8,6	7,5	7,7	8,2	8,0
2	Ngoài OECD	45,9	46,8	47,3	47,2	46,8	46,9	47,8	48,2	48,3	47,8
	Liên Xô cũ	4,6	4,8	5,0	4,9	4,8	4,5	4,6	4,8	4,7	4,6
	Châu Âu	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Trung Quốc	10,1	10,3	10,4	10,6	10,3	10,4	10,6	10,7	10,8	10,6
	Các nước châu Á khác	12,2	12,2	11,9	12,3	12,1	12,6	12,5	12,3	12,7	12,5
	Châu Mỹ Latinh	6,6	6,8	6,9	6,9	6,5	6,7	6,9	7,0	7,0	6,9
	Trung Đông	7,8	8,2	8,6	7,8	8,1	7,9	8,4	8,8	8,2	8,3
	Châu Phi	3,9	3,9	3,8	4,0	3,9	4,1	4,1	4,0	4,2	4,1
II	Cung	92,1	92,8	93,7	94,1	93,2	94,2	94,6	94,6	95,1	94,6
1	OECD	22,1	22,4	22,5	23,1	22,5	23,3	23,3	23,3	24,1	23,5
	Bắc Mỹ	18,1	18,6	18,8	19,2	18,7	19,5	19,6	19,6	20,2	19,7
	Châu Âu	3,5	3,3	3,1	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,4	3,2
	Thái Bình Dương	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
2	Ngoài OECD	29,8	29,6	29,5	29,7	29,6	30,0	29,9	29,8	29,9	29,9
	Liên Xô cũ	14,0	13,8	13,8	13,9	13,9	14,0	13,8	13,7	13,7	13,8
	Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc	4,2	4,2	4,2	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
	Các nước châu Á khác	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5	3,4	3,5	3,5	3,5
	Mỹ Latinh	4,2	4,3	4,4	4,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7
	Trung Đông	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	Châu Phi	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
3	Thu thêm qua xử lý	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
4	Dầu sinh học	1,7	2,3	2,5	2,2	2,2	1,8	2,3	2,6	2,3	2,3
	Tổng ngoài OPEC	55,8	56,4	56,7	57,2	56,5	57,3	57,7	57,9	58,4	57,8
	OPEC	36,3	36,4	37,0	36,9	36,7	36,9	36,9	36,7	36,7	36,8
	Dầu thô	30,0	30,1	30,5	30,4	30,3	30,3	30,2	30,0	30,0	30,1
	NGL	6,3	6,4	6,5	6,5	6,4	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7

Nguồn: International Energy Agency, Oil & Gas Journal

Bảng 2. Diễn biến giá dầu thô của các nước sản xuất lớn trên thế giới

Loại dầu	Giá trung bình/tháng (USD/thùng)		
	2/2015 (dự báo)	1/2015	12/2014
OPEC basket chuẩn	57,1	44,38	59,46
Arab nhẹ - Saudi Arabia	57,90	44,47	60,13
Basrah nhẹ - Iraq	56,53	42,58	57,94
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	61,10	48,51	63,81
Es Sider - Libya	59,96	46,76	61,53
Girassol - Angola	59,78	47,98	61,83
Iran nặng - Iran	56,81	42,84	58,99
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	56,53	42,31	58,25
Marine - Qatar	57,10	45,51	59,48
Merey - Venezuela	51,96	37,96	51,17
Murban - UAE	59,38	48,41	62,27
Oriente - Ecuador	53,10	42,26	53,86
Saharan trộn 44° - Algeria	60,53	47,91	62,93
Minas 34° - Indonesia	57,67	46,37	59,95
Fateh 32° - Dubai	58,24	45,57	60,25
Isthmus 33° - Mexico	60,24	45,52	59,74
Brent 38° - Anh	59,96	47,86	62,53
Urals - Nga	60,01	47,03	61,53
WTI/Brent		(0,57)	(3,03)
Brent/Dubai		2,29	2,28

Nguồn: Oil & Gas Journal 23/2/2015



Nguồn: Oil & Gas Journal và www.oil-prices.net 2014 - 2015

Hình 1. Diễn biến giá dầu Brent và WTI từ tháng 1/2014 đến cuối tháng 2/2015 (Đơn vị: USD/thùng)

Thái Lan trong tháng 1/2015 có giá trị âm, GDP tăng được 0,5 điểm, chủ yếu là do giá dầu rẻ.

Philippines cũng là nước hưởng lợi lớn từ giá dầu rẻ, đặc biệt chính phủ nước này không còn phải trợ giá năng lượng mặc dù các đề án dầu khí bị giảm đầu tư. Theo ANZ Research, giá dầu rẻ sẽ giúp giảm lạm phát trong năm 2015 đến 3%, tạo cơ hội cho ngân hàng trung ương của nước này dễ dàng triển khai thực hiện chính sách tiền tệ và cho phép chính phủ gia tăng nguồn thu bằng việc đẩy mạnh vận tải bằng đường sắt dùng động cơ điện.

Chi phí năng lượng với giá rẻ cũng có tác động tích cực đối với các nước nhập khẩu xăng dầu hoàn toàn như Singapore, Lào, Campuchia.

Malaysia cũng là nước nhập khẩu dầu ròng nhưng là nước sản xuất dầu lớn thứ hai ở Đông Nam Á nên ít bị ảnh hưởng của giá dầu rẻ. Gần 1/3 thu nhập của chính phủ Malaysia là từ dầu khí trong đó một nửa là từ thuế và các đóng góp nghĩa vụ khác cũng như từ lợi nhuận của Petronas. Theo Bank of America, do giá dầu khí rẻ nên GDP của Malaysia năm 2015 sẽ giảm. Tháng 1/2015, Chính phủ Malaysia thông báo cắt giảm chi phí 1,5 tỷ USD khi thiếu hụt ngân sách đạt mức 3,2% GDP và hạ mức tăng trưởng GDP dự báo 6% trước đây xuống mức 4,5 - 5,5% cho năm 2015. Tuy nhiên, theo Credit Suisse, việc thu nhập từ dầu xuất khẩu giảm lại được bù trừ do giá nhập khẩu dầu khí giá rẻ sẽ giúp phát triển các ngành kinh tế khác và xóa bỏ việc trợ cấp giá năng lượng dưới mọi hình thức. Petronas sẽ giúp chính phủ cắt giảm chi ngân sách được 6 tỷ USD trong năm 2015 và tập đoàn này vẫn giữ được mức đầu tư cũng như chi phí điều hành sản xuất như trước ngay khi giá dầu ở mức 75USD/thùng.

Brunei cũng bị thiệt hại do giá dầu giảm. Năm 2013, kim ngạch xuất khẩu dầu thô của nước này chiếm 31% và khí hóa lỏng LNG chiếm 37% GDP nên nếu giá dầu khí tiếp tục giảm sẽ gây mất ổn định kinh tế - xã hội nghiêm trọng.

Myanmar sẽ giảm xuất khẩu khí đốt cho Thái Lan mặc dù vẫn muốn tăng nguồn thu qua phí quá cảnh dẫn khí đốt bằng đường ống xuất khẩu sang Trung Quốc.

Tóm lại, các nước vùng Đông Nam Á vẫn hưởng lợi khi giá dầu xuống thấp, đồng thời có cơ hội tiết kiệm tài nguyên dầu khí bằng cách giảm sản lượng khai thác để giữ trữ lượng lại trong lòng đất, vì đây là khu vực có ít tiềm năng dầu khí trên thế giới và giá dầu khí trong dài hạn chắc chắn sẽ cao do đây là nguồn tài nguyên chiến lược không tái tạo.

Hoạt động thương nguồn

Để bảo đảm sự phát triển trong dài hạn, các công ty dầu khí đang triển khai công tác tái cấu trúc cho phù hợp với những biến đổi của nền kinh tế, tập trung đầu tư vào nhiệm vụ nâng cao trữ lượng xác minh, đẩy mạnh thăm dò ở các địa bàn mới, các đối tượng mới, nhất là các loại dầu khí phi truyền thống, song song với công tác thăm dò lại và tăng cường thu hồi dầu ở những vùng đã khai thác lâu năm cũng như ở các mỏ đang đi vào giai đoạn trưởng thành. Hoạt động này đã kéo theo hiện tượng sáp nhập một số công ty nhỏ và mua bán tài sản dầu khí tương đối sôi nổi giữa các công ty dầu khí quốc tế và quốc gia trong thời gian qua.

Ngành thăm dò khai thác dầu khí trong đá chặt sít, đá phiến sét và khí than ở Bắc Mỹ tiến bộ vượt bậc nhờ thay đổi tư duy khoa học trong lĩnh vực địa chất dầu khí cùng

các thành tựu công nghệ kỹ thuật tiên tiến, hiện đại đã giúp Mỹ từ một nước nhập khẩu ròng về dầu khí đã trở thành nước xuất khẩu dầu khí. Các tập đoàn dầu khí quốc tế dựa vào thế mạnh về công nghệ và tài chính chuyển mục tiêu hoạt động vào các khu vực nước sâu, các vùng xa xôi, khó khăn nhưng có tiềm năng cao và bắt đầu đạt được những thành công lớn ở Nam Mỹ, Đông Phi, Tây Phi, vành đai Bắc Cực. Các tập đoàn dầu khí quốc gia đã giữ vững vị trí trụ cột trong địa bàn nội địa và bắt đầu có vai trò không nhỏ ở nước ngoài. Liên bang Nga vẫn là nước dẫn đầu về lượng cung dầu thô với 10,5 triệu thùng dầu/ngày, tiếp theo là Saudi Arabia 9,7 triệu thùng/ngày và Mỹ 8,18 triệu thùng/ngày. Với trữ lượng dầu xác minh toàn cầu đến đầu năm 2014 đạt 1.200 tỷ thùng, nỗi lo về cạn kiệt tài nguyên dầu khí trong thế kỷ XXI đã được đẩy lùi.

Theo Oil & Gas Journal, chi phí cho thăm dò, khai thác dầu khí phi truyền thống ở khu vực Bắc Mỹ trong năm 2014 đạt khoảng 199,2 tỷ USD, chủ yếu do sự gia tăng các hợp đồng dịch vụ, các hoạt động khoan ngang và các giếng khai thác.

Tuy nhiên, do giá dầu giảm mạnh so với kỳ vọng nên sang năm 2015 nhiều công ty dầu khí lớn trên thế giới đều cắt giảm đầu tư, bán một phần tài sản để tập trung vốn cho các hoạt động ở các địa bàn trọng điểm và giảm sản lượng để thị trường không dư thừa quá nhiều dầu.

Theo nghiên cứu của Cowen and Co. từ số liệu của 476 công ty dầu khí, chi phí vốn cho các dự án thăm dò và khai thác dầu khí trên toàn thế giới dự kiến sẽ sụt giảm 17% xuống còn 571 tỷ USD vào năm 2015. Nghiên cứu dự báo giá dầu WTI trung bình là 70USD/thùng. Đây là đợt sụt giảm chi phí toàn cầu lớn thứ 3 kể từ năm 1985. Đợt cắt giảm lớn nhất là 33% vào năm 1986 khi giá dầu giảm mạnh xuống dưới 10USD/thùng.

Tuy nhiên, nghiên cứu thừa nhận rằng giá dầu thô hiện nay đang xoay quanh mức 50USD/thùng (Oil & Gas Journal Online, ngày 8/1/2015), cho thấy có rủi ro đáng kể đối với các dự báo này. Nếu giá dầu trung bình 60USD/thùng, chi tiêu cho thăm dò khai thác dầu khí của Mỹ sẽ giảm 30 - 35%.

Chi tiêu dự kiến sẽ được duy trì ở Trung Đông, nơi sẽ tăng nhẹ từ Công ty Dầu khí Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC), Công ty Dầu khí Kuwait, Saudi Aramco và Qatar Petroleum.

Ước tính, 7 siêu cường sẽ cắt giảm từ 9 - 15%, một phần do việc hoàn thành các dự án LNG hoặc cắt giảm chi tiêu cho các dự án này.

Dựa trên kỳ vọng về giá dầu WTI sẽ đạt 70USD/thùng,

186 công ty ở Mỹ được khảo sát đều đang lên kế hoạch cắt giảm chi tiêu trung bình 22% xuống còn 119 tỷ USD. Các công ty dầu khí của Mỹ với mức cắt giảm ngân sách lớn nhất trong năm 2015 so với 2014 là SandRidge Energy Inc. (63%), Whiting Petroleum Corp. (41%) và Continental Resources Inc. (40%).

Trong khi đó, 110 công ty dầu khí của Canada được khảo sát đang ước tính cắt giảm 24%. Trong đó, Encana Corp. dự kiến sẽ cắt giảm chi tiêu 47% so với năm 2014, Husky Energy Inc. dự tính sẽ giảm ngân sách 37%.

Shell đã cắt giảm hơn 15 tỷ USD chi phí trong 3 năm tới để giảm thiểu ảnh hưởng giá dầu thấp lên tổng thu nhập năm 2015. Năm 2015, Hess cắt ngân sách đầu tư cơ bản 16% so với năm trước, xuống còn 4,7 tỷ USD (trong đó, 2,1 tỷ USD cho các đề án phi truyền thống, 1,2 tỷ USD cho sản xuất, 1 tỷ USD cho phát triển và 400 triệu USD cho lĩnh vực thăm dò). Occidental Petroleum Corporation (OXY) cũng cắt 1/3 ngân sách đầu tư cơ bản, chỉ còn 5,8 tỷ USD trong năm 2015. Các công ty, tập đoàn dầu khí quốc tế và quốc gia khác cũng áp dụng giải pháp giảm đầu tư tương tự.

IHS Energy cho biết sản lượng dầu khí đá chặt sét ở Mỹ sẽ không tăng thêm vào giữa năm 2015 nếu giá dầu WTI ở mức dưới 60USD/thùng. Hiện nay, 1/4 số giếng khai thác mới đã ngừng sản xuất khi giá dầu chạm mức gần 40USD/thùng và gần một nửa số giếng khai thác mới cũng đã dừng hoạt động khi giá dầu đạt mức 60USD/thùng. Số liệu nghiên cứu và thống kê cho thấy gần 30% số giếng khai thác mới đưa vào sản xuất đạt điểm hòa vốn khi giá dầu ở mức 81USD/thùng. Đối với dầu khí phi truyền thống Mỹ, điểm hòa vốn được định nghĩa là tại điểm đó giá dầu chỉ đủ trang trải cho khấu hao đầu tư cơ bản và chi phí điều hành sản xuất cộng với 10% lợi nhuận.

Hoạt động mua mỏ và các tài sản dầu khí khác để chuẩn bị phát triển khi giá dầu phục hồi khá sôi nổi. Chevron Mauritania Exploration Ltd đã mua 30% cổ phần tại các lô C8, C12, C13 ở vùng nước sâu 1.600 - 3.000m trên thềm lục địa Mauritania từ Kosmos Energy Ltd. Santos mua 20% cổ phần ở Lô R vùng nước sâu 100 - 1.400m thuộc vùng Sabah, Malaysia từ JX Nippon Oil & Gas Exploration và Inpex.

Một số nước khác như Liên bang Nga, Trung Quốc vẫn tăng sản lượng và đầu tư. Gazprom Neft bắt đầu khai thác dầu phiến sét ở thành tạo Bazhenov, phía Nam mỏ Priobskoye (Tây Siberia). Một đề án khai thác dầu khí phiến sét khác tại Khu tự trị Khanty - Mansiysk cũng đã đi vào hoạt động.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Bộ cơ sở dữ liệu khí tượng hải văn và động đất phục vụ hoạt động dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam

Các hoạt động dầu khí của Việt Nam chủ yếu diễn ra trên thềm lục địa, chịu tác động lớn của các yếu tố thời tiết và môi trường biển. Vì vậy, việc nghiên cứu và tính toán chính xác trong các khâu thiết kế, thi công, vận hành, bảo dưỡng và ứng cứu sự cố ngoài khơi có vai trò rất quan trọng, phụ thuộc vào các dữ liệu, thông tin đầu vào đối với các yếu tố tự nhiên, môi trường được sử dụng cho công tác tính toán, phân tích và đánh giá kỹ thuật. Sự cập nhật đầy đủ và thường xuyên hệ thống dữ liệu sẽ giúp cho các hoạt động dầu khí trên biển được thực hiện hiệu quả và an toàn.

Trên cơ sở đó, Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) đã thực hiện thành công đề tài “Xây dựng cơ sở dữ liệu khí tượng hải văn động đất tại thềm lục địa Việt Nam phục vụ công tác thiết kế các công trình biển” do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao. Thực hiện chỉ đạo của Hội đồng nghiệm thu, PVU đã phối hợp với các chuyên gia của Trung tâm Hải văn - Tổng cục Biển và Hải đảo và các đơn vị trong Ngành tiếp tục bổ sung dữ liệu, biên tập số liệu tái phân tích và đồng hóa các yếu tố khí tượng hải văn quan trắc tại các trạm khí tượng hải văn khu vực biển Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ để hoàn chỉnh cơ sở dữ liệu phục vụ công tác thiết kế công trình biển và các hoạt động khoan, khảo sát địa chất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Phần mềm quản trị cơ sở dữ liệu là phần mềm desktop, cung cấp cơ chế quản lý, truy vấn cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn, động đất, được phát triển dựa trên hệ thống thông tin địa lý mã nguồn mở Quantum GIS, có các chức năng chính:

1. Hiển thị thông tin khí tượng, hải văn, động đất

- Hiển thị trực quan thông tin về khí tượng, hải văn, động đất tại thềm lục địa Việt Nam dưới dạng bản đồ, bảng số liệu và biểu đồ. Thông tin hiển thị có thể được phóng to, thu nhỏ, xem theo vùng, theo thời gian, xem các lớp thông tin riêng lẻ hay chồng lên nhau;

- Thông tin được tổ chức theo lớp bao gồm lớp thông tin về khí tượng - hải văn, lớp thông tin về bão, các lớp thông tin về động đất (tâm chấn, đường đứt gãy, vùng phát sinh động đất, PGA & SA), lớp thông tin về các công trình dầu khí, lớp bản đồ phân lô dầu khí, lớp bản đồ bể dầu khí, lớp bản đồ vệ tinh...;

- Mỗi lớp thông tin bao gồm các đối tượng hiển thị trực quan trên bản đồ như: vùng có thông tin khí tượng

- hải văn, tâm chấn động đất, đường đi bão... cùng với thông tin thuộc tính tương ứng như số liệu về khí tượng - hải văn, cường độ động đất, các thông tin về bão... được hiển thị dưới dạng bảng biểu hoặc đồ thị.

2. Truy vấn thông tin khí tượng, hải văn, động đất

- Cung cấp chức năng truy vấn thông tin trực quan bằng cách sử dụng chuột để lựa chọn một đối tượng tiếp trên bản đồ (click vào đối tượng cần truy vấn thông tin) hoặc để xác định bán kính bao phủ của khu vực cần truy vấn thông tin;

- Đối với từng lớp thông tin, phần mềm cho phép lọc thông tin theo nhiều tiêu chuẩn như loại thông tin, thời gian, thuộc tính của thông tin;

- Người sử dụng cũng có thể truy vấn thông tin về khí tượng, hải văn, động đất theo lô dầu khí bằng cách cung cấp tên lô cần truy vấn thông tin.

3. Trích xuất thông tin khí tượng, hải văn, động đất

- Cho phép in và trích xuất các bản đồ dưới dạng các file ảnh và pdf kèm theo ghi chú tương ứng. Các bản đồ có thể được trích xuất với định dạng chuẩn shapefile để có thể import trực tiếp vào các hệ thống GIS;

- Đối với dữ liệu thuộc tính (số liệu về khí tượng, hải văn động đất), phần mềm cho phép trích xuất dưới định dạng Excel và PDF.

4. Chức năng phụ trợ

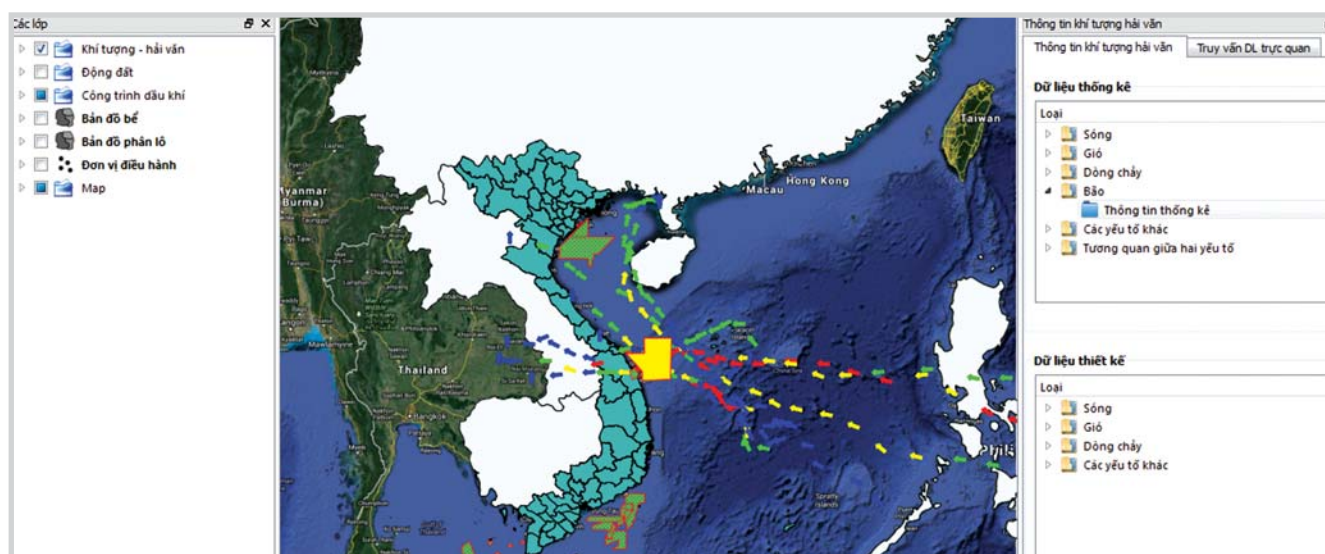
- Cung cấp công cụ đo khoảng cách và góc giữa hai điểm trên bản đồ;

- Cho phép kết nối từ xa đến các hệ quản trị cơ sở dữ liệu không gian như Postgres, MSSQL, Oracle để hiển thị các lớp bản đồ;

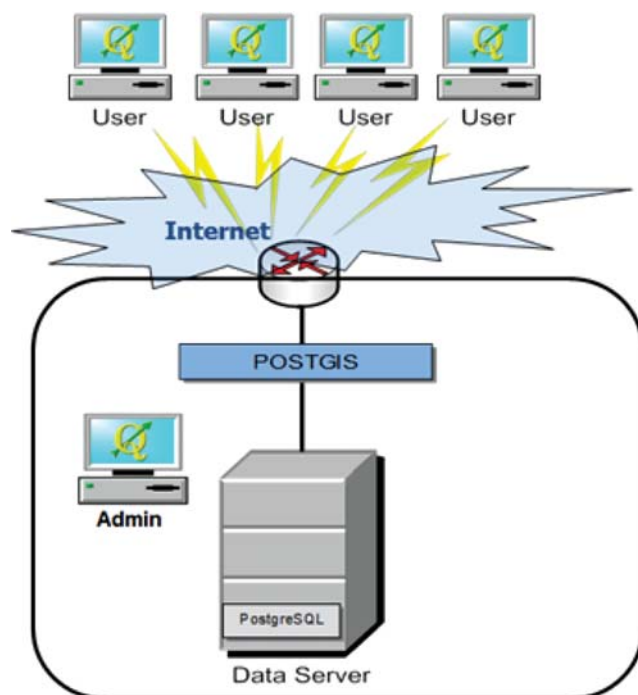
- Cho phép thiết lập màu sắc các đối tượng trên bản đồ phân lô dầu khí và vùng có thông tin khí tượng, hải văn theo loại thông tin;

- Hỗ trợ hai ngôn ngữ tiếng Việt và tiếng Anh.

Cơ sở dữ liệu sẽ được quản lý tập trung và người dùng được cung cấp các tài khoản và phần mềm với giao diện dành cho người sử dụng để truy vấn thông tin từ xa. Người quản trị sử dụng giao diện riêng để thực hiện các thao tác liên quan đến quản lý cơ sở dữ liệu.



Giao diện chính của phần mềm quản lý cơ sở dữ liệu khí tượng hải văn động đất



Mô hình triển khai cơ sở dữ liệu khí tượng hải văn động đất

Cơ sở dữ liệu quản trị các dữ liệu như sau:

- Dữ liệu không gian được tổ chức theo lớp, mỗi lớp cung cấp thông tin về một chủ đề cụ thể (lớp khí tượng, hải văn, lớp động đất, lớp lô dầu khí...). Nhà quản trị sử dụng các công cụ được cung cấp để thực hiện cập nhật (vị trí, kích thước, màu sắc...), thêm, xóa các đối tượng trực quan cũng như các lớp thông tin (khu vực có thông tin khí tượng - hải văn, lô dầu khí, mỏ dầu khí, tâm chấn, đường đứt gãy...). Cho phép thực hiện số hóa các bản đồ truyền thống để lưu trữ vào cơ sở dữ liệu và import lớp bản đồ dạng vector trực

tiếp vào cơ sở dữ liệu với định dạng hỗ trợ là shapefile, tab, csv. Dữ liệu không gian được quản lý theo mô hình vector để biểu diễn và lưu trữ các đối tượng trực quan như lô dầu khí, vùng có thông tin khí tượng hải văn, tâm chấn, đường đứt gãy, đường đi của bão... Trong mô hình này, các đối tượng được biểu diễn dưới dạng, điểm, đường và vùng.

- Dữ liệu phi không gian được tổ chức và quản lý theo mô hình dữ liệu quan hệ nhằm đảm bảo tính nhất quán và toàn vẹn thông tin. Dữ liệu phi không gian được liên kết với dữ liệu không gian thông qua định danh của các đối tượng. Các loại dữ liệu phi không gian chứa thông tin về khí tượng hải văn (sóng, gió, dòng chảy, cường độ bão ...), động đất (cường độ, thời điểm xảy ra...) có thể được cập nhật, thêm, xóa dễ dàng bằng giao diện dành cho nhà quản trị hoặc import vào hệ thống để tạo mới thông tin với số lượng lớn.

Phần mềm cơ sở dữ liệu đã hỗ trợ các chức năng cơ bản về quản lý cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn, động đất, sóng thần phục vụ các hoạt động sản xuất trên biển (thiết kế công trình biển, khoan và khảo sát địa chấn). Với mục tiêu xây dựng bộ cơ sở dữ liệu khí tượng hải văn và động đất chuyên dụng, nhóm tác giả PVU đang tiếp tục hoàn chỉnh dữ liệu trên cơ sở hợp tác với các đơn vị cung cấp dữ liệu có uy tín, thực hiện biên tập và tái phân tích dữ liệu để phục vụ hiệu quả hơn cho công tác thiết kế công trình biển và các hoạt động dầu khí trên biển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

TS. Hoàng Thịnh Nhân, ThS. Trần Xuân Hạ (giới thiệu)

Tính toán thiết kế, lắp đặt và lập trình hệ thống điều khiển DCS tạo các chức năng “Trip Voting” cho các tín hiệu bảo vệ hệ thống công nghệ Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn

Để đảm bảo vận hành an toàn ở mức rất cao, hệ thống dừng khẩn cấp (Emergency shutdown system - ESD) được lắp đặt tại Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn để ra lệnh dừng sản xuất (cục bộ hoặc cả dây chuyền) trong các trường hợp cần thiết. Tuy nhiên, từ khi đưa vào vận hành (năm 2003) đến nay, Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn đã 5 lần phải dừng khí do các tín hiệu bảo vệ bị nhiễu hoặc thiết bị bảo vệ hỏng hóc dẫn đến báo giả, phải dừng máy và mất khoảng 40 phút để có thể khôi phục lại dây chuyền khí bình thường.

Theo thiết kế ban đầu, Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn có các tín hiệu đo/điều khiển các thông số vận hành (áp suất, nhiệt độ, mức lỏng, lưu lượng...) hoạt động song song với các tín hiệu bảo vệ để đảm bảo Nhà máy vận hành an toàn. Tuy nhiên, các tín hiệu bảo vệ này có thể bị nhiễu, báo sai, báo tín hiệu giả, kích hoạt hệ thống dừng khẩn cấp gây dừng khí ảnh hưởng đến việc duy trì hệ thống cung cấp khí liên tục cho các hộ tiêu thụ tại Phú Mỹ, ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất của Nhà máy.

Để nâng cao độ tin cậy cấp khí của Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn, đồng thời đảm bảo duy trì tiêu chuẩn cao về độ an toàn vận hành như thiết kế ban đầu, KS. Phạm Nghiêm Việt và nhóm tác giả (Hoàng Minh, Lê Đình Châu, Đinh Tiến Định và Bùi Bảo Bình) Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) đã đề xuất giải pháp “Tính toán thiết kế, lắp đặt và lập trình hệ thống điều khiển DCS tạo các chức năng “Trip voting” cho các tín hiệu bảo vệ hệ thống công nghệ (trong điều kiện nhà máy vận hành bình thường)”.

Nhóm tác giả đã thiết kế, thi công lắp đặt thiết bị, chạy dây, đấu nối tín hiệu vào hệ thống; tạo thêm tín hiệu xác nhận (Voting) cho 6 chu trình dừng sản xuất (loops shutdown) đặc biệt quan trọng; thay đổi logic điều khiển để ra quyết định shutdown chỉ khi có tác động xác nhận

của hai tín hiệu yêu cầu shutdown gây dừng khí; thay đổi các trang màn hình vận hành liên quan (trên 7 máy tính); thực hiện chạy thử cho từng chu trình (loop); cập nhật bản vẽ, quy trình vận hành cho giải pháp mới. Toàn bộ quá trình thi công/lắp đặt/lập trình hệ thống DCS/chạy thử được thực hiện khi Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn đang hoạt động bình thường.

Với nguyên lý thiết kế cũ, các tín hiệu gây dừng khí không được xác nhận thì khả năng gây dừng khí do các thiết bị đo bị hỏng, bị nhiễu là khá cao. Khi có tín hiệu xác nhận, sẽ giảm thiểu khả năng dừng khí do tín hiệu giả gây ra.

Mặc dù cần thời gian để bảo dưỡng các tín hiệu mới, duy trì chức năng bảo vệ theo thiết kế (vài chục giờ/năm) nhưng giải pháp “Tính toán thiết kế, lắp đặt và lập trình hệ thống điều khiển DCS tạo các chức năng “Trip Voting” cho các tín hiệu bảo vệ hệ thống công nghệ” đã giúp Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn duy trì ổn định sản xuất, không bị dừng khí do thiết bị bảo vệ bị hỏng, nhiễu; tăng độ tin cậy của tín hiệu dừng sản xuất và cả dây chuyền; tăng doanh thu vận chuyển khí.

Đặc biệt, việc các cán bộ, kỹ sư NCSP tự thiết kế và thi công giải pháp trong điều kiện Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn vẫn hoạt động bình thường nên không tốn chi phí thuê chuyên gia nước ngoài (mô phỏng, lắp đặt, lập trình lại hệ thống điều khiển). Tổng thời gian thi công “online” không cần phải dừng khí là 16 giờ (tương đương với thời gian vận chuyển 12 triệu m³ khí). Ước tính, sáng kiến làm lợi trên 414.800 USD.

Sáng kiến trên được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, có thể áp dụng cho các dây chuyền công nghệ có yêu cầu duy trì độ tin cậy sản xuất rất cao, an toàn cao trong các nhà máy, công trình dầu khí.

Phạm Nghiêm Việt