

Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 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: Nhà máy xử lý khí Đình Cổ. Ảnh: CTV

TIỂU ĐIỂM

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: CUNG CẤP 7,2 TỶ KWH/NĂM CHO HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

Với việc đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang là chủ sở hữu và vận hành an toàn, ổn định 7 nhà máy điện có công suất 7.200MW, chiếm hơn 17% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia. Ngày 17/9/2015, phát biểu tại Lễ khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh sự thành công của dự án đã đánh dấu bước trưởng thành của đội ngũ cán bộ, kỹ sư, công nhân, người lao động trong nước, đồng thời khẳng định Việt Nam có thể tự triển khai các dự án điện quy mô lớn.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng phát biểu tại Lễ khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: NHK

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã cung cấp trên 3 tỷ kWh điện

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy với công suất 600MW/tổ máy), sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp tiên tiến, hiệu suất cao, đáp ứng tất cả các yêu cầu về bảo vệ môi trường. Đây là dự án điện cấp bách được áp dụng các cơ chế, chính sách đặc thù để đầu tư xây dựng theo Quyết định số 1195/QĐ-TTg ngày 11/12/2005 của Thủ tướng Chính phủ, do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và Tổng công ty Lọc dầu Việt Nam (Lilama) làm tổng thầu EPC. Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 được xây dựng tại địa điểm có địa hình địa chất phức tạp, hạ tầng cơ sở còn nhiều hạn chế, với các khó khăn: không được triển khai xây dựng trong bối cảnh nền kinh tế thế giới và trong nước có nhiều biến động... do đó không tránh khỏi các khó khăn vướng mắc phát sinh trong quá trình thực hiện đầu tư xây dựng dự án. Với sự chỉ đạo sát sao của Chính phủ, Bộ Công Thương, các Bộ ngành liên quan và địa phương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tổng thầu Lilama, các nhà thầu phụ, tư vấn trong và ngoài nước đã từng bước khắc phục khó khăn, tiến hành thực hiện dự án đảm bảo chất lượng, tiến độ và an toàn. Tổ máy số 1 và số 2 đã lần lượt được đưa vào vận hành thương mại ngày 31/12/2014 và ngày 12/5/2015, đến nay đã cung cấp cho hệ thống điện quốc gia trên 3 tỷ kWh. Khi đi vào vận hành, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 cung cấp cho hệ thống điện quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh/năm, doanh thu dự kiến đạt 7 - 8 nghìn tỷ đồng/năm.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có tỷ lệ nội địa hóa trên 30%, đối với các hạng mục thiết kế chế tạo, vật tư thiết bị trong nước (trong đó, có giá thầu đạt tỷ lệ nội địa hóa trên 50% do các đơn vị trong nước sản xuất được). Đặc biệt, Dự án có quy mô công suất tổ máy lớn, công nghệ phức tạp, tổ hợp của nhiều hệ thống thiết bị lớn đầu tiên được đầu tư xây dựng, lắp đặt bởi tổng thầu EPC và các nhà thầu xây dựng trong nước, do Lilama đứng đầu. Thành công của công trình Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã đánh dấu sự trưởng thành của chủ đầu tư và các nhà thầu Việt Nam, trở thành niềm tự hào của đội ngũ xây dựng các nhà máy nhiệt điện than Việt Nam với công nghệ nhiệt điện tiên tiến trong nước đi vào vận hành mà tất cả các khâu quản lý, thiết kế, thi công, xây dựng, lắp đặt đều do người Việt Nam đảm nhiệm chính.

Theo Quyết định chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh: Với việc đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang là chủ sở hữu và vận hành an toàn, ổn định 7 nhà máy điện có tổng công suất 7.200MW, chiếm hơn 17% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia gồm: Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1-4 nhà máy nhiệt điện khí (Cá Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2), 2 nhà máy thủy điện (Hòa Hòa, Bâkđimôn). Bên cạnh đó, Tập đoàn đang tích cực, khẩn trương triển khai công tác đầu tư xây dựng 4 nhà máy nhiệt điện than (Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hàn 1, Quảng Trạch 1 - công suất 1.200MW/nhà máy), với mục tiêu và quyết tâm đảm bảo các

TIỂU ĐIỂM



NHÀ CUNG CẤP KHÍ VÀ LPG SỐ 1 TẠI VIỆT NAM

Trong 25 năm qua, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTEP (PV GAS) luôn nỗ lực thực hiện mục tiêu phát triển theo hướng tăng tốc, đổi mới, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững. Đến nay, PV GAS đã tham gia hầu hết các hoạt động của ngành công nghiệp khí Việt Nam với định hướng chiến lược là phát triển trở thành một trong những ngành công nghiệp đầu tàu trong nền kinh tế, từng bước vươn ra thị trường quốc tế, tiếp thị hàng hóa trong khu vực ASEAN và cả trên trung các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

là trụ cột trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, PV GAS đã và đang thực hiện hiệu quả nhiệm vụ thu gom, nhập khẩu, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối, kinh doanh khí và các sản phẩm khí. Kể từ khi đưa dòng khí đầu tiên vào bờ năm 1995 đến nay, PV GAS đã cung cấp cho thị trường trên 98 tỷ m³ khí, khoảng 8,8 triệu tấn LPG và khoảng 1,6 triệu tấn condensate. Với việc quản lý và vận hành an toàn, liên tục các hệ thống thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến và phân phối khí từ các bể Cầu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng; mỗi năm PV GAS cung cấp khí để sản xuất gần 35% sản lượng điện, 70% nhu cầu phân đạm và dự trữ khoảng 70% thị phần LPG trong nước phục vụ các ngành công nghiệp và dân dụng trong nước.

Có sự hỗ trợ tăng cường công nghiệp khí Việt Nam đã thành hình, tương đối hoàn chỉnh từ các khâu thu gom, chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối khí với tổng tài sản khoảng 2,5 tỷ USD gồm trên 1.000m đường ống biển bờ, 2 nhà máy xử lý khí, hệ thống các kho chứa LPG trên 92.000 tấn... với sản lượng cung cấp hàng đầu khu vực Đông Nam Á. PV GAS đang vận hành, quản lý 4 hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí tương đối hoàn chỉnh với quy mô lớn. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí bể Cầu Long và bể Nam Côn Sơn cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ tại khu vực Đông Nam Bộ. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí bể PM3 - Cà Mau cung cấp khí cho các khách hàng tiêu thụ tại khu vực Tây Nam Bộ. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí Hàm

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

16. Ứng xử cơ học của vỉa cát kết có độ cố kết yếu

28. Ứng dụng kỹ thuật mạng neural nhân tạo trong dự báo độ thấm đá chứa Miocene mở Đại Hùng trên cơ sở tài liệu mẫu lõi và đường cong địa vật lý giếng khoan



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

33. Xây dựng mô hình mô phỏng và tối ưu hóa hoạt động phân xưởng Reforming xúc tác Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



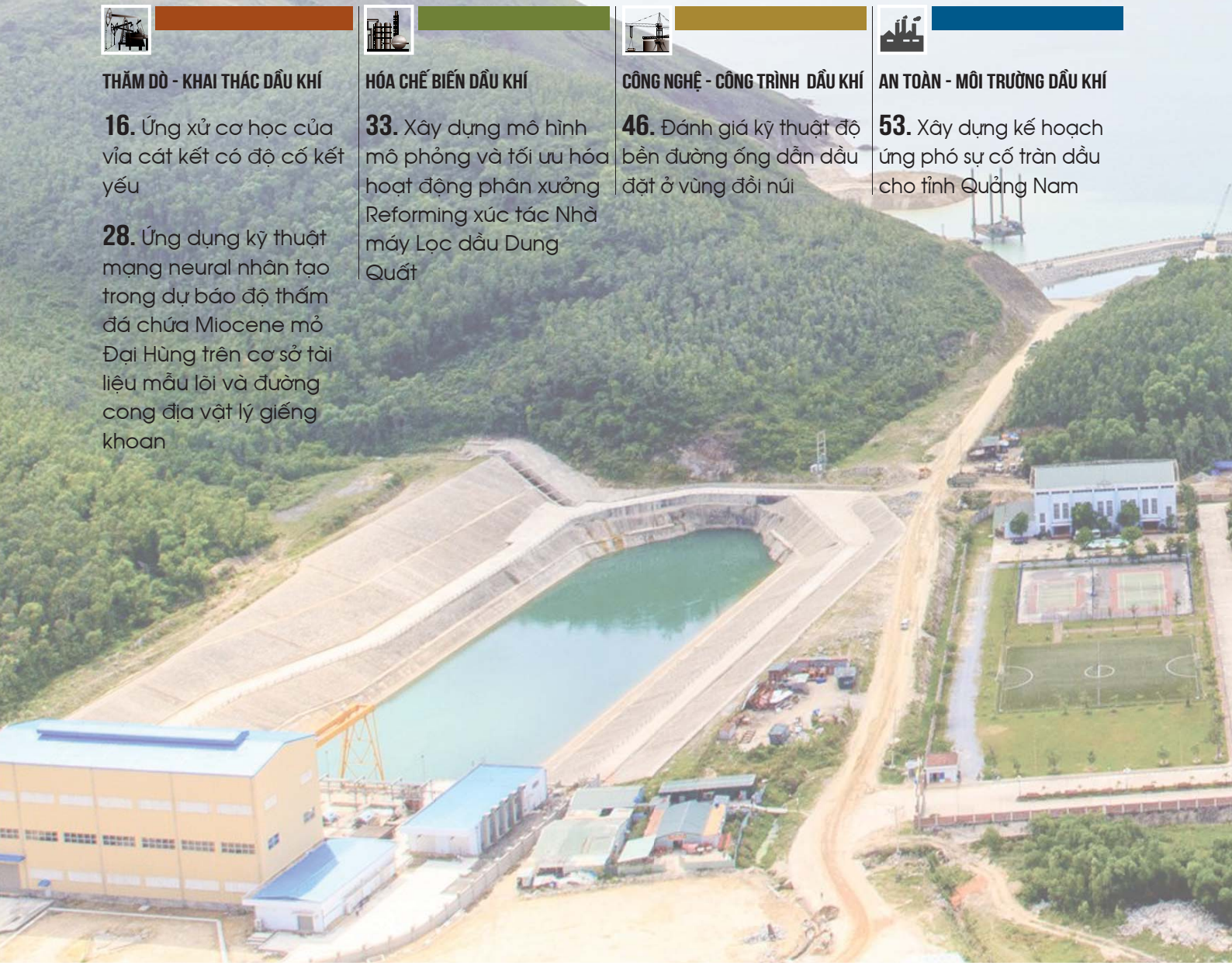
CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

46. Đánh giá kỹ thuật độ bền đường ống dẫn dầu đặt ở vùng đồi núi



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

53. Xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam



FOCUS

Vung Ang 1 Thermal Power Plant supplies 7.2 billion kWh per year to the national grid	4
Distribution and utilisation of bio-ethanol to be boosted	7
PV GAS - the number-one gas and LPG supplier in Vietnam	10
Management works to be strengthened and competitiveness enhanced	12
Dung Quat Refinery brings Sulfur Recovery Unit 2 (SRU2) into operation	14

SCIENTIFIC RESEARCH

A study on the mechanical behaviour of weakly consolidated sandstone	16
Application of artificial neural network technique to predict permeability of Miocene reservoirs in Dai Hung field based on core data and wireline logging data	28

Model simulation and optimisation for CCR platforming unit of Dung Quat refinery	33
Evaluation of the strength of oil pipelines built in the mountains	46
Developing oil spill response plan for Quang Nam province	53
Application of "Parasqueeze" technology to prevent formation of asphaltic-resinous-paraffin deposits in production wells	60

NEWS

Petrovietnam strengthens co-operation with KPC	64
Energy co-operation with Russia to be boosted	65
Contract signed for provision of maintenance and repair to Vung Ang 1 Thermal Power Plant	65
Foundation pile driven for Long Phu 1 Thermal Power Plant	66
Overall maintenance of FPSO Ruby II completed	66
ONGC Videsh to participate in Iran's USD 10 billion gas project	69
Gazprom to build Nord Stream-2 Pipeline	70

THAM DO - KHAI THÁC DẦU KHÍ	
ỨNG XỬ CƠ HỌC CỦA VĨA CÁT KẾT CỐ ĐỘ CỐ KẾT YẾU	
TS. Nguyễn Văn Hùng, PGS.TS. Lê Phước Hòa, ThS. Bùi Tú An Đà Nẵng, Đà Nẵng, Việt Nam Email: hungnvpuu.edu.vn	
Tóm tắt	Thí nghiệm cơ học theo các đường cắt tải khác nhau (giải tải theo các phương và theo tỷ lệ giải tải khác nhau giữa áp lực ngang và áp lực dọc) đã được tiến hành trên cát kết có độ cố kết yếu Otter Sherwood, được lấy từ vỉa đá tương đương đá vôi của mỏ dầu Wyth Farm (Vương quốc Anh). Ứng xử cơ học đến hồi và biến dạng dẻo đã xuất hiện và được dùng để xác định ứng suất giới hạn, đồng thời hoàn toàn phù hợp với mô hình Cam-clay hiệu chỉnh và mô hình mũ ellipse cho kết quả ứng suất giới hạn dẻo. Từ khóa: Cơ học, cát kết yếu, đường cắt tải, mỏ dầu Wyth Farm, cát kết Sherwood. 1. Giới thiệu Trong quá trình khai thác dầu khí, áp suất vỉa suy giảm (depletion) làm gia tăng ứng suất hiệu dụng trong khung đá. Sự thay đổi này phụ thuộc vào tính chất của đá, đồng thời cũng là tác nhân làm vỉa bị nén lại. Trong trường hợp bất lợi, phần biến dạng dư và sự giảm lỗ rỗng không phục hồi có thể gây ra hiện tượng sụt lún trong khu vực khai thác dầu khí, dẫn đến các hậu quả nghiêm trọng như: ống dẫn bị vỡ, độ thấm giảm, phải dừng khai thác [1]. Độ rỗng của vỉa cát kết có độ cố kết yếu thường lớn và giảm nhiều nếu chịu sự giải tải của ngoại lực. Do đó, dự báo biến dạng của đá, hiểu được bản chất của cơ chế nén của vỉa sẽ giúp kiểm soát và tối ưu hóa việc khai thác vỉa sản phẩm. Theo các nghiên cứu trước đây về hiện tượng sụt áp suất gây ra sự nén vỉa, các thí nghiệm mô phỏng đường cắt tải bằng thí nghiệm biến dạng một trục (trường hợp oedometric) chỉ có biến dạng thẳng đứng, không có biến dạng ngang [3] hoặc thí nghiệm nén đều theo các phương [2], để thực hiện trong phòng thí nghiệm. Tuy nhiên, tại khu vực khai thác dầu khí hiện khi tìm thấy trạng thái ứng suất đẳng hướng, mô phỏng ứng suất thẳng đứng và ứng suất ngang bằng đồng thời trong quá trình khai thác. Segura [4] giả thiết rằng còn có ảnh hưởng của hiệu ứng ứng suất vòng gây ra sự phân bố lại của ứng suất thẳng đứng trong quá trình vỉa bị nén. Đối với trường hợp biến dạng một chiều, điều kiện biên cần được thỏa mãn là tỷ lệ kích thước của vỉa phải rất lớn (nghĩa là chiều dày theo phương thẳng đứng rất nhỏ so với chiều ngang của vỉa). Rustum [5] đã chứng minh điều kiện biên này trong bể chứa là không chính xác và điều kiện biên dạng một phương không đúng trong nhiều trường hợp. Những điều kiện này phụ thuộc vào nhiều thông số kích thước và hình dạng của vỉa chứa, sự tương quan giữa tính
16	ISSN 2542-024X



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

60. Áp dụng công nghệ bơm ép thẩm "parasqueeze" để ngăn ngừa lắng đọng paraffin-asphaltene trong giếng khai thác dầu



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: CUNG CẤP 7,2 TỶ KWH/NĂM CHO HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

Với việc đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang là chủ sở hữu và vận hành an toàn, ổn định 7 nhà máy điện có công suất 7.200MW, chiếm hơn 11% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia. Ngày 17/9/2015, phát biểu tại Lễ khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh sự thành công của dự án đã đánh dấu bước trưởng thành của đội ngũ cán bộ, kỹ sư, công nhân, người lao động trong nước, đồng thời khẳng định Việt Nam có thể tự triển khai các dự án điện quy mô lớn.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng phát biểu tại Lễ khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Nhật Bắc

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã cung cấp trên 3 tỷ kWh điện

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy với công suất 600MW/tổ máy), sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp tiên tiến, hiệu suất cao, đáp ứng tốt các yêu cầu về bảo vệ môi trường. Đây là dự án điện cấp bách được áp dụng các cơ chế, chính sách đặc thù để đầu tư xây dựng theo Quyết định số 1195/QĐ-TTg ngày 9/11/2005 của Thủ tướng Chính phủ, do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) làm tổng thầu EPC. Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 được xây dựng tại địa điểm có địa hình địa chất phức tạp, hạ tầng cơ sở còn nhiều hạn chế, nơi có khí hậu khắc nghiệt, được triển khai xây dựng trong bối cảnh nền kinh tế thế giới và trong nước có nhiều biến động... do đó không tránh khỏi các khó khăn vướng mắc phát sinh trong quá trình thực hiện đầu tư xây dựng dự án. Với sự chỉ đạo sát sao của Chính phủ, Bộ Công Thương, các Bộ/Ngành liên quan và địa phương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tổng thầu Lilama, các nhà thầu phụ, tư vấn trong và ngoài nước đã từng bước khắc phục khó khăn, triển khai thực hiện dự án đảm bảo chất lượng, tiến độ và an toàn. Tổ máy số 1 và số 2 đã lần lượt được đưa vào vận hành thương mại ngày 31/12/2014 và ngày 12/5/2015, đến nay đã cung cấp cho hệ thống điện quốc gia trên 3 tỷ kWh. Khi đi vào vận hành, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 cung cấp cho hệ thống điện quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh/năm, doanh thu dự kiến đạt 7 - 8 nghìn tỷ đồng/năm.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có tỷ lệ nội địa hóa trên 30%, đối với các hạng mục thiết kế chế tạo, vật tư thiết bị trong nước (trong đó, có gói thầu đạt tỷ lệ nội địa hóa trên 50% do các đơn vị trong nước sản xuất được). Đặc biệt, Dự án có quy mô công suất tổ máy lớn, công nghệ phức tạp, tổ hợp của nhiều hệ thống thiết bị lần đầu tiên được đầu tư, xây dựng, lắp đặt bởi tổng thầu EPC và các nhà thầu xây dựng trong nước, do Lilama đứng đầu. Thành công của công trình Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã đánh dấu sự trưởng thành của chủ đầu tư và các nhà thầu Việt Nam, trở thành niềm tự hào của đội ngũ xây dựng các nhà máy nhiệt điện than Việt Nam với công trình nhiệt điện lớn nhất trong nước đi vào vận hành mà tất cả các khâu quản lý, thiết kế, thi công, xây dựng, lắp đặt đều do người Việt Nam đảm nhiệm chính.

Theo Quyển chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh: Với việc đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang là chủ sở hữu và vận hành an toàn, ổn định 7 nhà máy điện có tổng công suất 7.200MW, chiếm hơn 11% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia gồm: Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1; 4 nhà máy nhiệt điện khí (Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2), 2 nhà máy thủy điện (Hòa Na, Đăkdrinh). Bên cạnh đó, Tập đoàn đang tích cực, khẩn trương triển khai công tác đầu tư xây dựng 4 nhà máy nhiệt điện than (Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1, Quảng Trạch 1 - công suất 1.200MW/nhà máy), với mục tiêu và quyết tâm đưa các



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và các đại biểu cắt băng khánh thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Nhật Bắc

nhà máy vào vận hành thương mại an toàn, đúng hạn, đảm bảo yêu cầu về chất lượng.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cam kết vận hành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 an toàn, ổn định và hiệu quả; tiếp tục phối hợp hiệu quả với Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong việc huy động tối ưu sản lượng điện sản xuất của Nhà máy; phối hợp với chính quyền địa phương trong công tác đảm bảo an ninh, an toàn, môi trường, thực hiện tốt chính sách an sinh xã hội cho người dân trong vùng dự án.

Phát huy nội lực, vươn lên làm chủ công nghệ

Phát biểu tại Lễ khánh thành, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh việc xây dựng thành công Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có ý nghĩa bước ngoặt. Đây là nhà máy nhiệt điện than (nhiên liệu chủ yếu là loại than nội địa rất khó sử dụng), có công suất lớn nhất tính đến nay và sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại, đảm bảo an toàn môi trường; chủ đầu tư và tổng thầu EPC đều là doanh nghiệp Việt Nam. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng cho rằng Việt Nam khuyến khích đầu tư nước ngoài, song nếu không có nội lực thì không thể đẩy nhanh công nghiệp hóa, hiện đại hóa. Sự thành công của dự án đã đánh dấu bước trưởng thành của đội ngũ cán bộ, kỹ sư, công nhân, người lao động Việt Nam, đồng thời khẳng

DỰ ÁN ĐẦU TƯ XÂY DỰNG CÔNG TRÌNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VŨNG ÁNG 1

- Địa điểm dự án: Thôn Hải Phong, xã Kỳ Lợi, huyện Kỳ Anh, tỉnh Hà Tĩnh;
- Chủ đầu tư: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Ban QLDA Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch là đại diện chủ đầu tư);
- Tổng thầu EPC: Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama);
- Tư vấn quản lý dự án (PMC): Poyry;
- Quy mô công suất: 1.200MW (2 x 600MW);
- Các thiết bị công nghệ chính: Lò hơi kiểu than phun, đốt trực tiếp, kiểu đốt down-shot, tuần hoàn tự nhiên, quá nhiệt trung gian một cấp, thông số cận tối hạn; turbine kiểu ngưng hơi 3 thân, đồng trục, công suất 600MW.
- Nhiên liệu sử dụng: Nhiên liệu chính là than cám 5A Hòn Gai - Cẩm Phả và Vàng Danh - Uông Bí; nhiên liệu phụ dầu HFO số 2B theo TCVN dùng để khởi động và đốt kèm khi phụ tải lò hơi $\leq 60\%$ phụ tải định mức.
- Cấp điện áp đấu nối vào hệ thống điện quốc gia: 220/500kV;
- Các mốc tiến độ chính của Dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã thực hiện:
 - + Ký Hợp đồng EPC ngày 9/4/2009
 - + Phát điện thương mại Tổ máy 1: 31/12/2014
 - + Phát điện thương mại Tổ máy 2: 12/5/2015
 - + Hội đồng nghiệm thu Nhà nước chấp thuận nghiệm thu đưa vào sử dụng Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 ngày 2/7/2015.



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Duy Tinh

định các dự án điện (thủy điện, nhiệt điện than, nhiệt điện khí) Việt Nam đều có thể tự làm được.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đánh giá cao sự phấn đấu, nỗ lực của các cán bộ, kỹ sư, công nhân, người lao động Việt Nam trên công trường, của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam và các doanh nghiệp của Việt Nam trong thời gian qua đã vượt qua rất nhiều khó khăn thách thức, cạnh tranh trên thị trường, vươn lên làm chủ công nghệ, thực hiện thành công dự án lớn, đóng góp tích cực vào thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội; nâng cao năng lực công nghiệp, năng lực chế tạo và lắp máy của quốc gia. Thủ tướng Chính phủ lưu ý không chủ quan, thỏa mãn với những kết quả đã đạt được, mà cần phải làm tốt hơn bởi vì yêu cầu, công nghệ ngày càng cao hơn.

Nhấn mạnh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai 4 dự án nhiệt điện than lớn, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng lưu ý cần đảm bảo tiến độ của các dự án, quan tâm lựa chọn tổng thầu trong nước tham gia; tiếp tục nâng cao tỷ lệ nội địa hóa, đảm bảo chất lượng, kỹ thuật công trình.

Từ chỗ thiếu điện, đến nay Việt Nam đã có thừa công suất dự phòng khoảng 20 - 25%. Tuy nhiên, do phân bố không đồng đều, nên đến năm 2017 - 2018 có thể xảy ra tình trạng thiếu điện ở khu vực phía Nam. Trên cơ sở đó, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng yêu cầu Bộ Công Thương chủ động bổ sung, hoàn thiện để trình Chính phủ phê duyệt Tổng sơ đồ phát triển điện quốc gia VII đảm bảo đủ điện cho đất nước và đầu tư theo hướng khuyến khích các nhà đầu tư cả trong và ngoài nước. Trong đó, các nhà đầu tư trong nước phải phấn đấu vươn lên, thực hiện các tổng thầu xây dựng, lắp máy đạt tiêu chuẩn cạnh tranh quốc tế.

Việc hoàn thành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đảm bảo chất lượng và an toàn là tiền đề quan trọng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai thực hiện thành công các nhà máy nhiệt điện than có quy mô công suất lớn trong thời gian tới và hiện thực hóa mục tiêu phát triển lĩnh vực công nghiệp điện trong Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị định hướng trong Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015.

Việt Hà

TĂNG CƯỜNG PHÂN PHỐI VÀ SỬ DỤNG XĂNG SINH HỌC

Theo Chỉ thị số 23/CT-TTg của Thủ tướng Chính phủ, các doanh nghiệp đầu mối kinh doanh xăng dầu cần đẩy nhanh tiến độ xây dựng các trạm pha chế, phối trộn xăng E5, mở rộng mạng lưới cửa hàng bán lẻ xăng E5, đảm bảo mục tiêu đến ngày 30/11/2015 đạt tối thiểu 50% số lượng cửa hàng thuộc hệ thống phân phối bán xăng E5 tại 8 tỉnh/thành phố lớn: Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Quảng Nam và Bà Rịa - Vũng Tàu.



Đến ngày 30/11/2015, tối thiểu 50% số lượng cửa hàng xăng dầu tại 8 tỉnh/thành phố lớn bán xăng E5. Ảnh: CTV

Nghiên cứu cơ chế ưu đãi, giảm giá thành xăng E5, E10

Ngày 31/8/2015, Thủ tướng Chính phủ có Chỉ thị số 23/CT-TTg về việc tăng cường sử dụng, phối trộn, phân phối xăng sinh học thực hiện Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg ngày 22/11/2012 của Thủ tướng Chính phủ ban hành lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống. Để đẩy mạnh việc sản xuất, phối trộn, phân phối và sử dụng xăng sinh học theo Lộ trình đã được phê duyệt, Thủ tướng Chính phủ chỉ thị Bộ Công Thương chủ trì, phối hợp với Bộ Tài chính điều hành giá bán xăng dầu, trích lập và sử dụng Quỹ bình ổn giá xăng dầu (trong đó có E5, E10) theo kết luận của Thủ tướng Chính phủ tại Thông báo số 19/TB-VPCP ngày 26/1/2015. Bộ Công Thương chủ trì, phối hợp với Bộ Thông tin và Truyền thông, Bộ Khoa học và Công nghệ và các cơ quan liên quan khẩn trương xây dựng, triển khai thực hiện chương trình truyền thông cấp quốc gia khuyến khích sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung, xăng E5, E10 nói riêng, trong đó cần làm rõ lợi ích của việc sử dụng nhiên liệu sinh học, khẳng định về chất lượng, kỹ thuật để người tiêu dùng yên tâm sử dụng nhiên liệu sinh học. Bộ Công Thương chủ trì, phối hợp với cơ quan liên quan rà soát hoạt động của các nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu; kiểm tra, giám sát, đôn đốc các địa phương, các thương nhân kinh doanh xăng dầu đảm bảo sử dụng, phối trộn, phân phối xăng sinh học

theo Lộ trình đã được phê duyệt và phân phối xăng sinh học thuận lợi như xăng khoáng...

Bộ Tài chính chủ trì, phối hợp với Bộ Công Thương nghiên cứu, hướng dẫn phương pháp tính giá cơ sở đối với nhiên liệu sinh học (trước mắt là xăng E5, E10), hướng dẫn việc quản lý, trích lập và sử dụng Quỹ bình ổn giá xăng dầu đối với nhiên liệu sinh học (trước mắt là xăng E5, E10) để thực hiện Lộ trình đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Bộ Tài chính chủ trì, phối hợp với các Bộ/ Ngành nghiên cứu, ban hành cơ chế ưu đãi về thuế đối với nhiên liệu sinh học và ethanol nhằm giảm giá thành xăng E5, E10, khuyến khích các doanh nghiệp sản xuất, kinh doanh xăng E5, E10. Bộ Tài chính chủ trì, phối hợp với Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn, Bộ Công Thương nghiên cứu, đề xuất xây dựng giá mua tối thiểu, thuế xuất khẩu, nhập khẩu với sản nguyên liệu để phục vụ sản xuất ethanol; nghiên cứu đề xuất cơ chế quản lý giá E100 đảm bảo lợi ích hài hòa cho các bên tham gia sản xuất, kinh doanh E100 và xăng sinh học.

Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn rà soát quy hoạch vùng nguyên liệu sản, có giải pháp phù hợp, bảo đảm giữ vững, ổn định vùng nguyên liệu và lợi ích của người nông dân; chủ trì, phối hợp với cơ quan liên quan nghiên cứu phát triển giống sản mới có năng suất cao nhằm đáp ứng nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất ethanol.



Bộ Khoa học và Công nghệ chủ trì, phối hợp với các Bộ, cơ quan liên quan quản lý, kiểm tra, giám sát việc thực hiện các quy định về đo lường, chất lượng xăng E5, E10, E100; sửa đổi, bổ sung các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về đo lường, chất lượng nhiên liệu sinh học.

Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ, cơ quan Trung ương của các đoàn thể, UBND các tỉnh/thành phố chỉ đạo các cơ quan, hướng dẫn cụ thể theo hướng các cơ quan, đơn vị sử dụng ngân sách Nhà nước bắt buộc sử dụng xăng E5 cho các phương tiện vận tải đường bộ khi trên địa bàn có đủ nguồn cung.

UBND Tp. Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Quảng Nam và Bà Rịa - Vũng Tàu xây dựng kế hoạch, chỉ đạo, hướng dẫn các đơn vị liên quan tại địa phương, đảm bảo đến ngày 30/11/2015 đạt tối thiểu 50% số lượng cửa hàng bán lẻ xăng dầu thuộc

địa phương bán xăng E5. UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương chủ động phối hợp với các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu tại địa phương xây dựng và tổ chức thực hiện kế hoạch pha chế và phân phối xăng E5 theo đúng Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ.

Mở rộng mạng lưới phân phối xăng E5

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu các doanh nghiệp đầu mối kinh doanh xăng dầu đẩy nhanh tiến độ xây dựng các trạm pha chế, phối trộn xăng E5, mở rộng mạng lưới cửa hàng bán lẻ xăng E5, đảm bảo mục tiêu đến ngày 30/11/2015 đạt tối thiểu 50% số lượng cửa hàng thuộc hệ thống phân phối tại 8 địa phương: Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Quảng Nam và Bà Rịa - Vũng Tàu bán xăng E5. Xây dựng kế hoạch,



Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất. Ảnh: BSR-BF

Xăng sinh học E5 và E10 đã được khuyến khích và bắt buộc sử dụng tại hơn 30 nước trên thế giới. Trong đó, có 20 nước bắt buộc sử dụng xăng sinh học có hàm lượng từ 4 - 20% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính trong phạm vi cả nước hay ở một số thành phố/tỉnh/tiểu bang chính. Sử dụng xăng E5/E10 giúp giảm hàm lượng khí thải gây ô nhiễm môi trường, đặc biệt là CO (đến 44%), hydrocarbon (đến 25%) và NOx (đến 10%).

tiến độ đầu tư các trạm pha chế, phối trộn xăng E5, mở rộng mạng lưới cửa hàng bán lẻ xăng E5; định kỳ hàng tháng báo cáo Bộ Công Thương tình hình sản xuất, kinh doanh xăng E5...

Các doanh nghiệp sản xuất ethanol nhiên liệu đảm bảo nguồn cung từ các nhà máy sản xuất E100; phối hợp với các Bộ/Ngành và các cơ quan liên quan nghiên cứu đề xuất cơ chế quản lý giá E100 đảm bảo lợi ích hài hòa

cho các bên tham gia sản xuất, kinh doanh E100 và xăng sinh học.

Thực hiện Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg ngày 22/11/2012 của Thủ tướng Chính phủ ban hành lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống, các Bộ/Ngành, địa phương đã xây dựng, rà soát và ban hành các văn bản quy phạm pháp luật về xăng dầu, tăng cường quản lý nhà nước và điều hành thị trường xăng dầu; các đầu mối kinh doanh xăng dầu đã tích cực triển khai phối trộn và phân phối xăng sinh học, góp phần vào việc bảo vệ môi trường, an ninh năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, các doanh nghiệp đầu mối kinh doanh xăng dầu triển khai chưa thực sự quyết liệt; một số địa phương chưa tích cực, số lượng cửa hàng bán lẻ xăng dầu bán xăng E5 còn thấp. Việc sản xuất, phân phối xăng E5 còn một số khó khăn như hệ thống phân phối xăng E5 chưa được vận hành tốt, có thời điểm khi nhu cầu tiêu dùng tăng cao đã gặp khó khăn về xuất bán xăng E5; hiệu quả kinh doanh xăng E5 chưa cao, chưa khuyến khích được các doanh nghiệp đẩy mạnh cung ứng xăng E5; một số địa bàn tiêu dùng xăng E5 xa điểm cung cấp; chênh lệch giá bán xăng E5 và các loại xăng khoáng còn thấp chưa thực sự khuyến khích sử dụng xăng E5.

Để phát triển mạng lưới phân phối nhiên liệu sinh học theo chỉ đạo của Chính phủ và Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) xây dựng các trạm phối trộn và bắt đầu sản xuất, kinh doanh xăng E5 từ tháng 8/2010. Đồng thời, PV OIL rà soát nâng cấp cơ sở hạ tầng, cải tạo hệ thống kho, cửa hàng xăng dầu đảm bảo các điều kiện kỹ thuật cho việc kinh doanh xăng thương mại E5. Đồng thời, Tập đoàn chỉ đạo Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) xây dựng hệ thống phối trộn ethanol (giai đoạn ngắn hạn) với toàn bộ xăng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để sản xuất xăng có pha phụ gia ethanol (tỷ lệ 1% - 3% ethanol). Song song với việc triển khai lắp đặt hệ thống phối trộn ethanol với xăng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong giai đoạn ngắn hạn, BSR đã phối hợp với Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí thuộc Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu và hoàn thiện Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án đầu tư xây dựng công trình "Phối trộn ethanol với xăng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ngay tại Nhà máy với tỷ lệ 3% và 5%" theo giải pháp dài hạn là phối trộn in-line. Trong 6 tháng đầu năm 2015, sản lượng sản xuất xăng có pha ethanol từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt 22,4 nghìn tấn, vượt 14% kế hoạch và bằng 56% so với kế hoạch năm.

Hồng Minh



NHÀ CUNG CẤP KHÍ VÀ LPG SỐ 1 TẠI VIỆT NAM

Trong 25 năm qua, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) luôn nỗ lực thực hiện mục tiêu phát triển theo hướng tăng tốc, đột phá; đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững. Đến nay, PV GAS đã tham gia hầu hết các hoạt động của ngành công nghiệp khí Việt Nam với định hướng chiến lược là: phát triển trở thành một trong những ngành công nghiệp đầu tàu trong nền kinh tế, từng bước vươn ra thị trường quốc tế, xếp thứ hạng cao trong khu vực ASEAN và có tên trong các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

Là trụ cột trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, PV GAS đã và đang thực hiện hiệu quả nhiệm vụ thu gom, nhập khẩu, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối, kinh doanh khí và các sản phẩm khí.

Kể từ khi đưa dòng khí đầu tiên vào bờ năm 1995 đến nay, PV GAS đã cung cấp cho thị trường trên 98 tỷ m³ khí, khoảng 9,8 triệu tấn LPG và khoảng 1,6 triệu tấn condensate. Với việc quản lý và vận hành an toàn, liên tục các hệ thống thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến và phân phối khí từ các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng, mỗi năm PV GAS cung cấp khí để sản xuất gần 35% sản lượng điện, 70% nhu cầu phân đạm và duy trì khoảng 70% thị phần LPG trong nước phục vụ các ngành công nghiệp và dân dụng trong nước.

Cơ sở hạ tầng Ngành công nghiệp khí Việt Nam đã thành hình, tương đối hoàn chỉnh từ các khâu thu gom, chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối khí với tổng tài sản khoảng 2,5 tỷ USD gồm trên 1.000km đường ống biển bờ, 2 nhà máy xử lý khí, hệ thống các kho chứa LPG trên 92.000 tấn... với sản lượng cung cấp đứng hàng đầu khu vực Đông Nam Á. PV GAS đang vận hành, quản lý 4 hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí tương đối hoàn chỉnh với quy mô lớn. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ tại khu vực Đông Nam Bộ. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí PM3 - Cà Mau cung cấp khí cho các khách hàng tiêu thụ tại khu vực Tây Nam Bộ. Hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí Hàm



KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH CỦA PV GAS TRONG GIAI ĐOẠN 1995 - 2015

- Cung cấp cho thị trường trên 98 tỷ m³ khí, khoảng 9,8 triệu tấn LPG và khoảng 1,6 triệu tấn condensate
- Doanh thu: 507.000 tỷ đồng
- Nộp ngân sách Nhà nước: gần 53.000 tỷ đồng
- Trong giai đoạn 2010 - 2015: Tốc độ tăng trưởng doanh thu đạt trung bình 8%/năm, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình 56%/năm.

Rồng - Thái Bình cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ tại khu vực Bắc Bộ. PV GAS đang sở hữu một kho chứa LPG lạnh có sức chứa 60.000 tấn, lớn nhất và hiện đại nhất tại Việt Nam hiện nay; hệ thống tồn chứa và phân phối sản phẩm lỏng quy mô, gồm các kho chứa và cảng xuất sản phẩm lỏng, các hệ thống xuất sản phẩm lỏng bằng tàu và xe bồn... Tổng công suất tồn chứa của hệ thống gồm: trên 92.000 tấn LPG, chiếm trên 50% công suất kho cả nước và khoảng 46.000 m³ condensate.

Để đảm bảo cung cấp khí liên tục cho các nhà máy điện, sản xuất phân bón và sử dụng công nghiệp, nâng cao hiệu quả của các dự án khí và giúp bình ổn giá LPG, PV GAS đã tích cực phát triển kinh doanh và phân phối LPG trong cả nước. Hệ thống khí bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3 - Cà Mau vẫn đang được mở rộng bằng việc tiếp nhận thêm các nguồn khí mới, đầu tư thêm đường ống,



**TỔNG GIÁM ĐỐC PV GAS
DƯƠNG MẠNH SƠN**

Sau 25 năm hình thành và phát triển, PV GAS đã đạt được những thành tựu to lớn và đáng tự hào, đặt nền móng cho sự phát triển Ngành công nghiệp khí tại Việt Nam. PV GAS đạt thành tích đặc biệt xuất sắc trong lao động sáng tạo, là một trong những đơn vị dẫn đầu hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ chính trị với năng suất, chất lượng, hiệu quả vượt trội, đóng góp vào sự phát triển kinh tế của Ngành, địa phương và đất nước; trở thành Nhà cung cấp khí khô, LPG số 1 tại Việt Nam; góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và lương thực quốc gia; đảm bảo nguồn cung ổn định cho thị trường LPG và góp phần bình ổn giá LPG trong nước. Những thành tựu mà Ngành công nghiệp khí Việt Nam có được như ngày hôm nay là kết quả của một quá trình phấn đấu, xây dựng bền bỉ của nhiều thế hệ lãnh đạo và cán bộ công nhân viên PV GAS, dưới sự quan tâm chỉ đạo sâu sát của Đảng, Nhà nước, nhân dân và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

nhà máy, dây chuyền sản xuất, kho cảng... để không chỉ tăng sản lượng khí tiêu thụ mà còn sản xuất thêm các sản phẩm khí mới. Nhằm gia tăng giá trị sử dụng khí, PV GAS tiếp tục phát triển hệ thống sản xuất, kinh doanh, phân phối sản phẩm khí trên địa bàn cả nước như: Hệ thống phân phối khí thấp áp, CNG, LPG; sản xuất ống thép và bọc ống dầu khí...

Mục tiêu của PV GAS là tập trung phát triển vững mạnh, an toàn, chất lượng, hiệu quả và hiện đại với phạm vi hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, xuất nhập khẩu; đa dạng hóa các nguồn cung cấp khí và sản phẩm khí; đẩy mạnh đa dạng hóa sản phẩm, đặc biệt phát triển chế biến sâu khí để nâng cao giá trị gia tăng, và phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam thành một ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng của đất nước. Để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí trong nước ngày càng tăng, Tổng công ty cũng đang tích cực đầu tư các dự án lớn như: dự án kho cảng nhập khẩu LNG Sơn Mỹ, dự án kho cảng nhập khẩu LNG Thị Vải, hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 và Nhà máy xử lý khí Cà Mau...

Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 của Tổng công ty xác định mục tiêu tổng quát là phát triển PV GAS thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/chế biến sâu - tàng trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tham gia hoạt động đầu tư thượng nguồn; tiếp tục đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí trên toàn quốc và tham gia tích cực vào thị trường quốc tế.

Ngọc Linh

Tăng cường công tác quản trị, **NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH**



Để đối phó với các thách thức từ môi trường bên ngoài và sự sụt giảm của giá dầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị thực hiện đồng bộ các giải pháp nhằm tập trung nguồn lực, nâng cao chất lượng sản phẩm dịch vụ, năng lực cạnh tranh, tăng cường các biện pháp quản trị rủi ro để không ngừng nâng cao hiệu quả hoạt động, phát triển ổn định, bền vững và trước mắt hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2015.

Nâng cao chất lượng dịch vụ dầu khí

Trong thời gian qua, dịch vụ dầu khí tiếp tục tăng trưởng, phát triển ổn định, chiếm tỷ trọng lớn trong tổng doanh thu của Tập đoàn. Mặc dù giá dầu giảm sâu, nhưng trong 6 tháng đầu năm 2015, doanh thu dịch vụ dầu khí đạt 103 nghìn tỷ đồng, vượt 12,3% kế hoạch, chiếm 34% tổng doanh thu toàn Tập đoàn. Trong đó,

doanh thu dịch vụ kỹ thuật dầu khí đạt 22,8 nghìn tỷ đồng (vượt 12,8% kế hoạch), doanh thu dịch vụ tư vấn, xây dựng hỗ trợ sản xuất đạt 11,1 nghìn tỷ đồng (vượt 32,3% kế hoạch)...

Tính chuyên nghiệp và chất lượng dịch vụ ngày càng nâng cao, đã triển khai được các dự án có quy mô lớn, phức tạp, đòi hỏi công nghệ cao mà trước đây phải thuê nhà thầu và chuyên gia nước ngoài thực hiện. Các đơn vị đã chủ động cân đối và tập trung đầu tư nguồn lực, cơ sở vật chất kỹ thuật để đáp ứng yêu cầu ngày càng cao của thị trường. Đặc biệt, một số đơn vị tích cực mở rộng cung cấp dịch vụ dầu khí ra nước ngoài. Trong đó, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) triển khai kinh doanh dầu trên thị trường quốc tế, cung ứng xăng dầu tại Lào và Singapore; Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đẩy mạnh cung cấp tàu dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí ở nước ngoài (Liên bang Nga, Ấn Độ, Nhật Bản, Malaysia, Indonesia, Myanmar...); Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) tiếp tục triển khai dịch vụ khoan tại Algeria, đồng thời tích cực tham gia đấu

thầu cung cấp giàn khoan cho các khách hàng Malaysia, Myanmar, Indonesia, Brunei...

Tuy nhiên, do giá dầu năm 2015 tiếp tục giảm mạnh nên các đơn vị, nhà điều hành dầu khí cắt giảm chương trình công tác và ngân sách, dừng/giãn tiến độ triển khai dự án, giảm giá dịch vụ... ảnh hưởng đến doanh thu, lợi nhuận của đơn vị cung cấp dịch vụ dầu khí. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân của một số đơn vị dịch vụ đạt kế hoạch đề ra, nhưng thấp hơn so với cùng kỳ năm 2014. Việc liên danh, liên kết giữa các đơn vị dịch vụ trong Ngành để hình thành các tổ hợp dịch vụ dầu khí còn hạn chế; tỷ trọng tự thực hiện của một số dịch vụ còn thấp (cung cấp vật tư, thiết bị, thiết kế...); còn có sự chông chéo ở một số loại hình dịch vụ (vận hành FSO/FPSO, xây lắp các công trình trên bờ, trên biển...); năng lực cạnh tranh của một số đơn vị cung cấp dịch vụ chưa cao...

Xây dựng tổ hợp dịch vụ dầu khí mạnh

Năm 2015, Tập đoàn đặt mục tiêu doanh thu dịch vụ dầu khí đạt 228,5 nghìn tỷ đồng, chiếm 31% tổng doanh thu của toàn Tập đoàn. Hội nghị người đại diện, công tác dịch vụ và quản lý đầu thầu năm 2015 đã tập trung thảo luận các giải pháp để tiếp tục nâng cao chất lượng, năng lực, tính chuyên nghiệp, khả năng cạnh tranh... để lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục có những bước phát triển mới.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tiếp tục thực hiện Chỉ thị số 494/CT-TTg ngày 20/4/2010 của Thủ tướng Chính phủ về tăng cường và ưu tiên sử dụng máy móc, vật tư, thiết bị và nguyên liệu sản xuất được trong nước trong công tác đầu thầu nhằm nâng cao nhận thức, cũng như trách nhiệm trong quá trình lựa chọn nhà thầu, bảo đảm các điều kiện cạnh tranh tối đa cho các doanh nghiệp trong Ngành, trong nước nhận được hợp đồng, tạo công ăn việc làm cho lao động trong nước phù hợp với quy định hiện hành. Các đơn vị dịch vụ xây dựng và tổ chức thực hiện các giải pháp phát triển dịch vụ, tăng cường hợp tác với các đơn vị trong Tập đoàn để tạo thành một tổ hợp dịch vụ dầu khí mạnh, hỗ trợ lẫn nhau trong việc thực hiện các dịch vụ dầu khí trong và ngoài nước.

Theo Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, Tập đoàn tiếp tục thực hiện một cách đồng bộ các giải pháp nhằm tập trung nâng cao năng lực thi công, khả năng cung cấp dịch vụ; cải tiến phương thức quản lý, quản trị doanh nghiệp, xây dựng đơn giá và chủ động rà soát để cắt giảm chi phí nhằm hạ giá thành, nâng cao năng lực

cạnh tranh trong tình hình giá dầu suy giảm. Tái cơ cấu, tổ chức lại hoạt động sản xuất kinh doanh theo hướng chuyên môn hóa, đổi mới công nghệ, cải tiến phương thức quản lý, quản trị doanh nghiệp, nâng cao tỷ trọng/hàm lượng tự thực hiện nhằm mở rộng thị trường, nâng cao chất lượng dịch vụ, sức cạnh tranh, hiệu quả hoạt động và phát triển bền vững. Nghiên cứu ứng dụng công nghệ thông tin trong quản trị nội bộ để cập nhật thường xuyên năng lực, khả năng cung cấp dịch vụ, vật tư thiết bị dự phòng của các nhà máy để sử dụng và khai thác một cách hiệu quả.

Bên cạnh đó, Tập đoàn tiếp tục làm việc với Chính phủ, Bộ Công Thương để phê duyệt cơ chế đặc thù cho các đơn vị cung cấp dịch vụ trong lĩnh vực chuyên ngành dầu khí; nghiên cứu và thực hiện công tác tái cơ cấu để phân định rõ chức năng, nhiệm vụ của các đơn vị thành viên, tránh chông chéo xảy ra hiện tượng cạnh tranh nội bộ. Trong thời gian tới, Tập đoàn sẽ sửa đổi, bổ sung Nghị quyết 233/NQ-ĐU và Quyết định về tổ chức sử dụng và cung cấp dịch vụ dầu khí trong Tập đoàn, duy trì chủ trương ưu tiên sử dụng dịch vụ nội bộ phù hợp với quy định hiện hành và ban hành các chế tài cụ thể đối với các đơn vị vi phạm hoặc cung cấp các dịch vụ không đảm bảo chất lượng, làm chậm tiến độ, phát sinh chi phí và ảnh hưởng đến hiệu quả của dự án. Tập đoàn tiếp tục hỗ trợ các đơn vị dịch vụ trong Ngành cung cấp dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí, đặc biệt là các dự án lọc hóa dầu, điện và mở rộng thị trường ra nước ngoài theo các dự án của Tập đoàn, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí.

Thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 được Bộ Chính trị kết luận tại Nghị quyết số 41-NQ/TW, Tập đoàn đẩy mạnh đầu tư phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí; xây dựng cơ chế hỗ trợ để phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài. Đầu tư trang thiết bị hiện đại để đảm bảo chủ động thực hiện dịch vụ cho các lĩnh vực kinh doanh chính, các dự án đầu tư trong Ngành. Xác định các dịch vụ chủ đạo: dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan; dịch vụ khảo sát, xử lý và minh giải địa chấn; dịch vụ địa chất công trình, khảo sát và sửa chữa công trình ngầm; dịch vụ thiết kế, chế tạo và xây lắp các thiết bị, công trình dầu khí; dịch vụ đóng mới và vận hành các phương tiện nổi; dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy/công trình dầu khí.

Việt Hà



NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT:

ĐƯA PHÂN XƯỞNG THU HỒI LƯU HUỖNH SRU2 VÀO HOẠT ĐỘNG

Ngày 4/9/2015, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã khánh thành và chính thức đưa vào hoạt động Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 sau 22 tháng thi công, nâng công suất xử lý và thu hồi lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ 5 tấn/ngày lên 18 tấn/ngày.

Dự án đầu tư bổ sung Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất do BSR làm chủ đầu tư, sử dụng công nghệ tiên tiến trên thế giới do nhà bản quyền Jacob (Hà Lan) cung cấp. Hợp đồng EPC được Liên danh nhà thầu JGC Corporation và JGC Việt Nam triển khai từ ngày 1/11/2013. Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 đã được kết nối vào hệ thống đường ống, điều khiển, điện có sẵn của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ đợt bảo dưỡng tổng thể lần thứ 2 (năm 2014).

Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 được phân chia thành 27 hệ thống để tổ chức quản lý trong quá trình xây dựng và chạy thử, gồm: 9 hệ thống công nghệ, 2 hệ thống ngấm, 16 hệ thống phụ trợ khác về điện, điều khiển, kết cấu thép... Ngày 30/7/2015, Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 đã được khởi động thành công. Hàm lượng lưu huỳnh được nâng dần lên theo tỷ lệ phối trộn dầu thô ESPO. Công tác chạy nghiệm thu ở 100% công suất được thực hiện từ ngày 24 - 27/8/2015. Phân xưởng thu hồi lưu



huỳnh SRU2 đã hoạt động ở 107% công suất, mỗi ngày thu hồi được 14 tấn lưu huỳnh với độ tinh khiết 99,99%, tỷ lệ thu hồi đạt trên 97%. Kết quả chạy thử cho thấy, Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 đã đạt các thông số yêu cầu và được BSR nghiệm thu ngày 1/9/2015.

Sau 22 tháng thi công, Dự án đầu tư bổ sung Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 đã về đích đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng với hơn 630.000 giờ lao động an toàn. Việc đưa thêm Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 (công suất 13 tấn/ngày) vào hoạt động song song với Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU1 (công suất 5 tấn/ngày) đã nâng tổng công suất xử lý và thu hồi lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên 18 tấn/ngày. Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 có thể xử lý, tách và phân loại sản phẩm dầu từ hơn 50 loại dầu thô khác nhau trên thế giới với hiệu suất thu hồi sản phẩm lưu huỳnh từ dầu thô đạt



Lễ gắn biển công trình chào mừng kỷ niệm 40 năm Ngày thành lập Tập đoàn và Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XII cho Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2. Ảnh: BSR

khoảng 97,7% và độ tinh khiết của sản phẩm lưu huỳnh đạt 99,9%.

Theo Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc, việc đưa Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 vào hoạt động cho phép Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chế biến các loại dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao hơn dầu thô Bạch Hổ và tăng cơ hội tìm kiếm các loại dầu/hỗn hợp dầu thô mới với giá thấp hơn, đảm bảo ổn định nguồn nguyên liệu đầu vào, nâng cao hiệu quả hoạt động cho Nhà máy. Thành công của dự án sẽ là điểm tựa để BSR thực hiện thành công Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Với mục tiêu nâng cao công suất, tăng độ linh hoạt trong việc chế biến dầu thô, nâng cấp về công nghệ để bảo đảm sản xuất các sản phẩm xăng dầu có chất lượng cao, nâng cao sức cạnh tranh của Nhà máy, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và BSR đã hoàn thành báo cáo nghiên cứu khả thi Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận. Theo đó, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ được nâng công suất từ 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm, chế biến các loại dầu thô ESPO/Murban với tỷ lệ 50/50, sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn Euro IV, Euro V... Ước tính, chi phí đầu tư mở rộng và nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất khoảng 1,813 tỷ USD, thời gian thực hiện 78 tháng, dự kiến hoàn thành vào năm 2021.

Trần Minh

ỨNG XỬ CƠ HỌC CỦA VĨA CÁT KẾT CÓ ĐỘ CỐ KẾT YẾU

TS. Nguyễn Văn Hùng, PGS.TS. Lê Phước Hảo, ThS. Bùi Tử An

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Thí nghiệm cơ học theo các đường chất tải khác nhau (gia tải đều theo các phương và theo tỷ lệ gia tải khác nhau giữa áp lực ngang và áp lực đứng) đã được tiến hành trên cát kết có độ cố kết yếu Otter Sherwood, được lấy từ vết lộ đá tương đương đá vữa của mỏ dầu Wytch Farm (Vương quốc Anh). Ứng xử cơ học đàn hồi và biến dạng dẻo đã xuất hiện và được dùng để xác định ứng suất giới hạn, đồng thời hoàn toàn phù hợp với mô hình Cam-clay hiệu chỉnh và mô hình mũ ellipse cho tất cả ứng suất giới hạn dẻo.

Từ khóa: Cơ học, vữa cát kết yếu, đường chất tải, mỏ dầu Wytch Farm, cát kết Sherwood.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác dầu khí, áp suất vỉa suy giảm (depletion) làm gia tăng ứng suất hiệu dụng trong khung đá. Sự thay đổi này phụ thuộc vào tính chất của đá, đồng thời cũng là tác nhân làm vỉa bị nén lại. Trong trường hợp bất lợi, phần biến dạng dư và sự giảm lỗ rỗng không phục hồi có thể gây ra hiện tượng sụt lún trong khu vực khai thác dầu khí, dẫn đến các hậu quả nghiêm trọng như: ống dẫn bị vỡ, độ thấm giảm, phải dừng khai thác [1]. Độ rỗng của vỉa cát kết có độ cố kết kém thường lớn và giảm nhiều nếu chịu sự gia tải của ngoại lực. Do đó, dự báo biến dạng của đá, hiểu được bản chất của cơ chế nén của vỉa sẽ giúp kiểm soát và tối ưu hóa việc khai thác vỉa sản phẩm.

Theo các nghiên cứu trước đây về hiện tượng sụt áp suất gây ra sự nén vỉa, các thí nghiệm mô phỏng đường chất tải bằng thí nghiệm biến dạng một trục (trường hợp oedometric: chỉ có biến dạng thẳng đứng, không có biến dạng ngang) [3] hoặc thí nghiệm nén đều theo các phương [2], dễ thực hiện trong phòng thí nghiệm. Tuy nhiên, tại khu vực khai thác dầu khí hiếm khi tìm thấy trạng thái ứng suất đẳng hướng; mà thường ứng suất thẳng đứng và ứng suất ngang tăng đồng thời trong quá trình khai thác. Segura [4] giả thiết rằng còn có ảnh hưởng của hiệu ứng ứng suất vòm gây ra sự phân bố lại của ứng suất thẳng đứng trong quá trình vỉa bị nén. Đối với trường hợp biến dạng một chiều, điều kiện biên cần được thỏa mãn là tỷ lệ kích thước của vỉa phải rất lớn (nghĩa là chiều dày theo phương thẳng đứng rất nhỏ so với chiều ngang của vỉa). Ruistuen [5] đã chứng minh điều kiện biên này trong bể chứa là không chính xác và điều kiện biến dạng một phương không đúng trong nhiều trường hợp. Những điều kiện biên này phụ thuộc vào nhiều thông số: kích thước và hình dạng của vỉa chứa, sự tương quan giữa tính

chất rỗng, đàn hồi giữa vỉa và đá xung quanh, tính biến dạng không phục hồi của chúng.

Để mô phỏng phù hợp với sự thay đổi ứng suất tại hiện trường trong quá trình khai thác, Rhett và Teufel [6] đã xác định thông số đường chất tải $K = \Delta\sigma'_h / \Delta\sigma'_v$ bằng tỷ số thay đổi ứng suất hiệu dụng ngang và thẳng đứng, so với ứng suất ban đầu. Theo định nghĩa này, trường hợp nén đẳng hướng tương đương với $K = 1$, trong khi đó thí nghiệm nén 3 trục cổ điển tương ứng với hệ số $K = 0$. Rhett và Teufel [6] đã chỉ ra rằng các giếng khai thác dầu tại Ekofisk có giá trị đường chất tải $K = 0,2$. Tuy nhiên, từ những thí nghiệm mô tả trong phòng thí nghiệm trong trường hợp biến dạng 1 trục lại chỉ có hệ số K nằm trong khoảng 0,4 - 0,6, tùy thuộc vào từng loại đá. Do vậy, đường chất tải K cần phải lựa chọn theo tính chất của từng loại đá, và cần phải được so sánh bằng phép đo thực tế tại hiện trường. Thông thường, các kỹ sư dầu khí thường dùng mối quan hệ thông số đường chất tải với hệ số Poisson hay thông số đặc trưng cho tính chất đàn hồi của đá $K = \nu / (1 - \nu)$, hệ số trong trường hợp này thường được ký hiệu là K_0 đồng thời cũng nhận được từ thí nghiệm nén 1 trục [5, 7].

Nhiều nghiên cứu đã chỉ ra rằng ứng xử nén của đá vụn silic và đá carbonate hoàn toàn giống nhau ở mức độ macro trong điều kiện nhiệt độ thấp [8, 9] nhưng cơ chế lại khác nhau hoàn toàn ở mức độ micro. Tính nén không hồi phục thường liên quan tới hiện tượng vỡ các hạt đá và cấu trúc lỗ rỗng bị vỡ. Áp suất gây vỡ các hạt đá có thể được dự đoán bằng quy luật của Zhang [10] đối với các loại đá vụn silic. Quy luật này được xây dựng dựa trên mô hình phá hủy Hertz hoặc mô hình vỡ cấu trúc lỗ rỗng dùng cho loại đá carbonate [11]. Khi áp suất tác dụng đạt tới giá trị giới hạn này, biến dạng giòn hoặc dẻo sẽ xuất hiện và tương ứng là dạng phá hủy giòn hoặc hiện tượng

phá vỡ cấu trúc lỗ rỗng, gây ra hiện tượng suy giảm tính thấm nhanh chóng.

Theo quan điểm của tính thủy cơ học, nhiều tác giả [5, 6, 12, 13, 14] đã nghiên cứu ảnh hưởng của đường chất tải lên tính nén và tính thấm dọc (k_v) (song song với phương ứng suất chính lớn nhất) cho nhiều loại cát kết hoặc là lấy từ tự nhiên hoặc là trực tiếp từ các vỉa chứa dầu khí. Thông thường, các tác giả cho rằng tính thấm giảm theo đường chất tải, và càng giảm mạnh đối với đường chất tải có thông số K nhỏ. Ngược lại, có rất ít nghiên cứu phương pháp đo tính thấm ngang k_h (theo phương vuông góc với ứng suất lớn nhất). Zhu [15] đã đo tính không đồng đều của độ thấm bằng cách dùng phương pháp dòng chảy thẳng đứng đối với máy nén 3 trục thí nghiệm dạng “kéo”. Một phương pháp khác do Crawford [16] và Dautriat [17] đề xuất là đo tính không đồng nhất độ thấm bằng cách cho dòng chảy nhanh qua mẫu nghiên cứu (phương pháp không truyền thống), sau đó hiệu chỉnh công thức tính độ thấm của Darcy bằng hệ số hình học có xét tới hình dạng chảy phức tạp trong mẫu [18].

Một vấn đề khác cũng cần đề cập khi đo độ thấm đó là hiệu ứng tại mép mẫu nghiên cứu lên tính cơ thủy lực sau mỗi lần tăng lưu lượng dòng chảy qua mẫu [17, 19, 20].

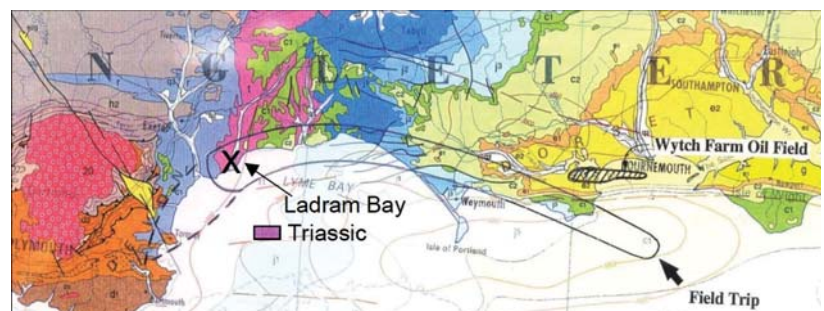
Từ những số liệu về độ thấm đã đo từ phòng thí nghiệm và hiện trường, có thể tính toán được chỉ số khai thác PI đặc trưng cho khả năng khai thác dầu khí của vỉa chứa [21, 22].

Để mô hình ứng xử thủy cơ học nhận được từ phòng thí nghiệm theo các đường chất tải khác nhau K , Crawford [23] đã sử dụng mô hình Cam-clay hiệu chỉnh (ellipse đối xứng) thuộc loại mô hình đàn hồi - dẻo để mô hình hóa các dữ liệu của loại cát kết không cố kết dưới tác dụng của các đường chất tải khác nhau, sau đó dự đoán sự thay đổi của độ thấm theo biến dạng [24]. Các tác giả đề xuất sử dụng hệ số hiệu chỉnh

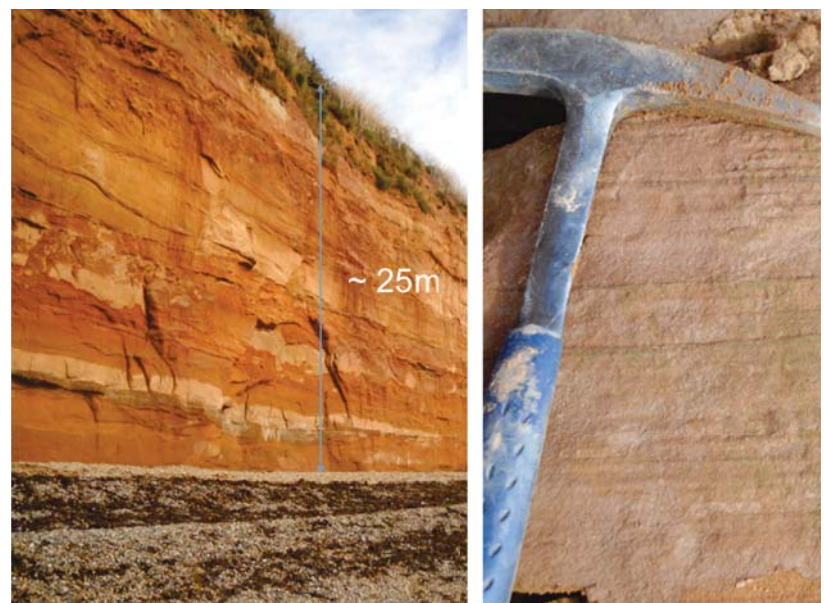
tâm đối xứng ellipse không trùng với gốc tọa độ của hệ trục. Các thông số đàn hồi - dẻo như module Young E , hệ số Poisson ν , hệ số tăng bền λ và hàm thế dẻo γ có thể nhận được bằng cách đồng nhất đường dữ liệu thí nghiệm và mô hình lý thuyết như đã được mô tả trong các tài liệu [25 - 28].

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu ứng xử cơ học của cát kết có độ cố kết yếu, thuộc độ tuổi Triassic; tương ứng với loại cát kết Sherwood hay chính là đá vôi tại mỏ dầu Wytch Farm thuộc tỉnh Dorset, Vương quốc Anh, được BP khai thác từ những năm 80 của thế kỷ XX và gần đây đã bán lại cho Perenco. Sau khi nghiên cứu lựa chọn vật liệu và thiết bị thí nghiệm cơ học cho các loại đá khác nhau, phục vụ đo độ thấm theo các phương khác nhau, nhóm tác giả giới thiệu các kết quả thí nghiệm. Bài báo phân tích các vấn đề cơ bản về ứng xử cơ học của các loại đá khác nhau và việc sử dụng mô hình đàn hồi - dẻo để dự báo độ biến dạng cho một đường chất tải bất kỳ.

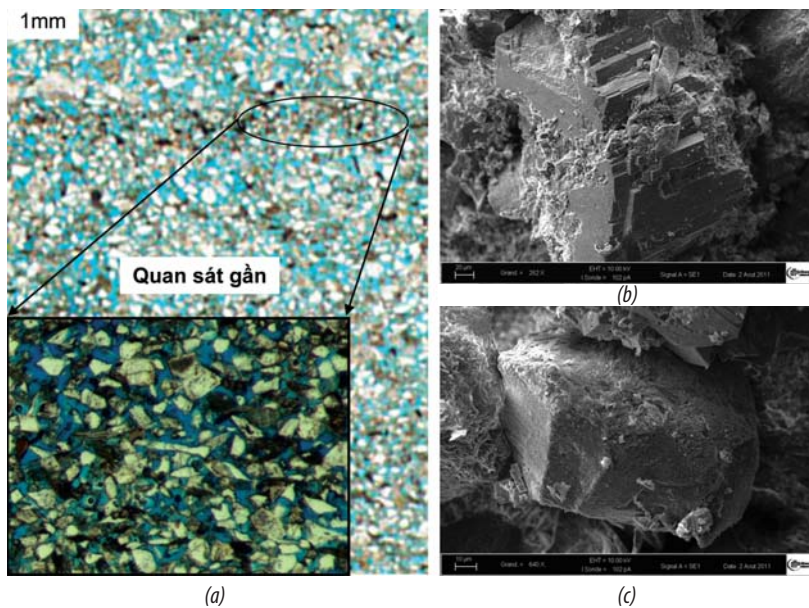
Nghiên cứu và kết quả được giới thiệu trong bài báo là nội dung cơ sở trong việc xây dựng mô hình địa cơ học phục vụ công tác khoan như tối ưu năng suất khoan, ổn định thành giếng khi khoan và trong quá trình khai thác dầu khí như hiện tượng sinh cát, nứt vỉa thủy lực được áp dụng tại vỉa dầu Wytch Farm. Nhóm tác giả dự kiến phát triển đề tài trong việc



Hình 1. Sơ đồ miền Nam nước Anh với vùng đá độ tuổi Triassic lộ thiên [hiệu chỉnh từ 34]; vị trí vịnh Ladram (tỉnh Devon) và nơi mẫu cát kết được mang về phòng được đánh dấu; vùng khai thác dầu khí Wyth Farm



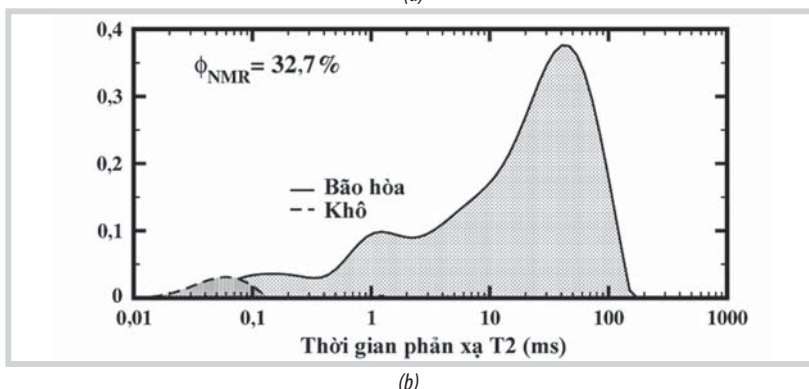
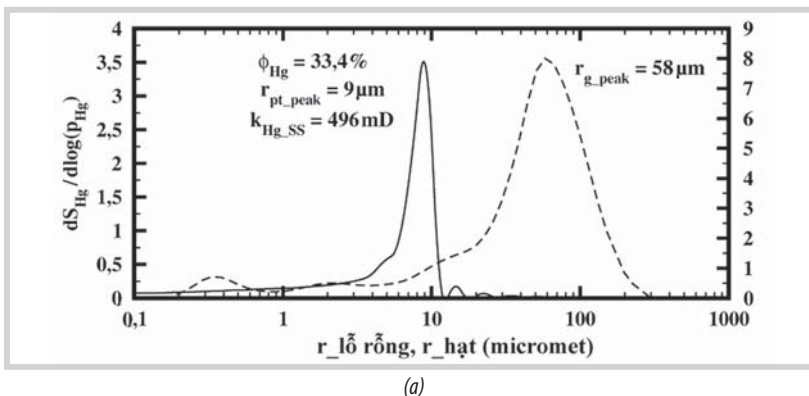
Hình 2. Vết lộ trầm tích ở vịnh Ladram, nơi lấy mẫu cát kết Sherwood



Hình 3. Lát cắt thẳng đứng mẫu cát kết Otter Sherwood: Hình ảnh phóng to một vùng có chiều rộng 1mm (a); Quan sát bằng kỹ thuật quét dưới kính hiển vi điện tử (SEM) chỉ rõ khoáng chiếm đa số trong mẫu là: Quartz (b) và Feldspar (c)

Bảng 1. Thành phần khoáng trong cát kết Otter Sherwood [29]

Khoáng	Tỷ lệ (%)
Quartz	26,5 - 43,5
Feldspar	13 - 26
Sét (đa số là Illite)	3,5 - 29
Mica	Tới 7
Các loại khoáng khác	Nhỏ hơn 3



Hình 4. Phân bố bán kính hạt trong mẫu OSS bằng đo nhiễu xạ ánh sáng, đa số các hạt có bán kính 58 μm, phân bố bán kính lỗ rỗng, đa số có bán kính 9 μm và nhỏ nhất là 0,01 μm (a); phân bố thời gian hồi phục T2 bằng kỹ thuật NMR cho mẫu OSS khô và mẫu bão hòa (b).

tổng hợp các ứng dụng của mô hình địa cơ học trong công nghiệp dầu khí, thực hiện thí nghiệm, xây dựng mô hình địa cơ học trên vỉa cát kết Miocene trung thuộc bể trầm tích Cửu Long, vỉa cát kết Miocene hạ thuộc bể Nam Côn Sơn.

2. Mô tả cát kết

Cát kết có độ liên kết kém Otter Sherwood (ký hiệu là OSS) được xếp vào loại đá feldspar [29]. Loại cát kết này thuộc tuổi Triassic [30, 31] và là một loại đá vữa trong mỏ dầu Wytch Farm. Vỉa OSS nằm ở độ sâu trung bình 1.585m so với mực nước biển [32, 33]. Mẫu nghiên cứu được lấy từ vịnh Ladram gần tỉnh Devon (Hình 1 và 2). Các mẫu được khoan tại chỗ theo phương vuông góc (V) và song song (H) với phương trầm tích thẳng đứng (Hình 2).

Lát cắt mỏng được chuẩn bị để quan sát cấu trúc của đá (Hình 3): màu xanh của keo dính chiếm phần lớn trong mẫu thể hiện độ rỗng cao, còn lại các dải băng đen nằm xen kẽ và chia các vùng khoáng Quartz màu trắng.

Thành phần khoáng trong OSS (Bảng 1) đã được Svendsen và Hartley [29] nghiên cứu. Lát cắt mỏng được phân tích trong Hình 3a phù hợp với kết quả đó.

Kích thước hạt của mẫu được nghiên cứu bằng kỹ thuật đo nhiễu xạ ánh sáng (Hình 4a). Kích thước hạt xuất hiện trong mẫu nằm từ 10 - 500 μm. Quan sát thành phần hạt bằng kỹ thuật quét dưới kính hiển vi điện tử (SEM) (Hình 3) cho thấy các khoáng chính trong mẫu là Quartz và K-Feldspar với kích thước hoàn toàn phù hợp với kỹ thuật đo nhiễu xạ ánh sáng.

Trong Hình 4a, đường cong liền là kết quả của kỹ thuật bơm thủy ngân vào mẫu cho thấy sự phân bố kích thước lỗ rỗng trong mẫu, với đa số bán kính lỗ rỗng khoảng 9 μm. Độ rỗng của OSS đo được bằng phương pháp bơm thủy ngân là 33,4%, và 32,7% bằng kỹ thuật

NMR (Hình 4b). Độ thấm tính toán bằng phương pháp bơm thủy ngân Hg (công thức Swanson) là 496mD.

3. Thí nghiệm

3.1. Máy nén thủy lực 3 trục và các đo đạc

Máy nén thủy lực 3 trục dùng cho nghiên cứu này (Hình 5) hoạt động thông qua 2 bơm áp suất lên tới 69MPa và có thể hoạt động độc lập để điều khiển sự thay đổi áp lực nén ngang và nén dọc. Các đường chất tải khác nhau được thực hiện bằng cách thay đổi vận tốc gia tải của bơm áp suất. Áp lực lỗ rỗng được khống chế bằng bộ điều khiển tự động. Dòng chảy qua mẫu được thực hiện bằng bơm thứ 3 có áp suất tối đa thấp hơn (25MPa) [17].

Để đo được chuyển vị dọc và ngang lớn cho trường hợp mẫu có độ cứng kết thấp (tới vài mm), máy nén được trang bị thiết bị đo biến dạng thẳng đứng LVDT cho chuyển vị thẳng đứng và 1 cặp đo biến dạng ngang "Cantilever", luôn được ấn định trên mẫu. Biến dạng thể tích (ε_v) và biến dạng lệch (ε_Q) được tính từ biến dạng thẳng đứng (ε_a) và biến dạng ngang (ε_r) bằng công thức tương ứng như sau $\varepsilon_v = \varepsilon_a + 2\varepsilon_r$ và $\varepsilon_Q = 2(\varepsilon_a - \varepsilon_r)/3$ với giả thiết rằng hình dạng mẫu trong quá trình nén luôn là hình trụ.

Độ thấm có thể được đo theo 3 phương vuông góc trên mẫu nghiên cứu. Theo phương thẳng đứng (phương ứng suất lớn nhất), độ thấm dọc k_v được đo đồng thời tại 2 vị trí, trên toàn bộ chiều dài của mẫu (80mm) và trên khoảng cách trung gian của mẫu (60mm) tương ứng với vị trí của 2 điểm đo cố định trên membrane. Độ thấm ngang k_h được đo từ 2 phương vuông góc nhau tại vị trí trên và dưới của mẫu. Sự xác định hệ số hình học G, đã được kiến nghị để hiệu chỉnh công thức của Darcy trong kỹ thuật đo độ thấm ngang [16 - 19]. Để theo dõi áp suất lỗ rỗng, áp lực chất lỏng bơm vào và ra mẫu cũng được ghi lại trong suốt quá trình thí nghiệm.

Nghiên cứu độ thấm và mối liên hệ với tính chất cơ học của vỉa là công việc tiếp theo của dự án này trong tổng thể công việc xây dựng mô hình địa cơ học áp dụng cho công tác khoan, khai thác và mô hình vỉa dầu.

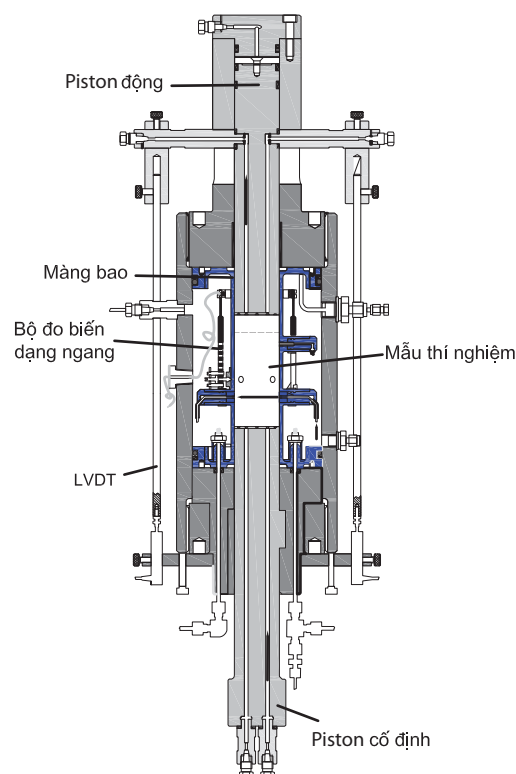
3.2. Quá trình thí nghiệm nén

Tham số đường chất tải K [6], được định nghĩa tương ứng với hệ số η , là góc nghiêng của đường thẳng tuyến tính trong hệ trục tọa độ (P' , Q) thông qua quan hệ $\eta = 3(1 - K)/(1 + 2K)$ (Hình 6); $P' = (\sigma'_a + 2P'_c)/3$ là ứng suất trung bình hiệu dụng và $Q = \sigma'_a - P'_c$ là ứng suất lệch. Do vậy, việc dùng tham số đường chất tải K để mô tả đầy đủ tính thủy cơ học của OSS: (1) Nén đẳng hướng thoát nước $K = 1$; (2) Nén 3 trục theo đường chất tải tỷ lệ $K = 0,8; 0,6; 0,4; 0,2$ và (3) Đường nén 3 trục cổ điển $K = 0$ (áp suất nén ngang không đổi), tức là chỉ tăng gia tải theo

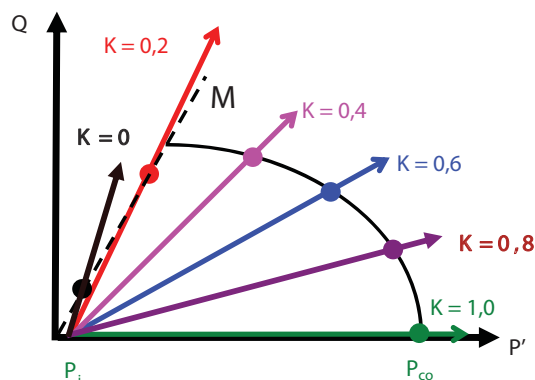
phương thẳng đứng với tỷ lệ ứng suất $\sigma'_a = 0,1\text{MPa/phút}$ được lựa chọn để tương ứng với biến dạng ε_a trong khoảng 1×10^{-5} đến $4 \times 10^{-7}\text{s}^{-1}$. Vì OSS có tính thấm cao nên điều kiện thoát nước luôn luôn được đảm bảo.

4. Chuẩn bị mẫu

Mẫu thẳng đứng (V) và ngang (H) đã được khoan tương ứng theo phương vuông góc và song song với các lớp trầm tích, chiều dài mẫu là 80mm và đường kính là 38mm. Các mẫu được làm khô trong tủ sấy ở nhiệt độ 60°C , trong thời gian tối thiểu 48 giờ. Tiếp theo, phân bố khối lượng riêng dọc theo mẫu được nghiên cứu bằng phương pháp



Hình 5. Máy nén thủy lực 3 trục



Hình 6. Các đường chất tải sử dụng để nghiên cứu phản ứng tính thủy cơ học của cát kết Otter Sherwood: $K = 0$, ứng với thí nghiệm nén 3 trục cổ điển, và $K > 0$, ứng với đường chất tải tỷ lệ

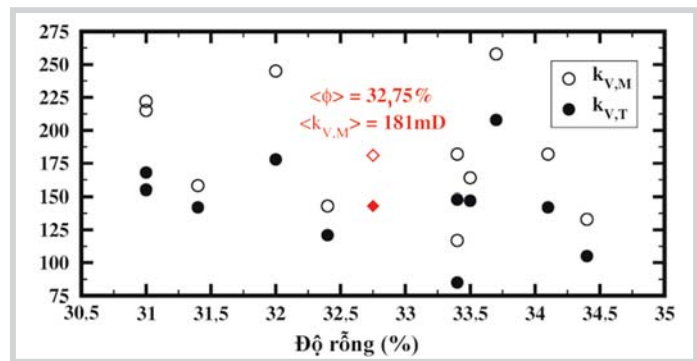
Bảng 2. Các thông số cơ lý của mẫu nghiên cứu

Nhóm mẫu	Ký hiệu mẫu	Lộ trình K	Độ rỗng (%)	Độ thấm (toàn mẫu) (mD)	Độ thấm (trung gian) (mD)	Tỷ lệ $k_{v,L}/k_{v,M}$
Nhóm 1 (Mẫu ướt thẳng đứng dùng để đo k_v)	OSS_A V W	1,0	34,1	142	182	0,78
	OSS_B V W	0,8	31,0	168	215	0,78
	OSS_C V W	0,6	33,7	208	258	0,81
	OSS_D V W	0,4	33,4	148	182	0,81
	OSS_E V W	0,2	31,0	155	222	0,70
	OSS_F V W	0	33,5	147	164	0,90
Nhóm 2 (Mẫu ướt thẳng đứng dùng để đo k_h)	OSS_G V W	1,0	34,4	105	133	0,79
	OSS_H V W	0,8	33,4	85	117	0,73
	OSS_I V W	0,6	32,4	121	143	0,85
	OSS_J V W	0,4	32,0	178	245	0,73
	OSS_K V W	0,2	31,4	142	158	0,90
Nhóm 3 (Mẫu ướt ngang dùng để đo k_h)	OSS_M H W	1,0	33,0	276	350	0,79
Nhóm 4 (Mẫu khô thẳng đứng)	OSS_L V D	1,0	-	-	-	-

X-quang. Mẫu có phân bố đồng đều tiếp tục được chọn để nghiên cứu thí nghiệm cơ học.

Ban đầu mẫu ở trạng thái khô và được tăng tải đều theo các phương cho tới 2MPa để đảm bảo độ chặt giữa mẫu và màng chống thấm bao bọc quanh mẫu và đảm bảo cố định dụng cụ đo biến dạng ngang. Biến dạng ban đầu của mẫu được xác định để làm quy chiếu. Sau đó, mẫu được hút chân không trong thời gian tối thiểu 3 giờ và tiếp tục được bão hòa với áp suất bơm giữ không đổi 0,5MPa. Thể tích lỗ rỗng trong mẫu và độ rỗng được xác định bằng sự thay đổi thể tích của bơm (Bảng 2); vì trong mẫu OSS có chứa loại sét không nở, nên việc dùng dung dịch NaCl nồng độ 20g.L^{-1} là cần thiết để đảm bảo chắc chắn hơn không có sự ảnh hưởng trương nở của sét tới quá trình đo độ thấm. Sau đó, bơm 1 lưu lượng nước rất nhỏ chảy qua mẫu, với tổng thể tích bằng 3 lần thể tích lỗ rỗng trong mẫu, đảm bảo mẫu được bão hòa và không có bọt khí trong mẫu cũng như trong hệ thống ống dẫn.

Cả 2 giá trị độ thấm dọc đều được đo ở trạng thái ban đầu bằng phương pháp dòng chảy ổn định với lưu lượng nằm trong khoảng 0,2 - 2cc/phút. Nhiệt độ phòng luôn được giữ ổn định ở 20°C để đảm bảo độ nhớt của chất lỏng và độ chênh áp giữa 2 điểm đo ổn định. Đối với nhóm mẫu ngang, việc đo độ thấm dọc cho giá trị độ thấm ngang tại hiện trường của trầm tích. Các thông số địa vật lý của mẫu được thống kê trong Bảng 2. Hình 7 cho thấy không có bất kỳ mối liên hệ trực tiếp nào giữa độ rỗng và độ thấm ở trong mẫu OSS.

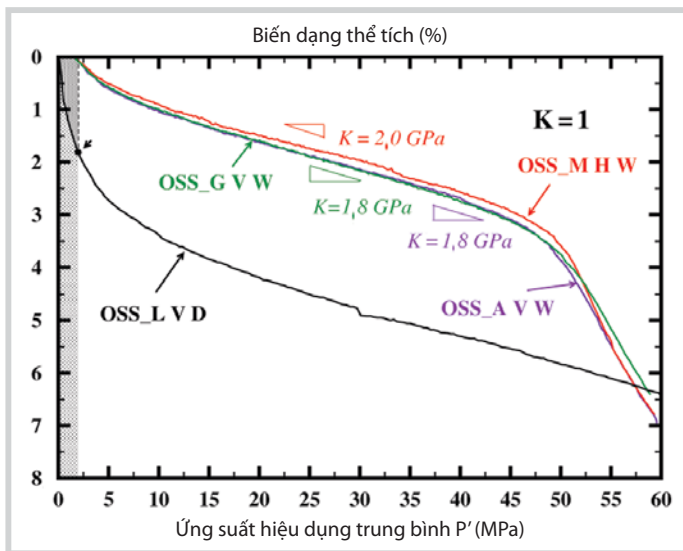


Hình 7. Quan hệ độ thấm theo phương thẳng đứng và độ rỗng cho 11 mẫu, tương ứng số liệu trong Bảng 2 của nhóm 1 và nhóm 2; độ rỗng trung bình là 32,75% và độ thấm trung bình là 181mD

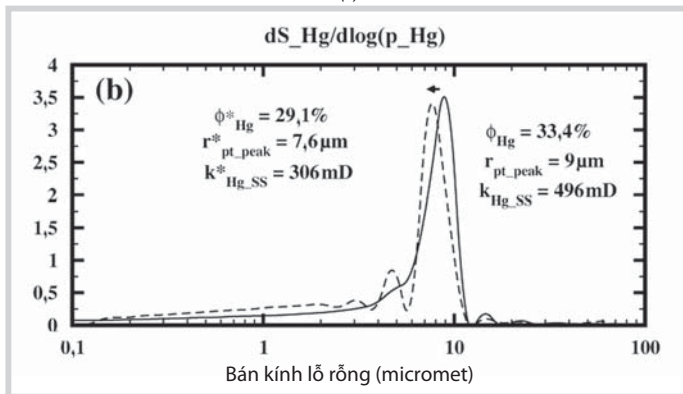
5. Số liệu cơ học

5.1. Gia tải đều

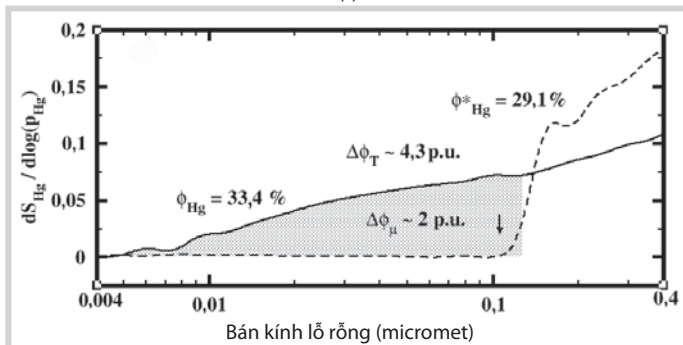
Số liệu cơ học dưới sự gia tải đều ($K = 1$) cho mẫu khô và mẫu bão hòa (Hình 8 và 9). Ứng suất nén gây ra biến dạng được quy ước là dương. Trong quá trình nén, biến dạng thể tích của mẫu qua 3 giai đoạn: (1) thể tích thay đổi nhanh khi áp suất tăng từ 2 - 5MPa tạo khả năng sắp xếp lại các hạt, đóng các vết nứt đã có từ trước và giảm độ rỗng; (2) đường tăng tuyến tính biểu thị biến dạng thể tích theo ứng suất trung bình hiệu dụng, đây chính là mô hình ứng xử tuyến tính của vật liệu; (3) quá trình nén diễn ra nhanh hơn biểu hiện bằng đoạn chuyển đổi độ cong trên đường ứng suất biến dạng. Trạng thái ứng suất tại vị trí điểm uốn tương ứng với sự thay đổi thể tích chuyển sang giai đoạn mới, hay tương ứng với việc chuyển từ ứng xử đàn hồi sang ứng xử dẻo của vật liệu. Sự xuất hiện của điểm biến dạng dẻo nhanh chóng (điểm ban đầu gây vỡ hạt) tương ứng với điểm giới hạn có ký hiệu là P^* , được coi như chính là điểm kết thúc của biến dạng đàn hồi. Đối với cát kết Otter Sherwood giá trị ứng suất hiệu dụng trung bình này là $P^* = 39,5\text{MPa}$ và điểm uốn có giá trị xấp xỉ 50MPa. Các nghiên cứu



(a)



(b)



(c)

Hình 8. Thí nghiệm nén đẳng hướng trên mẫu khô thẳng đứng, mẫu thẳng đứng và ngang bão hòa bằng nước muối NaCl (a); Phân bố kích thước lỗ rỗng trên mẫu OSS_A V W (điểm cực đại tại bán kính 7,6μm) được so sánh với mẫu nguyên dạng trong Hình 4a (b); Sự giảm các lỗ rỗng sau khi nén (c)

trước kia đã chỉ ra rằng điểm xuất hiện của sự vỡ hạt tương ứng với điểm xuất hiện phá vỡ cấu trúc lỗ rỗng trong trường hợp gia tải đều và đã được kiểm nghiệm bằng ghi âm trong quá trình gia tải [10].

So sánh kết quả giữa các mẫu khô và mẫu bão hòa cho thấy mẫu không bị nén nhiều ở áp lực 2MPa; trong khi đó quá trình nén đàn hồi gần như tương đương giữa các mẫu, nhưng với mẫu khô thì áp suất tới hạn lớn hơn và lớn hơn giá trị 60MPa của

máy bơm có thể đạt tới. Mẫu bão hòa được nén trong điều kiện thoát nước chỉ rõ độ bền nhỏ hơn độ bền của mẫu thí nghiệm khô (Hình 8a). Kết quả này cũng đã được kiểm nghiệm trên các loại đá cổ kết từ các nghiên cứu trước (thông thường nhỏ hơn 25%) [35].

Độ cứng của các mẫu ngang là nhỏ hơn so với độ cứng của mẫu đứng trong vùng biến dạng đàn hồi và tương đối mềm hơn trong vùng biến dạng dẻo.

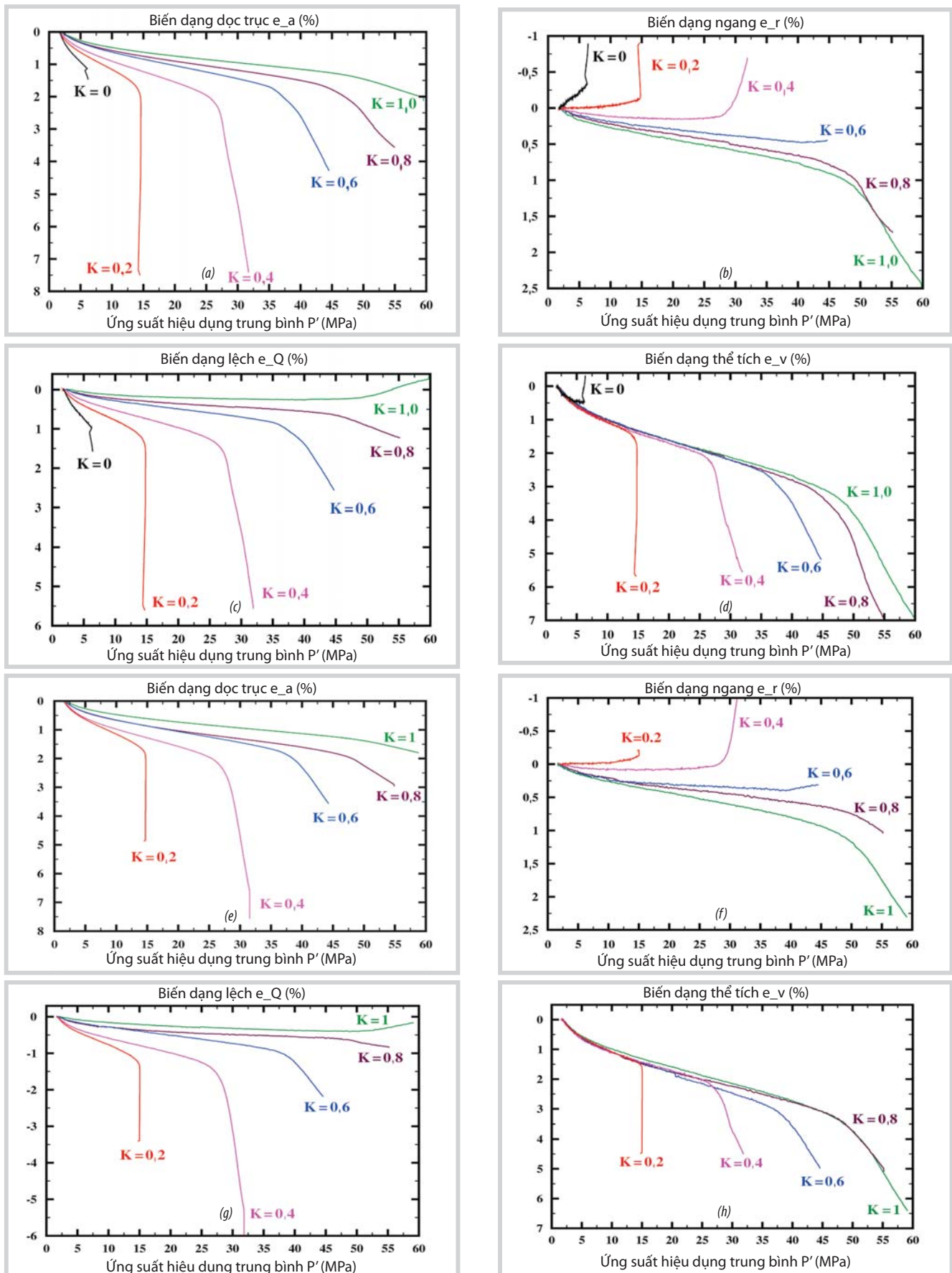
Độ rỗng giảm được xác định bằng biến dạng thể tích của mẫu khoảng 4,4p.u, và được kiểm tra là hợp lý đối với phương pháp đo thủy ngân có giá trị bằng 4,3p.u (Hình 8b); các lỗ rỗng có kích thước lớn hơn thì giảm nhẹ khoảng 1,5μm trong khi các lỗ rỗng có kích thước nhỏ ($r < 0,1\mu m$) thì hoàn toàn biến mất (Hình 8c); tỷ lệ lỗ rỗng nhỏ bị mất chiếm 50% trong tổng số lỗ rỗng bị giảm; độ thấm giảm được ước tính theo công thức của Swanson là 40%.

5.2. Gia tải theo đường chất tải

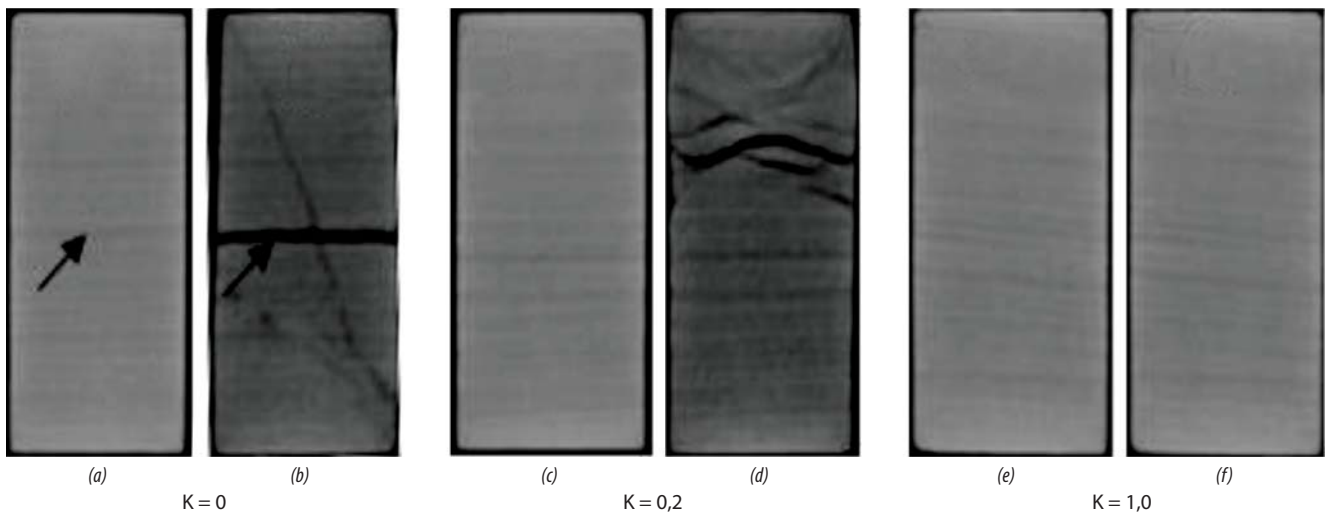
Đường chất tải được tiến hành thêm với $K = 0,8$; $K = 0,6$; $K = 0,4$; $K = 0,2$ và $K = 0$ được thực hiện trên 2 nhóm mẫu thẳng đứng (Bảng 2). Sự thay đổi biến dạng (dọc trục, ngang, lệch và thể tích) được thể hiện trong Hình 9.

Giá trị K kiểm soát quá trình nén của mẫu đá dưới tác dụng của ứng suất hiệu dụng. Hình 9e và 9h cho thấy các đường chất tải đều có điểm chung ở giai đoạn 1 và 2 của biến dạng. Kết quả này tương tự với các kết quả nghiên cứu của Wong [8] hay Baud [10] đối với các loại cát kết cứng trong thí nghiệm nén 3 trục cổ điển. Các ứng suất hiệu dụng C^* và C' được định nghĩa bởi Wong [8] tương ứng với sự xuất hiện cơ chế phá hủy dẻo và giòn. Đối với gia tải lớn hơn giá trị giới hạn thì biến dạng thể tích gia tăng nhanh hơn so với kiểu gia tải đẳng hướng.

Xem xét chế độ biến dạng không đàn hồi cho thấy đa số các đường biến dạng dọc trục thể hiện tính biến dạng nén, các đường biến dạng ngang thể hiện dạng biến dạng nở đối với các đường chất tải có tham số $K \leq 0,6$; thể tích của mẫu luôn nén lại trừ trường hợp thí nghiệm nén 3 trục cổ điển ($K = 0$). Ngoài ra, biến dạng của mẫu tương đương trường hợp biến dạng một chiều đối với các đường gia tải nằm trong khoảng $[0,2; 0,4]$. Giới hạn ứng suất dẻo giảm đối với các đường chất tải có tham số K nhỏ. Việc quan sát vùng chuyển ứng xử đàn hồi và dẻo càng thể hiện rõ đối với các trường hợp có tham số K nhỏ. Hai nhóm mẫu thí nghiệm có ứng xử cơ học



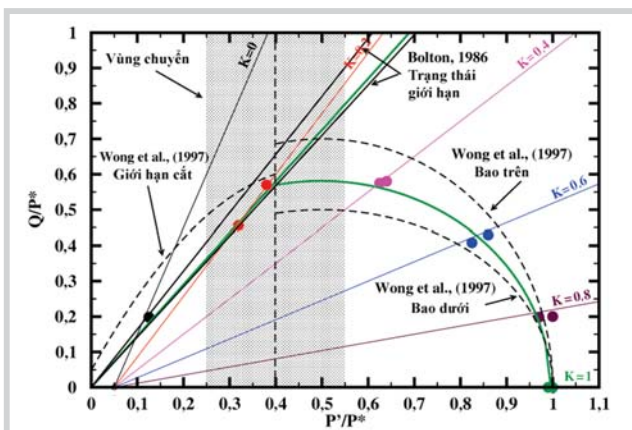
Hình 9. Biến dạng của các mẫu cát kết OSS theo các đường chất tải (a, e) biến dạng dọc trục, (b, f) biến dạng ngang, (c, g) biến dạng lệch, (d, h) biến dạng thể tích/(bên trái) nhóm 1 gồm các mẫu được khoan theo phương thẳng đứng và đo độ thấm dọc, (bên phải) nhóm 2 gồm các mẫu khoan theo phương thẳng đứng và đo độ thấm ngang



Hình 10. Chụp X-ray các mẫu OSS_F V W ($K=0$), OSS_E_V_W ($K=0,2$) và OSS_A_V_W ($K=0,1$) trước và sau thí nghiệm cơ học tương ứng (a, b), (c, d) và (e, f)

Bảng 3. Các giá trị ứng suất giới hạn của 2 nhóm mẫu thí nghiệm; σ'_a là ứng suất dọc trục hiệu dụng, P'_c áp suất nền ngang; P' ứng suất trung bình hiệu dụng và Q là ứng suất lệch, được chuẩn hóa bằng giá trị ứng suất hiệu dụng trung bình tiêu chuẩn $P^* = 39,5 \text{ MPa}$ đối với đường chất tải $K = 1,0$

Mẫu	Đường chất tải K	σ'_a (MPa)	P'_c (MPa)	P' (MPa)	Q (MPa)	P'/P^*	Q/P^*
Nhóm 1 (Mẫu thẳng đứng và đo độ thấm thẳng đứng k_v)							
OSS_A V W	1,0	39,5	39,5	39,5	0,0	1,0	0,0
OSS_B V W	0,8	43,2	35,4	38,0	7,8	0,96	0,20
OSS_C V W	0,6	43,4	27,1	32,5	16,3	0,82	0,41
OSS_D V W	0,4	39,6	16,6	24,2	23,0	0,62	0,57
OSS_E V W	0,2	24,4	6,2	12,2	18,2	0,32	0,46
OSS_F V W	0,0	9,8	1,9	4,5	7,9	0,13	0,20
Nhóm 2 (Mẫu thẳng đứng và đo độ thấm ngang k_h)							
OSS_G V W	1,0	39,8	39,8	39,8	0,0	1,0	0,0
OSS_H V W	0,8	45,0	36,9	39,6	8,1	1,0	0,20
OSS_I V W	0,6	45,5	28,2	34,0	17,3	0,86	0,43
OSS_J V W	0,4	40,4	17,3	25,0	23,1	0,64	0,58
OSS_K V W	0,2	29,8	7,20	14,7	22,6	0,38	0,57



Hình 11. Chuẩn hóa mặt chuẩn của cát kết OSS (với $P^* = 39,5 \text{ MPa}$), lựa chọn mô hình Cam-clay hiệu chỉnh và mô hình Wong được so sánh trên hình vẽ. Các giá trị ứng suất giới hạn được vẽ bằng các điểm chấm trên hình và các đường chất tải đi qua điểm giá trị ứng suất ban đầu đồng hướng $P_o = 2 \text{ MPa}$

tương đồng (trừ trường hợp $K = 0,8$) (Hình 9d và 9h). Do vậy, cát kết OSS có ứng xử cơ hóa học rất đồng nhất với quy mô kích thước mẫu thí nghiệm. Sau khi kết thúc thí nghiệm cơ học, mẫu được làm khô và tiến hành quan sát bằng X-ray với độ phân giải 1mm. Đối với trường hợp gia tải với hệ số $K = 0$ (Hình 10b), xuất hiện một vết nứt xiên chéo trong mẫu, thể hiện trạng thái phá hủy giòn của mẫu với các trường hợp gia tải có hệ số K nhỏ. Vết nứt nằm ngang (Hình 10b) do quá trình lấy mẫu ra khỏi máy nén 3 trục, và cũng chính là vùng tập trung các khoáng vật mềm (sét, biotite). Đối với những đường gia tải $K \geq 0,4$, độ phân giải 1mm không đủ để quan sát và xác định vùng biến dạng trong mẫu (Hình 10f). Với đường chất tải $K = 0,2$ (Hình 10d) xuất hiện sự phát triển các dải băng cong ở phía 2 đầu mẫu, minh chứng chế độ biến dạng phức tạp trong mẫu thí nghiệm thuộc cơ chế phá hủy trung gian giữa phá hủy giòn và phá hủy dẻo.

5.3. Mô hình mặt giới hạn

Với kết quả thu được về cát kết có độ cố kết yếu thể hiện kiểu biến dạng đàn hồi - dẻo, vì thế một mô hình đàn hồi - dẻo kiểu mô hình Cam-clay hiệu chỉnh có thể mô tả được ứng xử của cát kết OSS. Các giá trị ứng suất giới hạn phân biệt giữa trạng thái biến dạng đàn hồi, dẻo được vẽ trong hệ trục tọa độ (P' , Q). Các điểm giới hạn trên đường cong biến dạng thể tích theo ứng suất hiệu dụng trung bình của 2 nhóm thí nghiệm. Quy ước truyền thống trong cơ học đá các điểm này là điểm cuối cùng của phần đoạn thẳng tuyến tính (sau điểm này biến dạng là không đàn hồi). Bảng 3 thống kê các điểm ứng suất giới hạn của các mẫu OSS tương ứng với các đường chất tải K .

Trong Hình 11, toàn bộ giá trị ứng suất giới hạn được chuẩn hóa và vẽ trong không gian ứng suất ($P'/P^* \times Q/P^*$).

Phương trình (1) đưa ra mặt giới hạn tương ứng với phương trình của mô hình Cam-clay hiệu chỉnh:

$$f = Q^2 + M^2 P' (P' - P_{co}) \quad (1)$$

Trong đó:

$M = (6 \sin \varphi) / (3 - \sin \varphi)$: Thông số của đường thẳng tiêu chuẩn Mohr-Coulomb;

φ : Ma sát kiểm soát kích thước hình dạng hình elipse;

P_{co} : Ứng suất tiến cổ kết kiểm soát kích thước của elipse, và tương ứng với khả năng “lưu” giá trị áp suất trong lịch sử;

M tương ứng với góc nghiêng của đường giới hạn.

Thông số đường cong của mô hình Cam-clay hiệu chỉnh sát nhất với số liệu thí nghiệm là: $M = 1,2$ và $P^* = 39,5 \text{ MPa}$.

Có 2 mặt chuẩn giới hạn được đề xuất bởi Wong và nnk [8]. Hai mặt giới hạn này được xác định từ thí nghiệm và tổ hợp bởi 6 loại cát kết với độ rỗng nằm từ 14,5 - 35%, và thí nghiệm bằng máy nén 3 trục. Ngoài ra, đường thẳng đi qua gốc tọa độ tương ứng là đường giới hạn mô tả giới hạn phá hủy giòn được xác định bởi Bolton [36], với số liệu của 17 loại cát khác nhau. Những giá trị ứng suất tương ứng ứng xử nén (hoặc cắt dạng nén) cũng có thể được fit bằng phương trình dạng elipse của Wong và nnk [8] mô tả bằng phương trình số (2):

$$\frac{((P' / P^*) - \gamma)^2}{(1 - \gamma)^2} + \frac{(Q / P^*)^2}{\delta^2} = 1 \quad (2)$$

với các thông số $P^* = 39,5 \text{ MPa}$; $\gamma = 0,5$; $\delta = 0,55$.

Mô hình tinh này không đủ để mô hình hóa tính chất động của vật liệu, tức là vùng giới hạn biến dạng đàn hồi không phải là cố định. Ngoài ra, trong lịch sử gia tải và quá trình khai thác hydrocarbon, sự thay đổi gia tải lên các lớp địa tầng, vùng elipse có thể mở rộng ra (tương đương quá trình tăng vùng biên giới hạn biến dạng đàn hồi - gọi là quá trình tăng bền) hoặc vùng biến dạng đàn hồi có thể bị giảm - vật liệu bị mềm. Với mô hình Cam-clay hiệu chỉnh đi qua gốc tọa độ, có đỉnh của đường elipse trượt dọc trên đường thẳng giới hạn có thể mô hình hóa được kiểu ứng xử này của vật liệu.

Quan sát đường chất tải có hệ số $K = 0,2$, ứng xử của cát kết OSS hoàn toàn bị nén (Hình 9d và 9h); giá trị ứng suất giới hạn nằm ở vùng chuyển giao đặc trưng cho ứng xử trung gian của vật liệu giữa ứng xử giòn và dẻo, quan sát thấy các vân cong chèn lên nhau (Hình 10d). Để phân tích chi tiết hơn về kiểu ứng xử này của vật liệu, cần bổ sung thêm một số thí

nghiệm có đường chất tải nằm trong khoảng $K = 0$ và $K = 0,4$.

6. Mô hình cơ học

Kết quả thực nghiệm chỉ ra ứng xử cơ học của OSS là đàn hồi - dẻo do đó bước đầu nhóm tác giả đã tiến hành sử dụng mô hình được áp dụng phổ biến là Cam-clay hiệu chỉnh để phân tích kết quả cơ học đối với các đường chất tải và dự báo ứng xử thủy địa cơ học trong toàn bộ dự án. Có 4 yếu tố đặc trưng cho mô hình này là: tính chất đàn hồi, đường giới hạn, hàm dẻo và quy luật chảy dẻo [25 - 28].

Đối với ứng xử vật liệu đàn hồi, các biến dạng coi như có thể phục hồi được như: biến dạng thể tích (ε_v^e) và biến dạng cắt (lệch) (ε_Q^e), các biến dạng này đều có quan hệ với ứng suất hiệu dụng trung bình (P') và ứng suất lệch (Q) theo phương trình sau:

$$\varepsilon_v^e = \kappa \frac{\delta P'}{\nu P'} \quad (3)$$

và

$$\varepsilon_Q^e = \frac{\delta Q}{3G'} \quad (4)$$

Trong đó:

κ : Hệ số nở;

ν : Thể tích đơn vị;

G' : Module cắt.

Đối với biến dạng dẻo, nếu giả thiết vật liệu là “chuẩn” thì hàm thế g sẽ trùng với hàm đặc trưng cho mặt giới hạn f trong phương trình (1): $g = f$. Khi đó vector mô tả sự gia tăng biến dạng có xu hướng vuông góc với mặt thế g , do đó:

$$\frac{\varepsilon_P^p}{\varepsilon_Q^p} = \frac{\partial g / \partial P'}{\partial g / \partial Q} = \frac{M^2 - \eta^2}{2\eta} \quad (5)$$

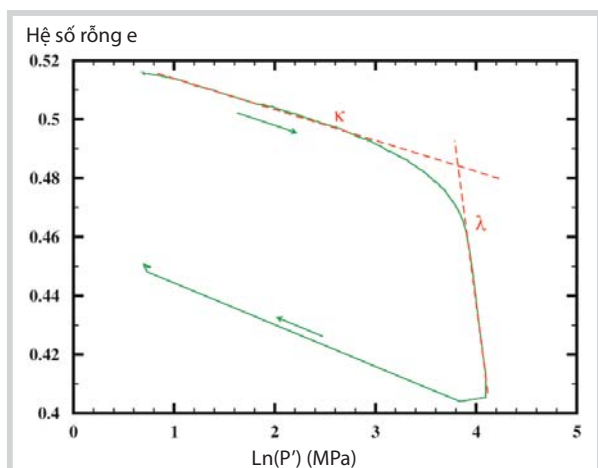
Với M là thông số tương tự trong phương trình (1), và $\eta = Q/P'$ là tỷ lệ ứng suất. Giá trị độ biến dạng thể tích được tính như sau:

$$\delta \varepsilon_v^p = \frac{\lambda - \kappa}{\nu(M^2 + \eta^2)} \left[(M^2 - \eta^2) \frac{\delta P'}{P'} + 2\eta \frac{\delta Q}{P'} \right] \quad (6)$$

với λ là hệ số nén.

Các thông số của mô hình Cam-clay hiệu chỉnh và thông số đặc trưng đàn hồi được xác định trong Hình 12 và Bảng 4. Trong đó, e_0 là hệ số rỗng tại giá trị áp lực hiệu dụng trung bình $P' = 1 \text{ MPa}$, hệ số thể tích biến cứng H được tính từ mối quan hệ: $H = (1 + e_0) / (\lambda - \kappa)$.

Đối với đá đồng nhất, ứng xử đàn hồi có thể được đặc trưng bởi 2 hệ số đàn hồi là module Young E và hệ số ν Poisson. Dữ liệu tương ứng với nhóm mẫu đá thí nghiệm cho hệ số $E = 2,05 \text{ GPa}$ và $\nu = 0,31$ và giá trị độ cứng thể tích $K = 1,8 \text{ GPa}$ (Hình 8a).

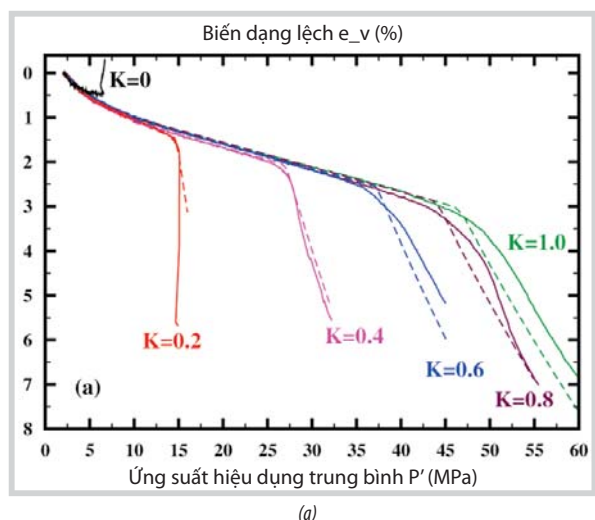


Hình 12. Xác định các hằng số đàn hồi - dẻo K và λ cho mẫu OSS A tương ứng với đường chất tải $K = 1,0$ và module đàn hồi K được xác định trên Hình 8a

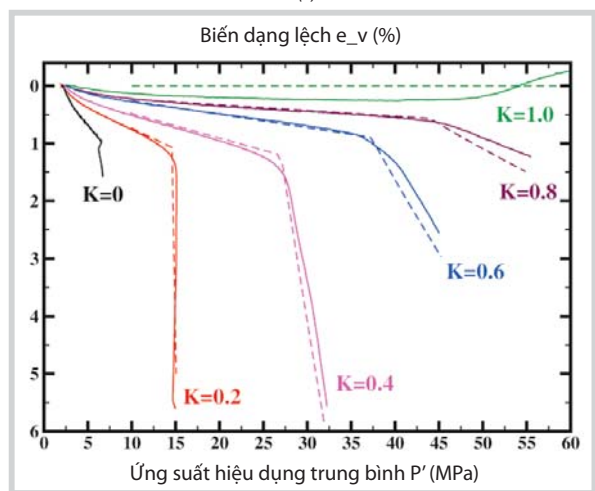
Bảng 4. Bảng thống kê hệ số đàn hồi - dẻo đối với mẫu cát kết Otter Sherwood

e_0	K	λ	H	E (GPa)	ν
0,526*	0,0125	0,255	6	2,05	0,31

Ghi chú: * giá trị ngoại suy từ các kết quả thí nghiệm



(a)



(b)

Hình 13. Mô hình đàn hồi - dẻo (đường nét đứt) so sánh với kết quả thí nghiệm (đường liền) đối với kết quả thí nghiệm của nhóm mẫu 1: biến dạng thể tích (a); biến dạng lệch (b)

Trên cơ sở xác định các hệ số bằng thí nghiệm, module và sự thay đổi độ biến dạng đối với tất cả các đường chất tải K bằng cách sử dụng các phương trình (3), (4), (5), (6), trong đó tổng biến dạng được xác định bằng tổng số thành phần biến dạng đàn hồi và biến dạng dẻo: $\delta\epsilon = \delta\epsilon^e + \delta\epsilon^p$.

Hình 13 thể hiện các số liệu tính toán được biến dạng thể tích và biến dạng lệch theo ứng suất hiệu dụng trung bình, trong đó có so sánh với các số liệu đo thực tế trong phòng thí nghiệm (Hình 9c và 9d). Đối với các đường chất tải đã thí nghiệm, có thể thấy mô hình đàn hồi - dẻo tương đối phù hợp để mô hình hóa ứng xử cơ học đối với vật liệu đã thí nghiệm. Tuy nhiên, với kết quả mô hình, nhóm tác giả đã sử dụng một tiêu chuẩn trung gian trong việc xác định áp lực giới hạn dựa trên kết quả dữ liệu đo biến dạng và độ thấm để làm mềm mại đoạn chuyển giao trên các đường cong biến dạng. Đường cong mũ giới hạn do các giá trị áp lực giới hạn tạo ra là rộng hơn so với đường cong “ban đầu” đã được xác định bằng giới hạn cơ học (Hình 11), trong đó đường cong giới hạn “ban đầu” được xác định từ tiêu chuẩn giới hạn đường thẳng.

Bằng thực nghiệm, nhóm tác giả nhận thấy vùng chuyển giao từ đàn hồi sang dẻo tương ứng với giá trị biến dạng dẻo (đặc trưng bởi hệ số biến cứng nguội) được biểu hiện bởi đường cong lồi đối với các đường chất tải $K = 1,0$; $K = 0,8$ và $K = 0,4$. Kết quả này tương tự với công bố của Yale [37] khi tiến hành nghiên cứu trên đá carbonate. Tuy nhiên, mô hình khó có thể mô tả được đoạn chuyển giao đàn hồi - dẻo. Vì vậy để mô hình khớp với các số liệu thực nghiệm, Yale cùng các đồng sự đã đề xuất sử dụng mặt mũ giới hạn “trễ” hơn trong mô hình phần tử hữu hạn; vùng ngoài mặt giới hạn này sẽ là biến dạng dẻo gây ra biến cứng nguội. Có thể nhận thấy mô hình mũ này là khác so với lý thuyết cơ học cổ điển vì lý thuyết này quan niệm ngoài vùng giới hạn ngay lập tức vật liệu ứng xử biến cứng nguội. Điểm thú vị khi dùng mô hình đàn hồi - dẻo ở đây là các hệ số $H(e_0, k, l)$ có thể được sử dụng để mô hình hóa cho tất cả đường chất tải để dự báo sự thay đổi biến dạng của vật liệu với các thông số vật liệu (Bảng 4).

7. Kết luận

Kết quả chính của nghiên cứu này về ứng xử cơ học của vữa dầu có độ cố kết kém và qua những lát cắt cát kết Otter Sherwood được lấy từ vết lộ của mỏ dầu Wytch Farm có thể tóm tắt như sau:

Đường cong biến dạng thể tích theo các đường chất tải khác nhau ($K < 1$) trùng với đường chất tải đẳng hướng “hydrostatic” ($K = 1$) dưới gia tải giai đoạn đầu và giai đoạn hai khi biến dạng của vật liệu còn coi là đàn hồi; biến dạng là rất lớn khi đường chất tải có hệ số thỏa mãn $0,2 < K < 0,4$.

Giai đoạn tiếp theo khi biến dạng là dẻo, biến dạng thể tích chứng tỏ mẫu bị nén dưới tác dụng gia tải đối với tất cả đường chất tải đã thí nghiệm, trừ trường hợp $K = 0$ khi xuất

hiện dạng phá hủy giòn với sự xuất hiện của vết nứt. Vùng chuyển của đường cong là hàm số phụ thuộc vào đường chất tải mà đại diện là tham số K, đường cong biến dạng thể tích trở nên trơn hơn khi giá trị K cao và gấp khúc khi giá trị K nhỏ;

Giá trị ứng suất trung bình giới hạn giảm khi đường chất tải đại diện cho trường hợp có độ lệch cao và cả 2 mô hình Cam-clay hiệu chỉnh, mô hình hàm mũ dạng ellipse đều thích hợp cho mặt giới hạn dẻo của mẫu;

Độ rỗng của vật liệu không phục hồi được khi xuất hiện biến dạng hoặc tính nén là không đàn hồi;

Kích thước lỗ rỗng bị giảm rất nhiều và nhỏ hơn $0,1\mu\text{m}$. Độ phân giải của phép đo X-ray không đủ để xác định quá trình phá hủy và xác định vùng phá hủy của đường gia tải $K > 0,2$; phân tích vi phân của cấu trúc cho phép thiết lập mối liên hệ giữa tính cơ học và sự thay đổi độ thấm;

Tính chất đàn hồi - dẻo của vật liệu có thể mô hình hóa được. Tuy nhiên, tính thay đổi mềm mại khó mô hình được.

Tài liệu tham khảo

1. M.Brignoli, Di Federico. *Compaction of unconsolidated sands and stress path effects: Laboratory evidence*. Proceedings of the 6th North America Rock Mechanics Symposium, Houston, Texas, US. 5 - 9 June, 2004.
2. G.H.Newman. *Pore-volume compressibility of consolidated, friable, and unconsolidated reservoir rocks under hydrostatic loading*. Journal of Petroleum Technology. 1973; 25(2): p. 129 - 134.
3. B.R.Crawford, P.F.Sanz, B.Alamahi, N.L.DeDontney. *Modeling and prediction of formation compressibility and compactive pore collapse in siliciclastic reservoir rocks*. Proceedings of the 45th US. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. San Francisco, US. 26 - 29 June, 2011.
4. J.M.Segura, Q.J.Fisher, A.J.L.Crook, M.Dutko, J.G.Yu, S.Skachkov, D.A.Angus, J.P.Verdon, J-M.Kendall. *Reservoir stress path characterization and its implications for fluid-flow production simulations*. Petroleum Geoscience. 2011; 17(4): p. 335 - 344.
5. H.Ruistuen, L.W.Teufel, D.Rhett. *Influence of reservoir stress path on deformation and permeability of weakly cemented sandstone reservoirs*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1999; 2(3): p. 266 - 272.
6. D.W.Rhett, L.W.Teufel. *Effect of reservoir stress path on compressibility and permeability of sandstones*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, US. 4 - 7 October, 1992.
7. C.T.Chang, M.D.Zoback. *Viscous rheology and state of stress in unconsolidated sands*. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway. 8 - 10 July, 1998.
8. Teng-fong Wong, Christian David, Wenlu Zhu. *The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstone: Mechanical deformation*. Journal of Geophysical Research. 1997; 102(B2): p. 3009 - 3025.
9. P.Baud, S.Vinciguerra, C.David, A.Cavallo, E.Walker, T.Reuschlé. *Compaction and failure in high porosity carbonates: Mechanical data and microstructural observations*. Pure & Applied Geophysics. 2009; 166: p. 869 - 898.
10. Jiaxiang Zhang, Teng-fong Wong, Daniel M.Davis. *Micromechanics of pressure-induced grain crushing in porous rocks*. Journal of Geophysical Research. 1990; 95(B1): p. 341 - 352.
11. Wei Zhu, Patrick Baud, Teng-fong Wong. *Micromechanics of cataclastic pore collapse in limestone*. Journal of Geophysical Research. 2010; 115(B4).
12. Rune M.Holt. *Permeability reduction induced by a non hydrostatic stress field*. SPE Formation Evaluation. 1990; 5(4): p. 444 - 448.
13. F.M.R.Ferfera, J.P.Sarda, M.Boutéca, O.Vincké. *Experimental study of monophasic permeability changes under various stress paths*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 1997; 34(3 - 4): p. 37.e1 - 37.e12.
14. R.M.Ostermeier. *Compaction effects on porosity and permeability: Deepwater gulf of Mexico turbidites*. Journal of Petroleum Technology. 2001; 53(2): p. 68 - 74.
15. Wenlu Zhu, Laurent G.J.Montési, Teng-fong Wong. *A probabilistic damage model of stress-induced permeability anisotropy during cataclastic flow*. Journal of Geophysical Research. 2007; 112(B10): p. 1 - 22.
16. B.R.Crawford, D.W.Webb, K.H.Searles. *Plastic compaction and anisotropic permeability development in unconsolidated sands with implications for horizontal well performance*. Proceedings of the 42nd US. Rock Mechanics Symposium, San Francisco, US. 29 June - 2 July, 2008.
17. J.Dautriat, N.Gland, S.Youssef, E.Rosenberg, S.Bekri, O.Vizika. *Stress-Dependent directional permeabilities of two analog reservoir rocks: A prospective study on contribution of μ -Tomography and pore network models*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2009; 12(2).
18. M.Bai, F.Meng, S.Green. *Improved determination of stress-Dependent permeability for anisotropic formations*. SPE-78188-MS, SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, U.S. 20-23 October, 2002.

19. J.Dautriat, N.Gland, J.Guelard, A.Dimanov, J.Raphanel. *Axial and radial permeability evolutions of compressed sandstones: End effects and shear-band induced permeability anisotropy*. Pure & Applied Geophysics. 2009; 166: p. 1037 - 1061.
20. R.I.Korsnes, R.Risnes, I.Faldaas, T.Norland. *End effects on stress dependent permeability measurements*. Tectonophysics. 2006; 426(1 - 2): p. 239 - 251.
21. S.D.Joshi. *Horizontal well technology*. PennWell Books. 1991.
22. C.Ayan, N.Colley, G.Cowan, E.Ezekwe, M.Wannell, P.Goode, F.Halford, J.Joseph, A.Mongini, J.Pop. *Measuring permeability anisotropy: The latest approach*. Oilfield Review. 1994; 6(4): p. 24 - 35.
23. B.R.Crawford, M.J.Gooch, D.W.Webb. *Textural controls on constitutive behavior in unconsolidated sands: Micromechanics and cap plasticity*. Proceedings of the 6th North America Rock Mechanics Symposium, Houston, Texas, US. 5 - 9 June, 2004.
24. B.R.Crawford, D.Yale, K.Searles, G.Dasari, W.Webb, M.J.Gooch. *Plastic compaction and anisotropic permeability evolution in unconsolidated sand*. Communication at Euroconference of Rock Physics and Geomechanics, Oléron. 2005.
25. A.Schofield, P.Wroth. *Critical state soil mechanics*. McGraw-hill. 1968.
26. D.M.Wood. *Soil behavior and critical state soil mechanics*. 1st ed. Cambridge: University Press. 1990.
27. Ph.A.Charlez. *Rock mechanics: Volume 2 - Petroleum applications*. Editions Technip. 1997.
28. R.Whitlow. *Basic soil mechanics*. 4th ed. Prentice Hall. 2000.
29. J.B.Svendsen, N.R.Hartley. *Comparison between outcrop-spectral gamma ray logging and whole rock geochemistry: implications for quantitative reservoir characterisation in continental sequences*. Marine and Petroleum Geology. 2001; 18: p. 657 - 670.
30. S.Holloway, A.E.Milodowski, G.E.Strong, G.Warrington. *The Sherwood sandstone group (Triassic) of the Wessex basin, Southern England*. Proceedings of the Geologists' Association. 1989; 100(3): p. 383 - 394.
31. P.S.Spencer, K.P.Isaac. *Triassic vertebrates from the Otter sandstone formation of Devon, England*. Proceeding of the Geologists' Association. 1983; 94(3): p. 267 - 269.
32. A.J.C.Hogg, I.J.Evans, P.F.Harrison, T.Meling, G.S.Smith, S.D.Thompson, G.F.T.Watts. *Reservoir management of the Wytch Farm oil field, Dorset, UK: Providing options for growth into later field life*. Petroleum Geology Conference Series. 1999; 5: p. 1157 - 1172.
33. M.B.J.Bowman, N.M.Mcclure, D.W.Wilkinson. *Wytch Farm oilfield: deterministic reservoir description of the Triassic Sherwood sandstone*. Proceedings of the Petroleum Geology of Northwest Europe. 1993: p. 1513 - 1517.
34. W.H.Mark, M.Gregg. *Magnetostratigraphy of the Sherwood Sandstone Group (Lower and Middle Triassic), south Devon, UK: Detailed correlation of the marine and non-marine Anisian*. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 2003; 193(2): p. 325 - 348.
35. P.Baud, W.Zhu, T-F.Wong. *Failure mode and weakening effect of water on sandstone*. Journal of Geophysical Research. 2000; 105(B7): p. 16371 - 16389.
36. M.D.Bolton. *The strength and dilatancy of sands*. Géotechnique. 1986; 36(1): p. 65 - 78.
37. D.P.Yale, B.Crawford, H.Watt. *Plasticity and permeability in carbonates: Dependence on stress path and porosity*. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway. 8 - 10 July, 1998.

Mechanical behaviour of weakly consolidated sandstone

Nguyen Van Hung, Le Phuoc Hao, Bui Tu An
Petrovietnam University

Summary

Mechanical tests under different stress paths (hydrostatic and proportional with constant ratio of vertical to horizontal stress rates) have been performed on a weakly cemented layered sandstone, the Otter Sherwood Sandstone, outcrop analog of the Sherwood reservoir of the Wytch Farm oil field (UK). The elastic and plastic deformation regimes are well identified and the determined yield stresses are fitted using the modified Cam-clay and Elliptic Cap models for all the observed onsets of plastic yielding.

Key words: Mechanics, weakly consolidated, stress paths, Wytch Farm oilfield, Otter Sherwood sandstone.

ỨNG DỤNG KỸ THUẬT MẠNG NEURAL NHÂN TẠO TRONG DỰ BÁO ĐỘ THẨM ĐÁ CHỨA MIOCENE MỎ ĐẠI HÙNG TRÊN CƠ SỞ TÀI LIỆU MẪU LỖI VÀ ĐƯỜNG CONG ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN

KS. Lê Quốc Thịnh, KS. Phạm Tuấn Anh, KS. Huỳnh Huỳnh Yên Hạ, KS. Nguyễn Văn Thông
KS. Nguyễn Hùng Cừ, KS. Nguyễn Lê Trung, KS. Lý Quang Hòa

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: thinhql@pvep.com.vn

Tóm tắt

Độ thấm là một trong những thông số quan trọng quyết định khả năng cho dòng của vỉa. Tuy nhiên, giá trị độ thấm thường được xác định trên các tài liệu mẫu lõi và thử vỉa nên bị giới hạn do chi phí cao. Trong khi đó, việc tính toán độ thấm từ các tham số địa vật lý giếng khoan thường gặp khó khăn liên quan đến sự bất định của các yếu tố đầu vào của các mô hình tính đã được giới thiệu và sử dụng. Phương trình tuyến tính quan hệ rỗng thấm từ mẫu lõi và đường độ rỗng từ minh giải địa vật lý giếng khoan thường được sử dụng để tính toán độ thấm cho toàn bộ giếng khoan. Song phương pháp này đôi khi không khả thi do tính chất bất đồng nhất của đất đá cao làm giảm hệ số hồi quy R của phương trình tuyến tính quan hệ độ rỗng - độ thấm xây dựng từ mẫu lõi. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả nghiên cứu ứng dụng mạng neural nhân tạo (Artificial neural networks - ANN) để dự báo độ thấm dựa trên dữ liệu mẫu lõi và các đường cong địa vật lý giếng khoan, giúp tính toán giá trị độ thấm với mức độ chính xác cao hơn phương pháp truyền thống.

Từ khóa: Mạng neural nhân tạo, độ thấm, mỏ Đại Hùng.

1. Cấu trúc và nguyên lý hoạt động của ANN

1.1. Cấu trúc

Một ANN gồm có các giá trị đầu vào, các neural, trọng số, hàm truyền và giá trị đầu ra, về mặt toán học được thể hiện dưới dạng công thức:

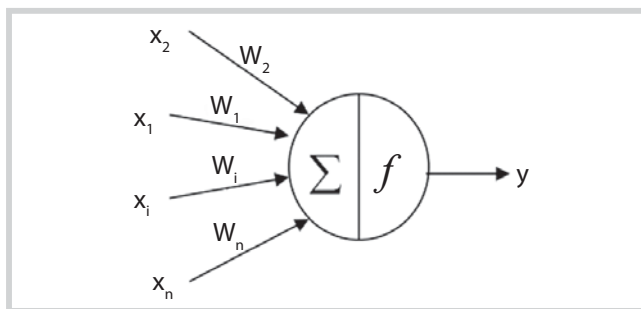
$$y(x) = f\left(\sum_{i=1}^n w_i x_i\right)$$

x_i : Các giá trị đầu vào hoặc là các neural;

w_i : Giá trị trọng số của neural x_i ;

f : Hàm truyền;

y : Giá trị đầu ra.



Hình 1. Mô hình toán học của mạng ANN

Khi mạng tiếp nhận neural đầu vào từ $x (x_1, x_2, \dots, x_n)$, với n giá trị đầu vào từ x tương ứng mỗi nhánh sẽ có n trọng số $w (w_1, w_2, \dots, w_n)$. Khi đã có trọng số và neural

đầu vào thì quá trình tổng trọng hóa thông tin bắt đầu ($\sum_{i=1}^n w_i x_i$). Sau khi tổng trọng hóa, thông tin tiếp tục đưa vào hàm truyền (f), hàm truyền (f) tiếp nhận thông tin và đưa ra kết quả đầu ra y (Hình 1). Mỗi ANN có một lớp nhập, một lớp xuất, không có hoặc có nhiều lớp ẩn.

1.2. Nguyên lý hoạt động

Bài báo chỉ đề cập đến nguyên lý hoạt động của mạng truyền thẳng có sử dụng thuật toán lan truyền ngược. Khi luyện một mẫu, ANN thực hiện cả quá trình ánh xạ và quá trình lan truyền ngược. Trong quá trình ánh xạ, tín hiệu của mạng sẽ lan truyền theo chiều từ lớp nhập đến lớp xuất, mạng nhận các biến độc lập thông qua lớp nhập, đưa thông tin vào mạng, xử lý và cho kết quả đầu ra tại lớp xuất. Kết quả đầu ra sẽ được so sánh với kết quả mong muốn của tập mẫu để đưa ra sai số trung bình bình phương (MSE). Sai số MSE được lan truyền ngược trở lại từ các neural đầu ra và các neural ẩn để điều chỉnh lại các trọng số. Quá trình lan truyền theo 2 hướng này diễn ra nhiều lần cho tới khi sai số đạt đến giá trị cực tiểu (Hình 2).

Cực tiểu cực bộ là trường hợp hàm lỗi có nhiều giá trị cực tiểu mà điểm sai số đang xét rơi vào điểm cực tiểu không phải là giá trị nhỏ nhất, dẫn đến kết quả đầu ra của mạng chưa đạt đến sai số nhỏ nhất.

Hiện tượng quá khớp là kết quả đầu ra khớp gần như hoàn toàn với kết quả mong muốn. Khi xảy ra hiện tượng quá khớp nghĩa là mạng đã không tự loại bỏ được nhiễu nên hàm đích đầu ra chỉ đúng đối với tập số liệu đưa vào luyện mạng, còn đối với các số liệu khác sẽ mang sai số rất lớn.

Để khắc phục hiện tượng cực tiểu cục bộ thường phải tăng số neural trong lớp ẩn lên, song nếu số neural trong lớp ẩn tăng quá lớn thì lại xảy ra hiện tượng quá

khớp. Để khắc phục hiện tượng quá khớp cần chia tập số liệu luyện mạng thành 3 phần. Phần 1 chiếm tỷ lệ nhiều nhất dùng để luyện mạng (Train). Phần 2 dùng để kiểm tra chéo (Validation). Trong quá trình luyện mạng, sai số của tập số liệu luyện mạng luôn giảm nhưng sai số của tập số liệu kiểm tra chéo giảm sau đó lại tăng lên báo hiệu sắp xảy ra hiện tượng quá khớp, cần phải dừng luyện mạng để tránh hiện tượng quá khớp (Hình 3). Phần 3 dùng để kiểm tra lại độ chính xác kết quả sau khi luyện mạng (Test).

2. Áp dụng kỹ thuật ANN dự báo độ thấm (K) của mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn

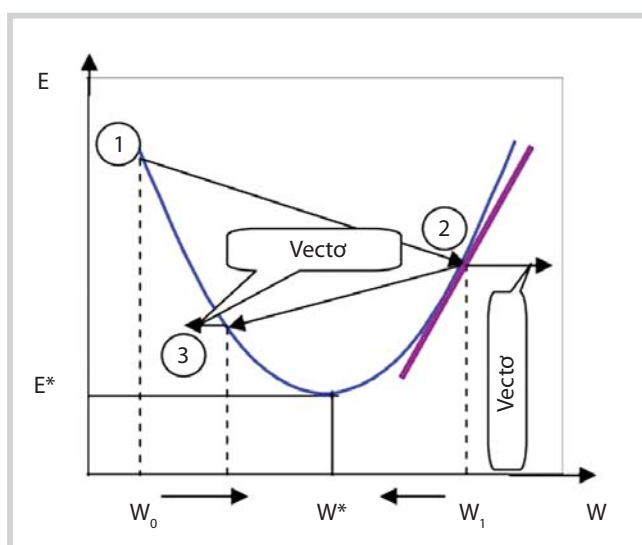
Mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a) thuộc bể Nam Côn Sơn, có chiều sâu đáy biển thay đổi từ 110 - 120m. Phát hiện dầu khí của mỏ Đại Hùng tập trung chủ yếu trong tầng trầm tích lục nguyên có tuổi Miocene sớm. DH-1P và DH-4P là 2 giếng khoan có đầy đủ cơ sở dữ liệu và chất lượng tài liệu tốt được sử dụng cho công tác nghiên cứu (Bảng 1 và 2).

Theo phương pháp truyền thống, xác định đường thẳng quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm trên hình vẽ biểu diễn các giá trị độ rỗng và độ thấm từ mẫu lõi ở tỷ lệ bán Logarit (Hình 4) và sử dụng nó để xác định độ thấm từ độ rỗng cho các giếng không có mẫu lõi.

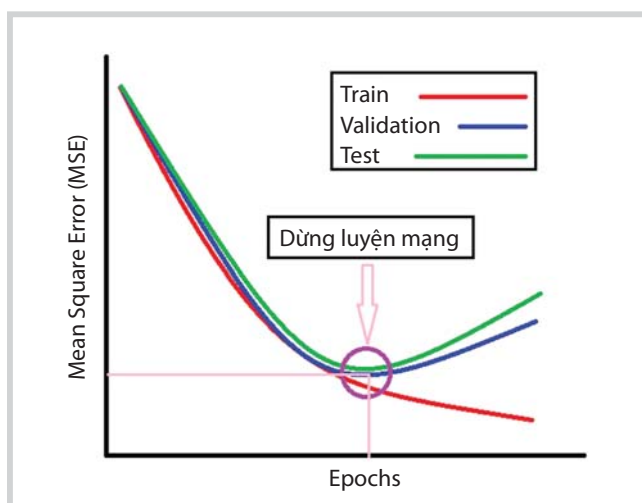
Hình 4 cho thấy tuy mức độ hồi quy giữa độ rỗng và độ thấm theo mẫu lõi rất cao ($R = 0,9191$). Tuy nhiên, khi tính độ thấm cho 2 giếng khoan DH-1P, DH-4P theo quan hệ này và so sánh lại với độ thấm của mẫu lõi thì mức độ hồi quy lại rất thấp ($R = 0,6788$) (Hình 5). Điều này cho thấy sự bất cập khi sử dụng phương pháp truyền thống đã mô tả để xác định tham số độ rỗng của đá chứa. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và ứng dụng kỹ thuật ANN để dự báo độ thấm ở 2 giếng khoan DH-1P, DH-4P.

2.1. Lựa chọn và hiệu chỉnh dữ liệu

Để dự báo chính xác kết quả đầu ra thì các giá trị đầu vào trước hết phải có tính ổn định, tính phổ biến và liên quan mật thiết đến giá trị đầu ra. Nhóm tác giả đã sử dụng 5 đường GR, LLD, RHOB, NPHI, DT để dự báo độ thấm cho 2 giếng khoan DH-1P, DH-4P. Ngoài ra, độ sâu lấy mẫu phải



Hình 2. Một hàm lỗi



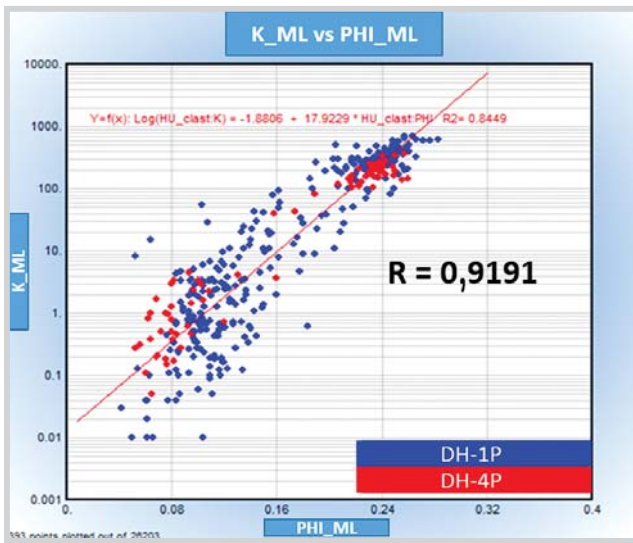
Hình 3. Biến thiên sai số MSE của các tập số liệu qua nhiều lần luyện mạng

Bảng 1. Tài liệu địa vật lý giếng khoan của giếng khoan DH-1P và DH-4P

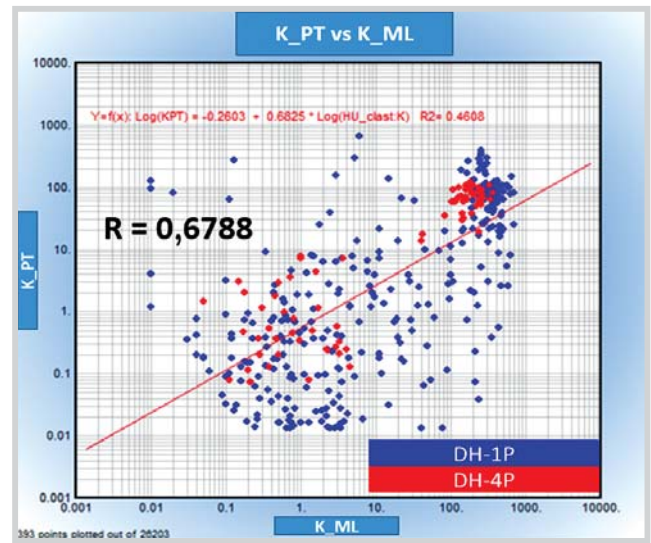
Giếng	GR	LLD	LLS	RHOB	NPHI	DT	Thạch học	Tuổi
DH-1P	x	x	x	x	x	x	Trầm tích lục nguyên	Miocene sớm
DH-4P	x	x	x	x	x	x	Trầm tích lục nguyên	Miocene sớm

Bảng 2. Tài liệu mẫu lõi của giếng khoan DH-1P và DH-4P

Giếng	Số điểm dữ liệu mẫu lõi	Thạch học	Tuổi
DH-1P	311	Trầm tích lục nguyên	Miocene sớm
DH-4P	82	Trầm tích lục nguyên	Miocene sớm



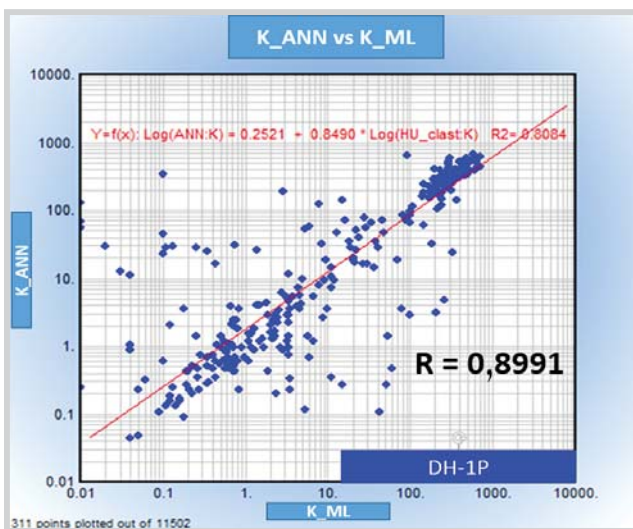
Hình 4. Quan hệ rỗng thấm từ mẫu lõi giếng khoan DH-1P, DH-4P



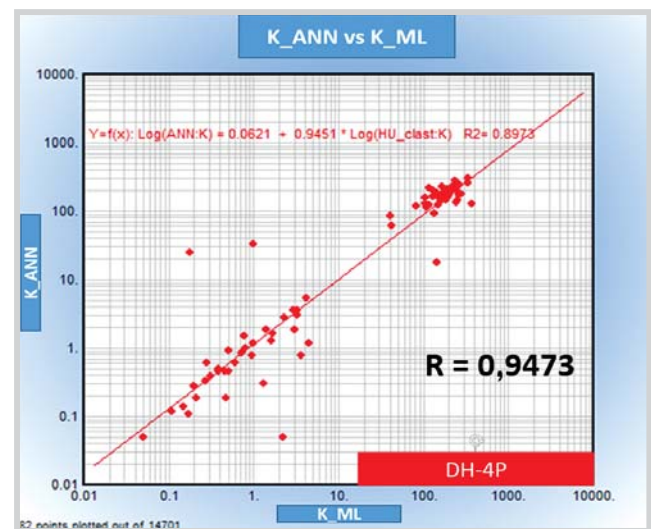
Hình 5. So sánh độ thấm tính từ mẫu lõi (K_ML) và từ phương trình quan hệ (K_PT)

Bảng 3. Các trường hợp luyện mạng ANN

Trường hợp	Số neural	Số lớp ẩn	Sai số (MSE)	Độ hồi quy R	
				Luyện mạng	Kiểm tra
1	5	1	2,012	0,512	0,587
2	10	1	1,876	0,602	0,664
3	15	1	1,258	0,751	0,662
4	10	1	0,651	0,802	0,723
5	25	1	0,425	0,909	0,863
6	30	1	0,327	0,952	0,791
7	35	1	0,539	0,856	0,755
8	40	1	0,612	0,912	0,749
9	45	1	0,952	0,725	0,701
10	50	1	1,058	0,705	0,652



Hình 6. Crossplot K_ML và K_ANN giếng khoan DH-1P



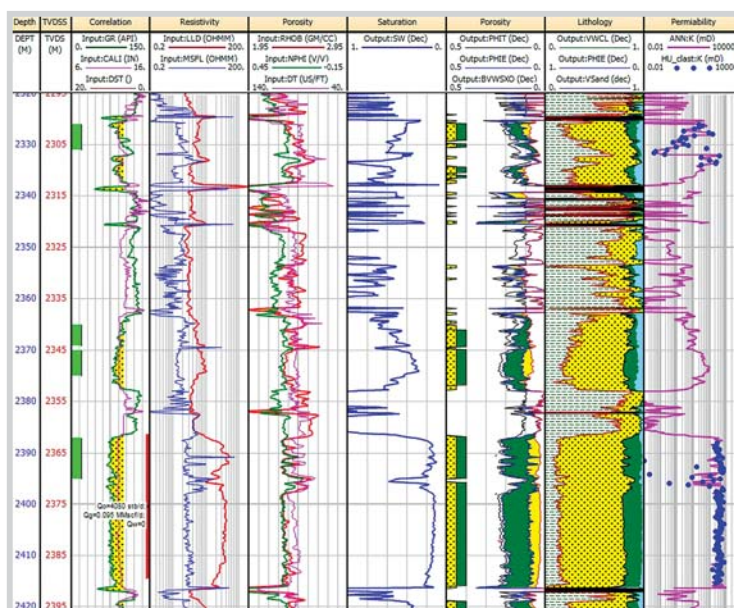
Hình 7. Crossplot K_ML và K_ANN giếng khoan DH-4P

được chuẩn về cùng độ sâu đo log để đồng nhất hóa dữ liệu, giúp dự báo chính xác kết quả đầu ra.

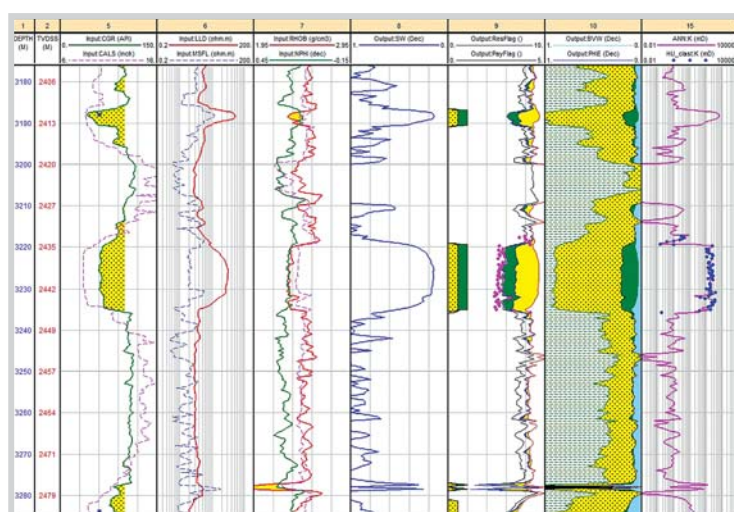
2.2. Tiến hành dự báo

Xây dựng tập mẫu gồm toàn bộ số điểm dữ liệu mẫu lõi của 2 giếng khoan DH-1P và DH-4P (Bảng 1). Số điểm

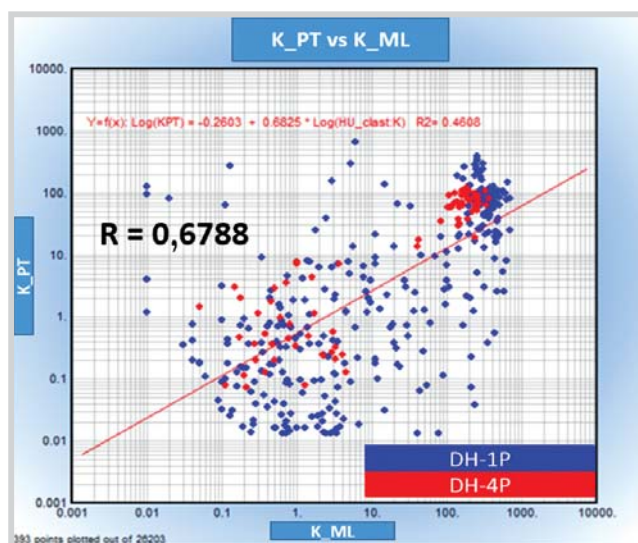
dữ liệu mẫu lõi của giếng DH-1P (311 điểm dữ liệu) sẽ được chia thành 2 phần ngẫu nhiên: (i) 80% số điểm dữ liệu được dùng để luyện mạng; (ii) 20% số điểm dữ liệu được dùng để kiểm tra chéo trong quá trình luyện mạng, tránh hiện tượng quá khớp. Số điểm dữ liệu mẫu lõi của giếng DH-4P (82 điểm dữ liệu) được để lại sau cùng để



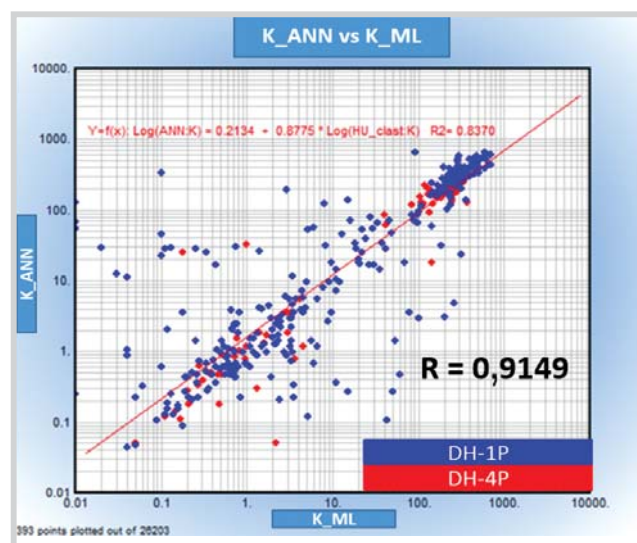
Hình 8. Kết quả dự báo độ thấm giếng DH-1P



Hình 9. Kết quả dự báo độ thấm giếng DH-4P



(a)



(b)

Hình 10. So sánh hệ số tương quan giữa 2 phương pháp

thử lại kết quả luyện mạng từ giếng DH-1P. Nếu kết quả dự báo độ thấm (K_{ANN}) của giếng DH-4P khớp với kết quả độ thấm từ mẫu lõi (K_{ML}) chúng tỏ ANN đã luyện thành công.

Luyện mạng ANN với số neural tăng dần từ 5 - 50 neural/lớp ẩn chia thành 10 trường hợp (Bảng 3). Trong quá trình luyện mạng, sai số MSE giảm dần sau đó tăng lên, giá trị hồi quy R của tập mẫu luyện mạng luôn tăng trong khi giá trị hồi quy R của tập mẫu kiểm tra chéo tăng sau đó lại giảm. Trường hợp 5 tối ưu nhất vì sai số MSE = 0,425 đạt được yêu cầu đặt ra là MSE < 0,5, giá trị hồi quy R của tập mẫu luyện mạng cao (0,909) và đặc biệt là giá trị hồi quy R của tập mẫu kiểm tra chéo đạt giá trị cao nhất (0,863). Ở trường hợp 6, tuy giá trị MSE và R của tập luyện mạng tốt hơn trường hợp 5 nhưng giá trị hồi quy R của tập mẫu kiểm tra chéo lại nhỏ hơn. Điều này cho thấy trường hợp 6 bắt đầu xảy ra hiện tượng quá khớp. Các trường hợp 7, 8, 9, 10 cũng xảy ra hiện tượng quá khớp tương tự làm cho giá trị hồi quy R của tập mẫu kiểm tra chéo giảm đi.

Từ kết quả luyện mạng của trường hợp 5, nhóm tác giả tiến hành áp dụng dự báo độ thấm (K_{ANN}) cho giếng DH-4P là giếng có dữ liệu mẫu lõi nhưng không dùng luyện mạng để kiểm tra độ tin cậy. Hình 6 cho thấy hệ số hồi quy R của tập số liệu luyện mạng đầu ra (K_{ANN}) với tập số liệu mong muốn (K_{ML}) là $R = 0,8991$. Hình 7 cho thấy hệ số hồi quy của tập số liệu thử lại (K_{ANN}) với tập số liệu mong muốn (K_{ML}) là $R = 0,9473$.

Như vậy, mô hình ANN có mức độ tin tưởng cao và có thể áp dụng được cho các giếng khoan còn lại trong khu vực. Hình 8 và 9 thể hiện giá trị độ thấm dự báo được từ mô hình ANN. Tại các vị trí có hoàn thiện giếng chứng tỏ tính chất vỉa tốt, độ thấm cao và kết quả dự báo độ thấm từ mô hình ANN cũng phù hợp.

Hệ số tương quan giữa độ thấm đo từ mẫu lõi (K_{ML}) và độ thấm tính toán từ số liệu địa vật lý giếng khoan bằng phương pháp thông thường (K_{PT}) là 0,6788. Hệ số tương quan giữa độ thấm đo từ mẫu lõi (K_{ML}) và độ thấm tính toán bằng ANN (K_{ANN}) là 0,9149. So sánh hệ số tương quan giữa 2 phương pháp này (Hình 10) cho thấy phương pháp dự báo độ thấm bằng ANN cho kết quả phù hợp hơn phương pháp truyền thống.

3. Kết luận

Kỹ thuật ANN có thể dự báo chính xác các thông số cần thiết trong lĩnh vực địa vật lý giếng khoan và một số lĩnh vực khác góp phần tiết giảm chi phí tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Trên cơ sở kết quả nghiên cứu ban đầu, nhóm tác giả đề xuất cần bổ sung các thông tin đầu vào khác để tăng cường tính hiệu quả của mô hình ANN như: ảnh hưởng khoảng cách của các giếng khoan, phương pháp loại bỏ các điểm dị thường gây nhiễu cũng như kết hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan đặc biệt khác có độ phân giải cao (FMI, NMR...). Để dự báo chính xác kết quả đầu ra, các giá trị đầu vào phải có tính ổn định, tính phổ biến và liên quan mật thiết đến giá trị

đầu ra. Với các trường hợp vỉa chứa có mức độ bất đồng nhất cao thì việc áp dụng phương pháp ANN để dự đoán tham số độ thấm (và rộng hơn là các tham số, đặc trưng khác của vỉa) sẽ khó khăn và phức tạp hơn, cần có các phương án kết hợp nhiều thông tin, thuật giải để giải quyết vấn đề.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Đức Lân. *Nghiên cứu độ thấm đá móng granitoid mỏ Bạch Hổ bằng mạng nơ-ron nhân tạo*. Luận án tiến sĩ, Đại học Mỏ - Địa chất. 2010.
2. Lê Hải An và nnk. *Nghiên cứu ứng dụng trí tuệ nhân tạo trong minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan phục vụ tìm kiếm thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam*. Đại học Mỏ - Địa chất. 2007.
3. K.Aminian, S.Ameri, A.Oyerokun, B.Thomas. *Prediction of flow units and permeability using artificial neural networks*. SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, California. 19 - 24 May, 2003.
4. Sang Heon Lee, Arun Kharghoria, Akhil Datta-Gupta. *Electrofacies characterization and permeability predictions in complex reservoirs*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2002; 5(3): p. 237 - 248.
5. E.M.El-M.Shokir, A.A.Alsughayer, A.Al-Ateeq. *Permeability estimation from well log responses*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2006; 45(11).

Application of artificial neural network technique to predict permeability of Miocene reservoirs in Dai Hung field based on core data and wireline logging data

Le Quoc Thinh, Pham Tuan Anh, Huynh Huynh Yen Ha, Nguyen Van Thong
 Nguyen Hung Cu, Nguyen Le Trung, Ly Quang Hoa
 Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Permeability is one of the important parameters for evaluating a reservoir's flow rate. However, permeability value is usually defined based on core data and well test data, which are limited due to related high costs. Whereas, the calculation of permeability based on wireline logging parameters often meets with difficulties relating to undeterminable inputs of calculation models introduced and utilised so far. Conventionally, a linear relationship of porosity and permeability constructed by core data will be applied to wireline logging data to calculate permeability for the whole well. However, this method is not always applicable because of the high heterogeneity of rocks which decreases the R value of the linear porosity-permeability relationship constructed by core data. On that basis, the authors propose to apply the Artificial Neural Network (ANN) to predict permeability based on combined core data and wireline logging, which allows permeability calculation with higher accuracy than conventional methods.

Key words: Artificial neural network (ANN), permeability, Dai Hung field.

XÂY DỰNG MÔ HÌNH MÔ PHỎNG VÀ TỐI ƯU HÓA HOẠT ĐỘNG PHÂN XỬ LÝ REFORMING XÚC TÁC NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

KS. Nguyễn Duy Thắng¹, PGS.TS. Nguyễn Thị Minh Hiền²

KS. Nguyễn Phú Huy²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Đại học Bách khoa Hà Nội

Email: thangnd@pvn.vn

Tóm tắt

Để nâng cao hiệu quả và khả năng cạnh tranh, các nhà máy lọc dầu phải tiến hành tối ưu hóa, nhằm tiết giảm chi phí sản xuất thông qua lựa chọn, pha trộn dầu thô, xác định cơ cấu sản phẩm, tiết kiệm năng lượng... Quá trình tối ưu hóa có thể tiến hành từ cấp phân xưởng đến toàn bộ nhà máy và được hỗ trợ bởi các phần mềm mô phỏng. Tuy nhiên, các mô hình sử dụng thường là các "gói" đã được lập trình sẵn trong phần mềm hoặc xây dựng bởi tư vấn, gần như không thể can thiệp trực tiếp vào cơ chế nhiệt động học của quá trình.

Phân xưởng Reforming xúc tác (CCR Platforming) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang sử dụng CCR model (Refsim) là gói được xây dựng sẵn bởi KBC dựa trên phần mềm PetroSim. Tuy nhiên, mô hình này không cho phép các kỹ sư tại nhà máy can thiệp về mặt động học để tiến hành tối ưu hóa. Trong nghiên cứu này, mô hình mô phỏng phân xưởng CCR Platforming Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được xây dựng dựa trên cơ sở mở rộng các cấu tử isoparaffin và điều chỉnh mô hình động học của Krane có xét đến ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất. Sau khi kiểm chứng với kết quả vận hành thực tế, mô hình mô phỏng sẽ được sử dụng để tính toán các thông số của quá trình, đánh giá khả năng tối ưu hóa các điều kiện vận hành của phân xưởng CCR Platforming Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Từ khóa: Reforming xúc tác, mô hình động học, tối ưu hóa, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

Reforming xúc tác là quá trình chuyển hóa phân đoạn naphtha nặng có trị số octane thấp thành xăng reformate có trị số octane cao và cung cấp nguồn khí H_2 cho các phân xưởng xử lý bằng H_2 . Ngoài ra, sản phẩm reforming xúc tác chứa các hydrocarbon thơm (BTX: benzene, toluene, xylene), được sử dụng làm nguyên liệu cho công nghiệp hóa dầu [1].

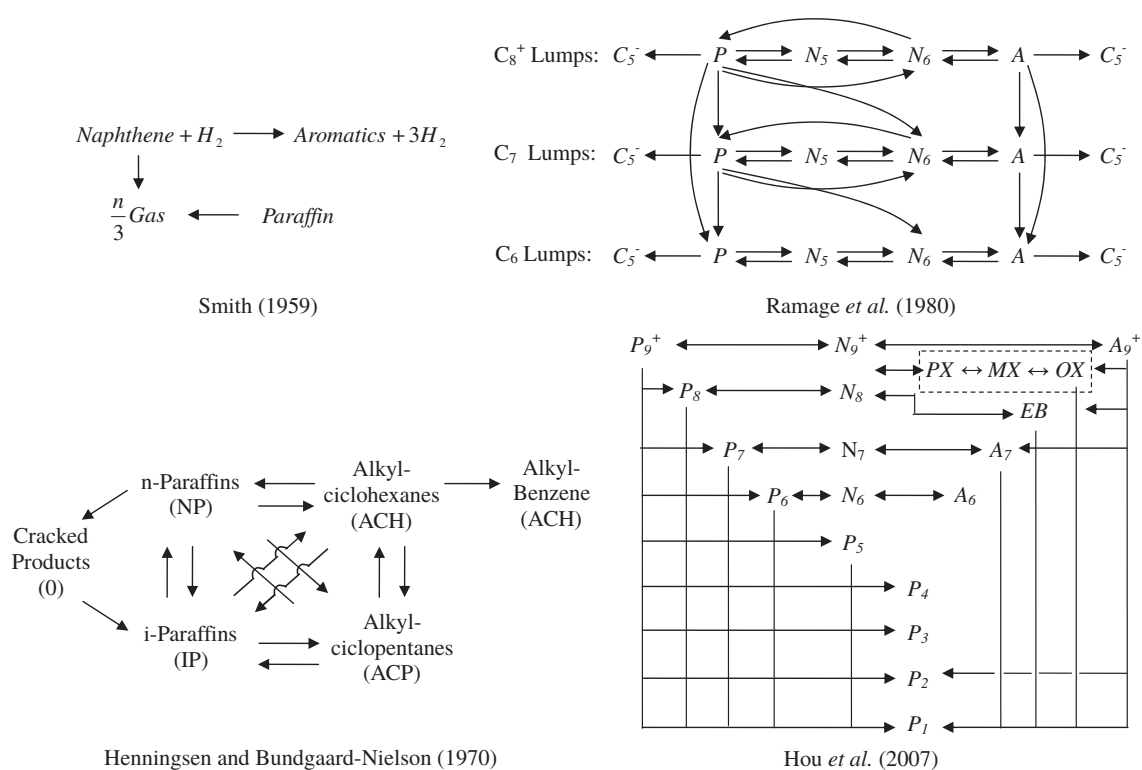
Reforming xúc tác là quá trình rất phức tạp với lượng lớn các phản ứng xảy ra từ nhiều cấu tử khác nhau (n-paraffin, iso-paraffin, naphthene và aromatic) như dehydro hóa và dehydroisomer hóa các naphthene thành aromatic, dehydro hóa paraffin thành olefin, dehydro hóa đóng vòng các paraffin và olefin thành aromatics, isomer hóa hoặc hydroisomer hóa thành các isoparaffin, isomer hóa alkylcyclopentane và các aromatics, hydrocracking các paraffin và naphthene thành các hydrocarbon nhẹ hơn. Việc mô phỏng mô hình động học chi tiết cho từng cấu tử rất phức tạp, nên nhóm tác giả thực hiện mô phỏng mô hình động học theo các nhóm cấu tử với quy mô trung bình. Phương pháp gói (lumping), được sử dụng, đảm bảo việc chia gói đủ chi tiết, số lượng các gói đủ để đại diện cho các cấu tử mong muốn trong dòng vật chất và đủ để đảm bảo mối quan hệ giữa các biến quá trình và tốc độ phản ứng.

Trên cơ sở đó, mô hình động học của Krane [2] đã được nhóm tác giả sử dụng, tiến hành mở rộng và điều chỉnh để thỏa mãn được sự đơn giản của mô hình gói nhưng vẫn đảm bảo độ chính xác cần thiết. Kết quả mô phỏng với số liệu đầu vào từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được so sánh với kết quả vận hành thực tế.

2. Xây dựng mô hình động học

2.1. Các mô hình đã được nghiên cứu

Năm 1959, Smith RB [3] lần đầu tiên đề xuất chia phân đoạn naphtha thành 4 gói cấu tử gồm: paraffin, naphthene, aromatic và hydrocarbon nhẹ ($< C_5$). Do tính đơn giản, mô hình này vẫn đang được sử dụng cho các nghiên cứu chỉ dừng lại ở mức tính toán đơn giản, không đòi hỏi độ chính xác cao. Năm 1970, công trình đầu tiên quan tâm đến sự khác nhau trong quá trình phản ứng của các naphthene vòng C_5 và C_6 được thực hiện bởi Henningsen và Bundgaard-Nielson [4]. Năm 1973, Kmak phát triển mô hình gồm 22 gói cấu tử, sau đó Froment phát triển lên thành 28 gói cấu tử. Các tác giả đã xác định giá trị chính xác cho nhiệt phản ứng và năng lượng hoạt hóa của các phản ứng trong mô hình. Các phản ứng trong một số mô hình được thể hiện trong Hình 1.



Hình 1. Một số mô hình động học đã công bố [6]

Năm 1987, Ramage [5] đã phát triển mô hình động học chi tiết dựa trên số liệu nghiên cứu pilot quy mô công nghiệp. Mô hình này bao gồm 13 gói cấu tử có thêm gói hấp phụ trên bề mặt xúc tác đã mô phỏng chính xác thiết bị phản ứng thương mại và được Mobil áp dụng cho các nhà máy lọc dầu.

2.2. Mô hình động học của Krane

Mô hình do Krane [2, 6] xây dựng dựa trên nhóm các cấu tử thành cấu tử giả là hỗn hợp isomer của các cấu tử có cùng bản chất (các paraffin, naphthene và aromatic có cùng số carbon). Những gói này gồm: các gói paraffin có số C từ 1 - 10 và các gói naphthene, aromatic có số C từ 6 - 10. Mô hình ban đầu gồm 53 gói phản ứng được tổng kết trong Bảng 1 [2, 6]. Ở đây chỉ có các phản ứng isomer hóa, dehydro vòng hóa, hydrodealkyl hóa, dehydro hóa và hydrocracking là các phản ứng giảm mạch C hoặc không làm thay đổi số C nên nếu trong nguyên liệu không có các cấu tử C_{11} thì sẽ không xuất hiện các cấu tử C_{11} trong sản phẩm.

Để tính toán chính xác hơn thành phần của phân đoạn naphtha và kết quả mô phỏng, các điều chỉnh dưới đây được áp dụng:

2.2.1. Điều chỉnh cơ chế phản ứng tạo benzene

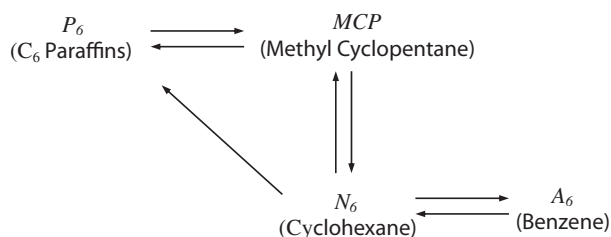
Mô hình ban đầu chỉ có phản ứng: $P_6 \leftrightarrow N_6 \leftrightarrow A_6$ không quan tâm đến phản ứng isomer hóa tạo thành

Bảng 1. Số phản ứng và năng lượng hoạt hóa trong mô hình Krane

Phản ứng	Số phản ứng	E_a (kcal/mol)
Paraffin		
$P_n \rightarrow N_n$	5	45
$P_n \rightarrow P_{n-i} + P_i$	21	55
Tổng	26	
Naphthene		
$N_n \rightarrow A_n$	5	30
$N_n \rightarrow N_{n-i} + P_i$	6	55
$N_n \rightarrow P_n$	5	45
Tổng	16	
Aromatic		
$A_n \rightarrow A_{n-i} + P_i$	6	40
$A_n \rightarrow P_n$	4	45
$A_n \rightarrow N_n$	1	30
Tổng	11	

Ghi chú: n - số nguyên tử C, $1 \leq i \leq 6$

cyclohexane (N_6) từ methylcyclopentane (MCP) $MCP \leftrightarrow N_6$ và không đề cập đến phản ứng tạo thành MCP từ P_6 , do vậy kết quả mô phỏng thành phần benzene trong reformat không thật chính xác. Hàm lượng benzene trong xăng bị giới hạn do ảnh hưởng xấu đến môi trường và cần được mô phỏng chính xác. Vì vậy, cần bổ sung các phản ứng có mặt benzene với số liệu động học chính xác. Chuỗi phản ứng đầy đủ hơn của benzene được thể hiện trong Hình 2 với giả thuyết benzene được hình thành thông qua phản ứng dehydro hóa của cyclohexane, do có cùng số nguyên tử C (6C) trong khi MCP chỉ có vòng 5 cạnh nên không tham gia phản ứng tạo benzene, MCP sẽ tồn tại trong trạng thái cân bằng với cyclohexane.



Hình 2. Chuỗi phản ứng của benzene

2.2.2. Phản ứng isomer hóa của các paraffin

Phản ứng isomer hóa n-paraffin thành i-paraffin là phản ứng được mong đợi vì i-paraffin tạo thành góp phần tăng chỉ số octane của reformat. Phản ứng isomer hóa diễn ra với tốc độ nhanh nhờ các tâm xúc tác acid và đạt cân bằng trong điều kiện phản ứng reforming (500°C) [7, 9]. Vì vậy, sự phân bố của paraffin có thể được mô phỏng bằng phản ứng cân bằng.

Phản ứng isomer hóa có dạng như sau: $nP_i \rightarrow iP_i$ với hằng số cân bằng (K_e) tính theo công thức:

$$K_{ei} = \frac{y_{ip_i}}{y_{np_i}} = \frac{y_{ip_i}}{1 - y_{ip_i}} \rightarrow y_{ip_i} = \frac{K_{ei}}{1 + K_{ei}} \quad (1)$$

Phương trình liên hệ giữa hằng số cân bằng của phản ứng theo nhiệt độ:

$$\ln(K_{ei}) = -\frac{\Delta G_i^0}{RT} \quad (2)$$

Trong đó, ΔG^0 là năng lượng tự do Gibbs ở điều kiện tiêu chuẩn, được xác định bằng công thức:

$$\frac{\Delta G^0}{RT} = \frac{\Delta G_0^0 - \Delta H_0^0}{RT_0} + \frac{\Delta H_0^0}{RT_0} + \frac{1}{T} \int_{T_0}^T \frac{\Delta Cp}{R} dT - \int_{T_0}^T \frac{\Delta Cp}{R} \frac{dT}{T} \quad (3)$$

Để xác định ΔG^0 , cần xác định sự phụ thuộc của nhiệt dung riêng theo nhiệt độ theo phương trình:

$$Cp_i = A_i + B_i T + C_i T^2 + D_i T^3 \quad (4)$$

Thay phương trình (4) vào (3) tính được các tích phân:

$$\int_{T_0}^T \Delta Cp dT = \Delta A(\tau - 1)T_0 + \frac{\Delta B}{2}(\tau^2 - 1)T_0^2 + \frac{\Delta C}{3}(\tau^3 - 1)T_0^3 + \frac{\Delta D}{4}(\tau^4 - 1)T_0^4 \quad (5)$$

$$\int_{T_0}^T \frac{\Delta Cp}{T} dT = \Delta A \ln(\tau) + \Delta B(\tau - 1)T_0 + \frac{\Delta C}{2}(\tau^2 - 1)T_0^2 + \frac{\Delta D}{3}(\tau^3 - 1)T_0^3 \quad (6)$$

$$\text{với } \tau = \frac{T}{T_0}$$

Giá trị của các tham số cần thiết cho việc xác định ΔG^0 và K_e được lấy từ nghiên cứu của Krane và Miguel A. Rodríguez [2, 6]. Khi xác định được các giá trị K_e của các

paraffin có cùng số C, cần xác định liên hệ giữa phần mol của n-paraffin với tổng phần mol của các i-paraffin có cùng số C bằng phương trình:

$$\sum (y_{ip_j}) = \sum (K_{ej}) y_{np} \quad (7)$$

Chia các cấu tử paraffin có cùng số C thành 2 cấu tử giả đại diện cho n-paraffin và i-paraffin, mở rộng số cấu tử giả paraffin cho mô hình và có thể tích hợp thêm các phản ứng isomer hóa.

Phần mol của cấu tử i-paraffin sẽ được xác định như sau:

$$y_{ip} = \sum (y_{ip_j}) \quad (8)$$

Hằng số cân bằng chung của phản ứng $nP_i \rightarrow iP_i$ sẽ được xác định bằng phương trình:

$$K_e = \sum (K_{ej}) \quad (9)$$

2.2.3. Ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất đến các thông số động học

Trong mô hình ban đầu, Krane không nhắc đến ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất đến các thông số động học. Để khắc phục vấn đề này, phương trình dạng Arrhenius được sử dụng để tìm mối liên hệ giữa hằng số tốc độ với nhiệt độ và áp suất (thông qua thông số ảnh hưởng α_k) cho từng phản ứng riêng lẻ. Kết hợp lại có phương trình sau:

$$k_i = k_i^0 \left[\frac{E_{Ai}}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right] \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\alpha_k} \quad (10)$$

Trong đó, năng lượng hoạt hóa E_{Ai} tại Bảng 1, hằng số α_k trong Bảng 2. Krane công bố các số liệu động học trong khoảng nhiệt độ 471 - 515°C, áp suất 10,5 kg/cm² với số liệu hằng số tốc độ duy nhất trong khoảng nhiệt độ này, do đó có thể lấy nhiệt độ gốc cho phương trình (10) là nhiệt độ trung bình của khoảng nhiệt độ $T_0 = 493^\circ\text{C}$.

2.2.4. Đề xuất mô hình động học mở rộng

Mô hình động học mới được xây dựng dựa trên mô hình động học của Krane gồm: 10 gói cấu tử cho n-paraffin ($C_1 - C_{10}$), 5 gói cấu tử cho naphthene ($C_6 - C_{10}$), 5 gói cấu tử

Bảng 2. Thông số ảnh hưởng của áp suất đến tốc độ phản ứng

Phản ứng	α_k
Isomer hóa	0,370
Dehydro vòng hóa	-0,700
Hydrocracking	0,433
Hydrodealkyl hóa	0,500
Dehydro hóa	0,000

cho aromatic ($C_6 - C_{10}$), MCP, H_2 và 10 gói cấu tử mới được thêm vào đại diện cho i-paraffin. Chuỗi các phản ứng để xuất được thể hiện trong Hình 3. Các phản ứng được giả thuyết có phương trình tốc độ bậc nhất theo hydrocarbon chính tham gia phản ứng.

Phương trình tốc độ cho dưới dạng [6]:

$$r = -\frac{dC_i}{d(1/SV)} = k_i C_i \quad (11)$$

Trong đó:

C_i : Nồng độ phần mol của cấu tử hydrocarbon C_i ;

k_i : Hằng số tốc độ phản ứng ($\text{mol.h}^{-1} \cdot (\text{g xúc tác})^{-1}$);

SV: Tốc độ không gian nạp liệu ($\text{mol.h}^{-1} \cdot (\text{g xúc tác})^{-1}$).

Phương trình động học này không tính đến ảnh hưởng của các yếu tố nhiệt độ, áp suất, nguyên liệu và ảnh hưởng của xúc tác. Ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất được thể hiện trong công thức (10). Giá trị hằng số tốc độ của 57 phản ứng tại nhiệt độ $T_o = 493^\circ\text{C}$ được công bố trong nghiên cứu của Miguel A. Rodríguez [6].

3. Xây dựng mô phỏng phân xưởng CCR Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

3.1. Xây dựng các gói cấu tử

Trong các cấu tử cần cho mô phỏng, có thể sử dụng các cấu tử thật có sẵn trong UniSim là:

- Hydrogen, các n-paraffin: methane, ethane, propane, n-butane, i-butane, n-pentane, n-hexane, n-heptane, n-octane, n-nonane, n-decane
- Naphthene: methylcyclopentane (MCP)
- Aromatic: benzene (A_6) và toluene (A_7).

Ngoài ra, cần phải xây dựng 3 nhóm cấu tử giả sau:

- Các iso-paraffin: IP5, IP6, IP7, IP8, IP9, IP10;

- Các naphthene: N6, N7, N8, N9, N10;

- Các aromatic: A8, A9, A10, A11.

Để tạo cấu tử giả, cần xác định các thông số: nhiệt độ sôi thường (normal boiling point - NBP), khối lượng phân tử (molecular weight - MW) và khối lượng riêng ở điều kiện tiêu chuẩn (Ideal liquid density) [10, 11, 14].

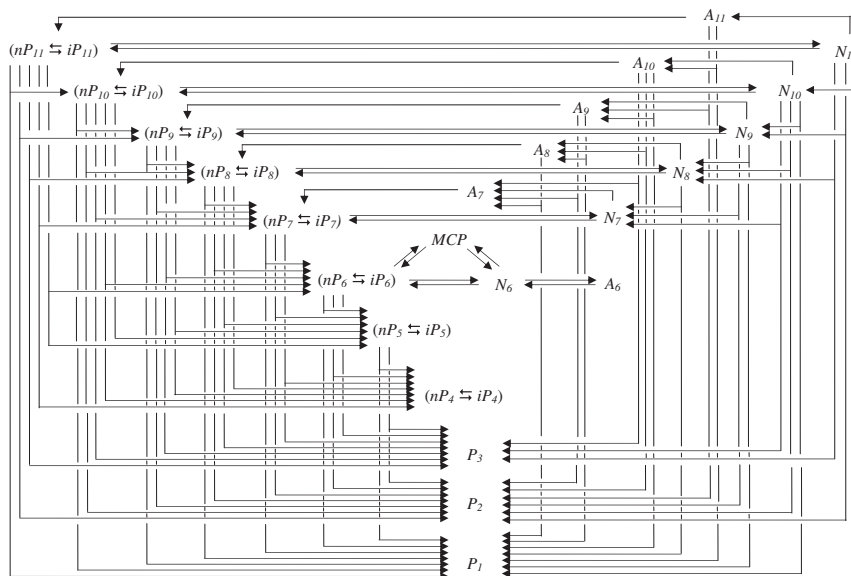
Để có được các thông số trên, cần biết thành phần mol của các cấu tử thật trong một cấu tử giả ở trạng thái cân bằng, tạo một dòng vật chất với thành phần là các cấu tử thật với phần mol tương ứng sẽ xác định được các thông số cho cấu tử giả.

3.2. Xác định giá trị octane number (RON)

Để xác định giá trị RON của reformat phải tạo thêm một dòng vật chất rồi sử dụng cơ sở dữ liệu để tính RON. Giá trị RON của các cấu tử được tham khảo từ nghiên cứu trước đó [6, 12] và đường cong octane curve của gói reformer. Với các cấu tử còn lại, giá trị RON được tính dựa theo công thức phụ thuộc cấu trúc phân tử [13]. Sau đó, RON của reformat có thể được xác

Bảng 3. Các thông số để tạo cấu tử giả

Cấu tử giả	NBP (°C)	MW	Density (kg/m ³)
IP6	59,70425	86,1779	659,6856
IP5	26,80176	72,151	621,2728
IP7	89,40391	100,204	688,272
IP8	115,9129	114,2309	707,3534
IP9	126,8459	128,2578	720,9941
IP10	150,9086	142,2847	737,6194
N6	76,79444	84,16128	767,4605
N7	96,58993	98,18816	761,5729
N8	125,4881	112,215	782,7889
N9	156,215	126,2419	797,7209
N10	180,3943	140,2688	802,9155
A8	106,1674	138,36	868,9159
A9	120,1943	148,32	867,9937
A10	132,2053	182,143	852,5064



Hình 3. Mô hình các phản ứng quá trình reforming naphtha nặng

định một cách gần đúng bằng trung bình cộng theo phần mol của RON các cấu tử thành phần theo công thức:

$$RON_{mix} = \sum (RON_{comp}) \quad (12)$$

3.3. Thiết lập các phản ứng

Phân xưởng có 4 thiết bị phản ứng chính xếp chồng lên nhau với các phản ứng giống nhau, nhưng xảy ra tại các áp suất khác nhau. Do động học của mô hình phụ thuộc vào áp suất, cần phải xây dựng 4 tổ hợp thông số động học phản ứng riêng, áp suất tương ứng cho từng thiết bị phản ứng.

Do trong mô hình động học chỉ có một số liệu động học cho các phản ứng của paraffin không phân biệt n-paraffin và i-paraffin, giả thuyết rằng i-paraffin sẽ phản ứng giống n-paraffin, đây là cơ chế phản ứng ban đầu của Krane. Dòng nguyên liệu trước tiên sẽ được đưa vào thiết bị chuyển hóa toàn bộ i-paraffin thành n-paraffin.

UniSim không thể mô phỏng các phản ứng động học (có đầy đủ các thông số động học) và các phản ứng cân bằng (chỉ có hằng số cân bằng) trong cùng một thiết bị đẩy lý tưởng. Do vậy, chia thành 2 thiết bị phản ứng chính, thiết bị đẩy lý tưởng là nơi diễn ra các phản ứng động học (trừ phản ứng isomer hóa). Sau đó, dòng sản phẩm được đưa vào thiết bị phản ứng isomer hóa, tại đây các phản ứng cân bằng sẽ đảm bảo cân bằng giữa các n-paraffin và i-paraffin có cùng số C.

Trên cơ sở đó, thiết lập 3 nhóm các phản ứng, chọn đơn vị của cấu tử gốc là phần mol và pha phản ứng là pha hơi, do ở nhiệt độ phản ứng của các cấu tử đều ở dạng hơi.

3.3.1. Các phản ứng chuyển hóa

Thiết lập 7 phản ứng chuyển hóa (cho $C_4 - C_{10}$) với độ chuyển hóa $C_o = 100\%$ để chuyển hoàn toàn i-paraffin thành n-paraffin.

3.3.2. Các phản ứng động học

Thực hiện theo mô hình động học ban đầu của Krane là chỉ mô phỏng phản ứng của n-paraffin, naphthene, aromatic. Phương trình động học được phần mềm UniSim sử dụng có dạng như sau:

$$r = -\frac{dC_i}{dt} = k'_i C_i \quad (13)$$

Trong đó:

C_i : Nồng độ phần mol của hydrocarbon C_i ;

k'_i : Hằng số tốc độ phản ứng ($\text{kmol.m}^{-3}.\text{s}^{-1}$).

Hai phương trình (11) và (13) sử dụng 2 hằng số tốc độ khác nhau, vì vậy cần chuyển đổi theo công thức:

$$k'_i = k_i \rho_{xt} / 3600 \quad (14)$$

Trong đó, ρ_{xt} là khối lượng của xúc tác (kg/m^3). Với xúc tác R-234 được sử dụng trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có $\rho_{xt} = 561 \text{ kg/m}^3$. Công thức (14) cho giá trị hằng số tốc độ tại nhiệt độ $T_o = 493^\circ\text{C}$ và áp suất $P_o = 10,5 \text{ kg/cm}^2$. Tuy vậy, đây không phải áp suất thực hiện của Nhà máy, cần áp dụng công thức (10) để tính hằng số tốc độ tại áp suất trung bình của thiết bị. Cụ thể, áp suất tại các thiết bị phản ứng như sau:

- Áp suất của thiết bị phản ứng thứ 1: $P_1 = 4,9 \text{ kg/cm}^2$.
- Áp suất của thiết bị phản ứng thứ 2: $P_2 = 4,35 \text{ kg/cm}^2$.
- Áp suất của thiết bị phản ứng thứ 3: $P_3 = 3,9 \text{ kg/cm}^2$.
- Áp suất của thiết bị phản ứng thứ 4: $P_4 = 3,4 \text{ kg/cm}^2$.

Khi biết được hằng số tốc độ phản ứng tại nhiệt độ T_o và năng lượng hoạt hóa E_A , có thể tính được tham số A của phản ứng động học theo phương trình:

$$A_i = k'_{io} / e^{\left(-\frac{E_A i}{RT_o}\right)} \quad (15)$$

Từ đó, tính toán được các tham số A, E_A - kJ/mol cho phương trình động học của các phản ứng cho cả 4 lò phản ứng ở các áp suất tương ứng.

3.3.3. Các phản ứng cân bằng

Các phản ứng cân bằng mô phỏng cho phản ứng isomer hóa của paraffin. Vì ở đây, hằng số cân bằng được tính bằng tổng hằng số cân bằng của nhiều phản ứng nên không thể sử dụng phương pháp nhập một phương trình tính K_e theo nhiệt độ. Ta sử dụng phương pháp nhập bằng quan hệ K - T, chọn khoảng nhiệt độ chứa cả 4 vùng nhiệt độ làm việc của cả 4 thiết bị phản ứng ($400 - 560^\circ\text{C}$). UniSim sử dụng phương pháp bình phương nhỏ nhất để ước lượng các tham số A, B, C, D cho phương trình liên hệ giữa K_e và T dạng:

$$\ln(K_e) = A + \frac{B}{T} + C \ln(T) + DT + ET^2 + FT^3 + GT^4 + HT^5 \quad (16)$$

3.4. Xây dựng dòng nguyên liệu tại điều kiện vận hành

Phân xưởng CCR Platforming của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng dòng đầu vào ở áp suất $10,1 \text{ kg/cm}^2$, nhiệt độ 118°C lưu lượng $139,8 \text{ m}^3/\text{giờ}$, tỷ lệ mol $\text{H}_2/\text{HC} = 3,15$, được gia nhiệt lên nhiệt độ 549°C trước khi vào các thiết bị phản ứng. Theo số liệu GC đo từ nguyên liệu Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ngày 15/8/2014, từ thành phần

khối lượng của các cấu tử tính được thành phần phần mol của các cấu tử theo công thức:

$$\%molC_i = \frac{\%massC_i}{MW_i} / \sum \left(\frac{\%massC_j}{MW_j} \right) \quad (17)$$

Thành phần nguyên liệu, có và không có H₂ được thể hiện trong Bảng 5.

Nguyên liệu là naphtha nặng đã xử lý tại Phân xưởng xử lý naphtha bằng H₂ (NHT) có thành phần chủ yếu là paraffin (53,63% khối lượng) và naphthene (36,11% khối lượng), cùng một lượng nhỏ aromatic, chỉ có các cấu tử C₆ - C₁₀, không có các cấu tử C₁₁. Trong mô hình động học không có phản ứng cộng tạo hydrocarbon mạch dài hơn nên để đơn giản, nghiên cứu này loại bỏ các phản ứng liên quan đến cấu tử C₁₁.

3.5. Thiết lập các thiết bị phản ứng

Thực tế thiết bị phản ứng là xuyên tâm, nhưng vì UniSim chỉ cho phép mô phỏng thiết bị phản ứng đầy

lý tương với các ống phản ứng. Để gần hơn với thiết kế, nhóm tác giả chọn số ống phản ứng là 1 ống. Kích thước để mô phỏng 4 thiết bị PFR được cho trong Bảng 6.

Để mô phỏng quá trình các phản ứng isomer hóa paraffin, cần thêm thiết bị phản ứng cân bằng. Như vậy, trong mỗi cụm phản ứng có 3 công cụ phản ứng được đặt trong 1 template tương ứng với 3 gói phản ứng đã đề cập trong phần trên. Hình 4 thể hiện sơ đồ các công cụ trong thiết bị phản ứng thứ 1.

3.6. Thiết lập Debutanizer và cụm Recovery Plus System

Debutanizer (T-1301) có chức năng tách phần nhẹ C₄ nhằm ổn định chất lượng reformat, các thông số để mô phỏng tháp ổn định lấy theo thiết kế tại Phân xưởng CCR Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Cụm thiết bị Recovery Plus System có tác dụng thu hồi các cấu tử hydrocarbon nặng có ích trong dòng khí đồng thời tăng độ tinh khiết của H₂. Quá trình

Bảng 5. Thành phần cấu tử của dòng nguyên liệu

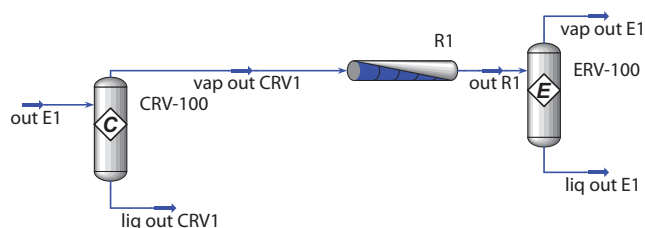
Cấu tử	% khối lượng	MW	Phần mol	Phần mol (với H ₂)
H ₂	0	2	0	0,7436
NP6	1,5440	86,1779	0,0191405	0,004908
NP7	10,1670	100,205	0,1083940	0,027793
NP8	10,9400	114,232	0,1023131	0,026234
NP9	5,4500	128,259	0,0453953	0,01164
NP10	0,0510	142,285	0,0003829	0,000098
n-paraffin	28,152		0,2756258	0,070673
IP6	0,0160	86,17716	0,0001983	0,000051
IP7	6,7500	100,204	0,0719649	0,018453
IP8	7,9380	114,2309	0,0742385	0,019036
IP9	9,1800	128,2578	0,0764647	0,019606
IP10	1,5940	142,2847	0,0119683	0,003069
i-paraffin	25,478		0,2348347	0,060214
MCP	2,2335	84,16128	0,0303647	0,007786
N6	4,4235	84,16128	0,0466101	0,011951
N7	14,5430	98,18816	0,1582329	0,040573
N8	12,7000	112,215	0,1209079	0,031002
N9	2,8070	126,2419	0,0237542	0,006091
N10	0,0000	140,2688	0	0
Naphthene	36,113		0,3798698	0,097403
A6	0,7350	78,11	0,010036	0,002297
A7	4,2250	92,1408	0,048903	0,009611
A8	6,4990	106,1674	0,065285	0,014519
A9	1,0270	120,1943	0,009113	0,001693
A10	0,0000	132,2053	0	0
Aromatic	10,257		0,1096697	0,02812
Tổng	100,0000	-	1,0000	1,0000

Bảng 6. Kích thước sử dụng mô phỏng các thiết bị phản ứng PFR

	Thiết bị 1	Thiết bị 2	Thiết bị 3	Thiết bị 4	Tổng
Thể tích (m ³)	11,6	13,5	14,9	15,9	55,9
Chiều dài (m)	6,60	7,60	8,30	8,40	30,9

được mô phỏng sử dụng tác nhân lạnh và chu trình lạnh propane. Cụm thiết bị được mô phỏng trong 1 template tại Hình 5.

Sơ đồ mô phỏng của quá trình CCR được thể hiện trong Hình 6.



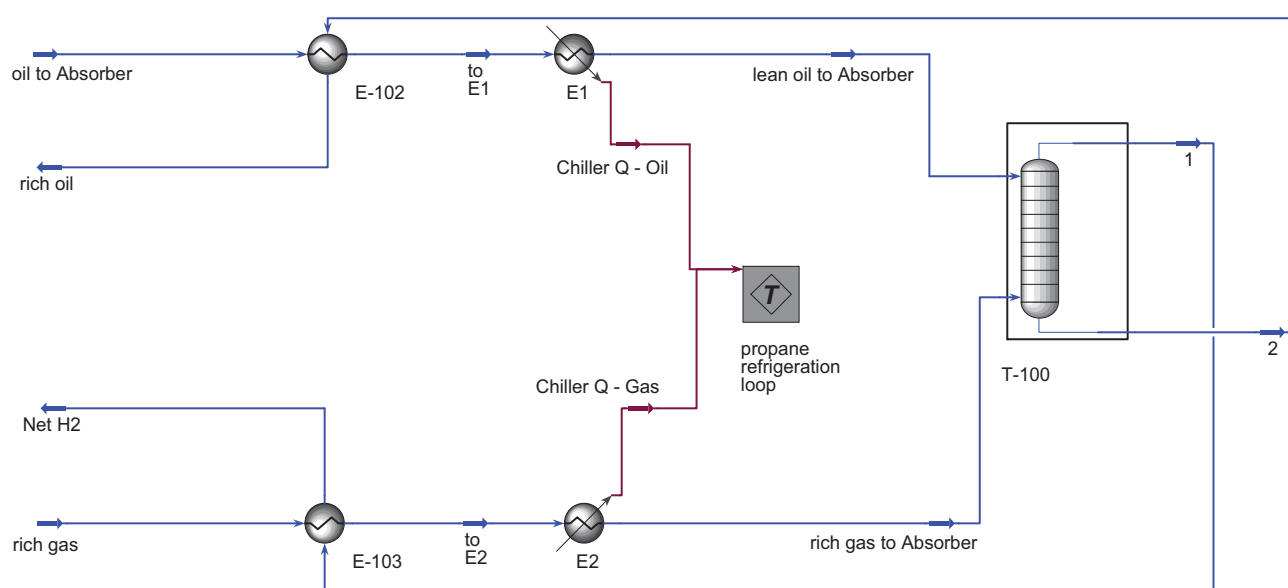
Hình 4. Các công cụ phản ứng trong cụm thiết bị phản ứng thứ 1

4. Kết quả mô phỏng và thảo luận

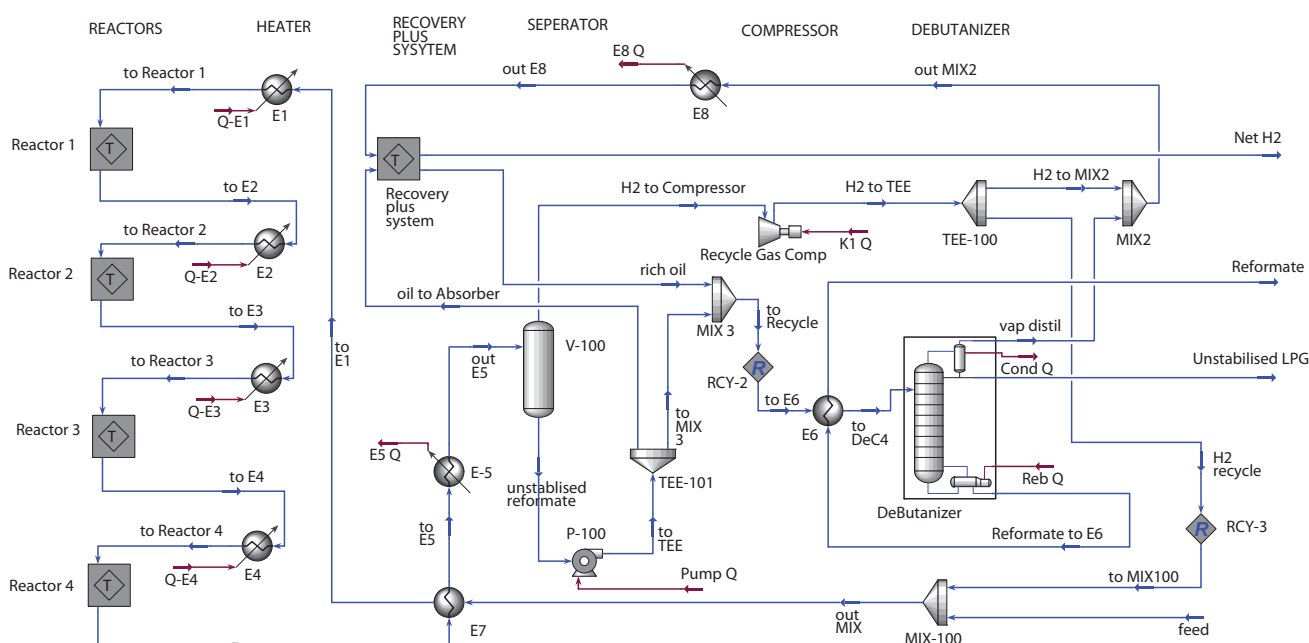
Quá trình CCR cho 3 dòng sản phẩm chính: xăng reformat, LPG chưa ổn định và dòng khí H_2 kỹ thuật có độ tinh khiết cao. Ta sẽ so sánh kết quả mô phỏng với kết quả thực tế tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

4.1. Kết quả dòng xăng reformat

Cùng một công suất đầu vào bằng công suất thiết kế là $139,8m^3/giờ$, dòng reformat thu được do mô phỏng đạt $96.348kg/h$ và thực tế thu được từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là $92.566kg/h$ (thiết kế là $92.224kg/h$). Bảng 7 so sánh các thông số giữa dòng xăng reformat thu được



Hình 5. Sơ đồ mô phỏng cụm thiết bị Recovery Plus System



Hình 6. Sơ đồ mô phỏng công nghệ CCR

Bảng 7. Kết quả reformat từ mô phỏng và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Nhóm	Chỉ số	Kết quả mô phỏng	Kết quả từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất
Lưu lượng dòng reformat thu được (kg/h)		96.348	92.566
Chỉ số octane (RON)		102,4	101,8
Hydrocarbon	Tỷ lệ thể tích aromatic (%)	77,289	74,158
	Tỷ lệ thể tích n-paraffin (%)	4,268	7,309
	Tỷ lệ thể tích i-paraffin (%)	13,799	16,294
	Tỷ lệ thể tích olefin (%)	0	1,172
	Tỷ lệ thể tích naphthene (%)	4,645	1,025
Aromatic	Tỷ lệ thể tích benzene (%)	4,318	5,984
	Tỷ lệ thể tích toluene (%)	24,350	21,789
	Tỷ lệ thể tích A ₈ (%)	31,502	29,024
	Tỷ lệ thể tích A ₉ (%)	16,347	16,172
	Tỷ lệ thể tích A ₁₀ (%)	0,771	1,054
	Tỷ lệ thể tích A ₁₁ (%)	0,000	0,136
Carbon	Tỷ lệ thể tích C ₃ (%)	0,000	0,089
	Tỷ lệ thể tích C ₄ (%)	0,041	2,605
	Tỷ lệ thể tích C ₅ (%)	1,008	3,779
	Tỷ lệ thể tích C ₆ (%)	9,678	10,258
	Tỷ lệ thể tích C ₇ (%)	33,970	33,396
	Tỷ lệ thể tích C ₈ (%)	36,449	32,147
	Tỷ lệ thể tích C ₉ (%)	17,756	16,497
	Tỷ lệ thể tích C ₁₀ (%)	1,089	1,054
	Tỷ lệ thể tích C ₁₁ (%)	0,000	0,136

Bảng 8. Kết quả dòng LPG từ mô phỏng và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Chỉ số	Kết quả mô phỏng	Kết quả từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất
Lưu lượng dòng LPG nhận được (kg/h)	2.857	3.220
Hydrogen (% mol)	0,11	0,08
Methane (% mol)	0,09	0,00
Ethane (% mol)	3,51	0,21
Propane (% mol)	37,56	36,61
n-Butane (% mol)	37,98	33,87
i-Butane (% mol)	20,08	23,64
Butane tổng (% mol)	58,06	57,51
n-Pentane (% mol)	0,01	0,05
i-Pentane (% mol)	0,66	0,88
C ₆₊ (% mol)	0,00	0,06

Bảng 9. Kết quả H₂ tinh khiết từ mô phỏng và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Chỉ số	Kết quả mô phỏng	Kết quả từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất
Lưu lượng H ₂ tinh khiết nhận được (kg/h)	5.453,46	8.053
Hydrogen (% mol)	97,995	93,3
Methane (% mol)	0,793	2,5
Ethane (% mol)	0,816	2,4
Propane (% mol)	0,239	1,4
n-Butane (% mol)	0,052	0,1
i-Butane (% mol)	0,035	0,1
n-Pentane (% mol)	0,005	0,04
i-Pentane (% mol)	0,012	0,02
C ₆₊ (% mol)	0,048	0,04

do mô phỏng và thực tế tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Kết quả mô phỏng reformat phù hợp với số liệu thực tế thành phần các hydrocarbon thơm tương đối chính xác, chỉ số octane của reformat mô phỏng là 102,43 so với thực tế là 101,8.

4.2. Kết quả dòng LPG chưa ổn định

Kết quả dòng LPG chưa ổn định từ kết quả mô phỏng sát với dữ liệu thực tế sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Bảng 8), đặc biệt hàm lượng tổng của 2 thành phần chính của LPG là propane và butane, giá trị sai lệch dưới 0,1%.

4.3. Kết quả dòng H₂ kỹ thuật

Kết quả dòng H₂ nhận được từ mô phỏng với dữ liệu từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Bảng 9). Dòng H₂ đạt yêu cầu về hàm lượng H₂ và hydrocarbon nhẹ, lượng C₆₊ sai lệch không đáng kể.

4.4. Cân bằng vật chất và cân bằng năng lượng

Số liệu cân bằng vật chất giữa dòng vào và dòng ra với sai số %ΔG = 0,38% (Bảng 10) ở mức chấp nhận được.

Theo Bảng 11, cân bằng năng lượng với sai số tính được là -0,02% ở mức chấp nhận được.

4.5. Khảo sát các thông số theo lưu trình các thiết bị

4.5.1. Khảo sát sự thay đổi nhiệt độ

Tỷ lệ phân bố xúc tác của phân xưởng CCR Platforming Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thể hiện trong Bảng 12.

Trong Hình 7, mức độ giảm nhiệt độ giảm dần qua các thiết bị phản ứng. Thiết bị phản ứng thứ 1 xảy ra các phản ứng thu nhiệt mạnh và nhanh (phản ứng dehydro naphthene thành aromatic) nên nhiệt độ giảm mạnh $\Delta T_1 = 83,7^\circ\text{C}$. Tại thiết bị phản ứng thứ 2 tiếp tục diễn ra các phản ứng thu nhiệt (dehydro hóa naphthene và dehydro hóa đóng vòng paraffin), độ giảm nhiệt độ nhỏ hơn $\Delta T_2 = 32,2^\circ\text{C}$. Tại thiết bị phản ứng thứ 3 và thứ 4,

Bảng 10. Cân bằng vật chất

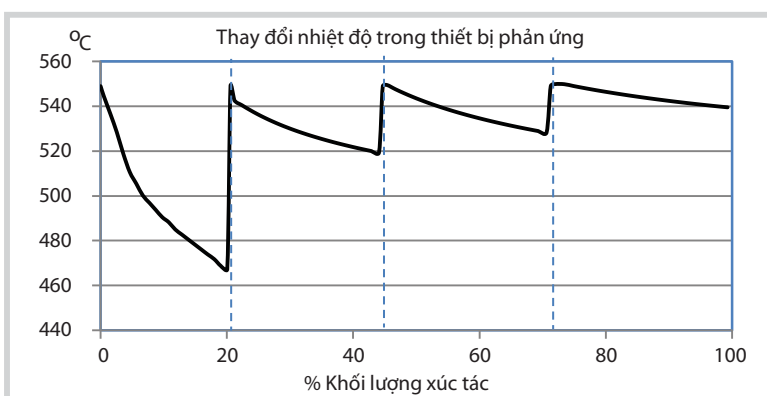
Dòng vào	Khối lượng (kg/giờ)	Dòng ra	Khối lượng (kg/giờ)
Feed	104.263	Reformat	96.348,02
		Net H ₂	5.453,46
		Unstabilized LPG	2.857
Tổng	104.263	Tổng	104.658,5
Chênh lệch	395,48	Sai số (%)	0,38

Bảng 11. Cân bằng năng lượng

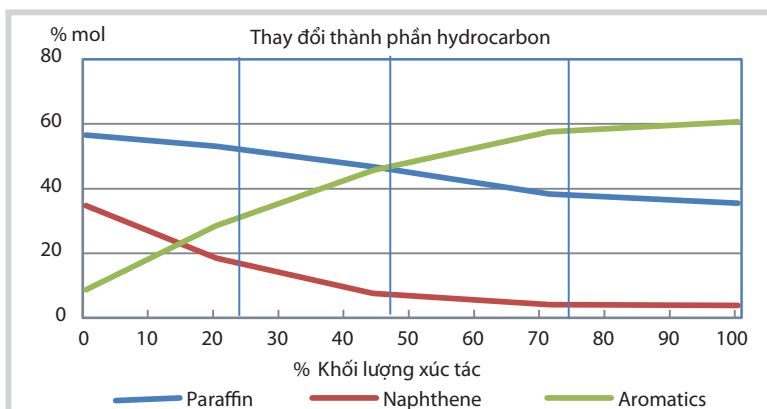
Dòng vào	Giá trị (kJ/giờ)	Dòng ra	Giá trị (kJ/giờ)
Pump Q	144.729,42	E5 Q	62.646.845,60
K1 Q	14.932.484,32	Reformat	-135.102.143,57
Feed	-195.654.676,15	E8 Q	5.464.365,87
Comp HP	3.743.786,43	Condenser	9.138.314,18
Q-E1	31.843.457,69	Net H ₂	-2.834.424,69
Q-E2	39.283.158,87	Cond Q	7.229.029,23
Q-E3	15.637.253,18	Unstabilized LPG	-7.435.469,59
Q-E4	11.403.456,50		
Reb Q	17.759.030,43		
Tổng	-60.907.319,29		-60.893.482,97
Chênh lệch	13.836,32	Sai số (%)	-0,02

Bảng 12. Phân bố xúc tác tại các thiết bị phản ứng

	Thiết bị 1	Thiết bị 2	Thiết bị 3	Thiết bị 4
Thể tích (m ³)	11,6	13,5	14,9	15,9
Lượng xúc tác nạp (kg)	6.380	7.480	8.250	8.910
Tỷ lệ xúc tác đã phản ứng (%)	20,567	44,681	71,277	100%



Hình 7. Sự thay đổi nhiệt độ trong thiết bị phản ứng



Hình 8. Sự thay đổi thành phần các hydrocarbon trong thiết bị phản ứng

nồng độ naphthene giảm, phản ứng thu nhiệt xảy ra chậm hơn, các phản ứng hydrocracking tỏa nhiệt nên độ giảm nhiệt độ thấp hơn $\Delta T_3 = 23,3^\circ\text{C}$ và $\Delta T_4 = 11,9^\circ\text{C}$.

4.5.2. Khảo sát sự thay đổi thành phần các cấu tử

Hình 8 thể hiện sự thay đổi nồng độ các thành phần paraffin - naphthene - aromatic trong hỗn hợp theo khối lượng xúc tác đi qua.

Ở 2 thiết bị phản ứng thứ 1 và 2, phản ứng dehydro hóa mạnh nên nồng độ naphthene giảm mạnh từ 34,754% xuống 7,628%, nồng độ aromatic tăng nhanh từ 8,721% lên 45,66%. Sang thiết bị phản ứng thứ 3, nồng độ naphthene thấp nên tốc độ phản ứng dehydro hóa giảm, nồng độ aromatic tăng chậm trong thiết bị phản ứng thứ 3 và 4. Tại thiết bị phản ứng thứ 4, phản ứng hydrocracking xảy ra tăng, làm tăng số mol paraffin tạo thành, do đó thành phần paraffin chỉ giảm nhẹ.

Hình 9 cho thấy theo lượng xúc tác tăng thành phần H₂ tăng do các phản ứng chính sinh H₂. Trong khi phần mol hydrocarbon nặng giảm và phần mol hydrocarbon nhẹ tăng nhẹ.

4.6. Khảo sát ảnh hưởng của các thông số đến quá trình công nghệ

4.6.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình công nghệ

Khi nhiệt độ tăng thúc đẩy các phản ứng hydrocracking làm lượng reformat giảm, trong khi lượng H₂ tinh khiết và LPG tăng.

Khi nhiệt độ phản ứng tăng hàm lượng aromatic và RON tăng, làm tăng chất lượng của reformat (Hình 11). Từ nhiệt độ khoảng 540°C thì reformat đạt chỉ tiêu RON ≥ 102 theo thiết kế.

Khi nhiệt độ tăng, phản ứng hydrocracking tỏa nhiệt xảy ra mạnh hơn làm giảm độ giảm nhiệt độ, hàm lượng aromatic trong reformat tăng khi nhiệt độ tăng. Khi nhiệt độ phản ứng tăng cao hơn 550°C thì độ giảm nhiệt độ và độ tăng hàm lượng aromatic có xu hướng chậm lại.

Nhìn chung, chất lượng và sản lượng reformat thay đổi ngược chiều nhau, vì vậy cần chọn nhiệt độ vận hành thích hợp đảm bảo chỉ số octane đáp ứng yêu cầu, song tránh việc tạo cốc khi tăng nhiệt độ. Dựa vào các phân tích trên thì nhiệt độ tối ưu dao động trong khoảng 540 - 555°C.

4.6.2. Ảnh hưởng của áp suất đến quá trình công nghệ

Các phản ứng chính của reforming xúc tác là các phản ứng tăng thể tích (dehydro hóa naphthene, dehydro hóa đóng vòng paraffin thành aromatic). Vì vậy, theo quan điểm nhiệt động học áp suất tăng sẽ cản trở quá trình tăng thể tích, có nghĩa là cản trở các phản ứng chính tạo aromatic của reforming xúc tác. Do đó, làm giảm chất lượng của sản phẩm, điều này phù hợp khi tiến hành kiểm tra mô hình mô phỏng trên Hình 13, khi tăng áp suất hàm lượng aromatic giảm nên chỉ số RON giảm.

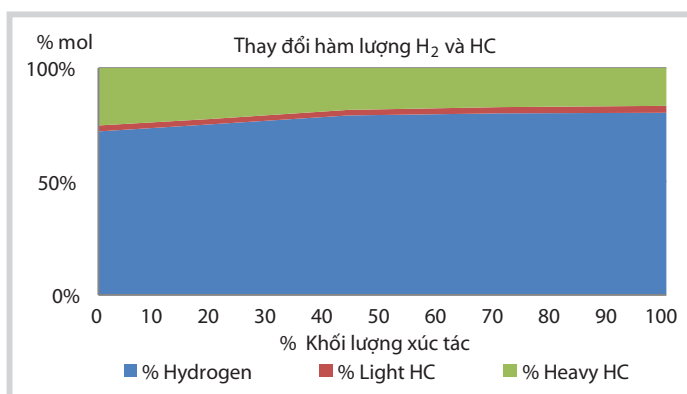
Khi tăng áp suất, độ giảm nhiệt độ của các thiết bị phản ứng ít đi, thể hiện các phản ứng thu nhiệt có ích xảy ra chậm hơn khi tăng áp suất, hàm lượng paraffin tăng và aromatic giảm (do phản ứng dehydro hóa naphthene bị cản trở). Vì vậy, nên lựa chọn áp suất trong khoảng 5 - 6kg/cm² (phù hợp với nhận xét trên và áp suất thiết kế hệ thống).

4.6.3. Ảnh hưởng của tốc độ nạp liệu thể tích (LHSV) đến quá trình công nghệ

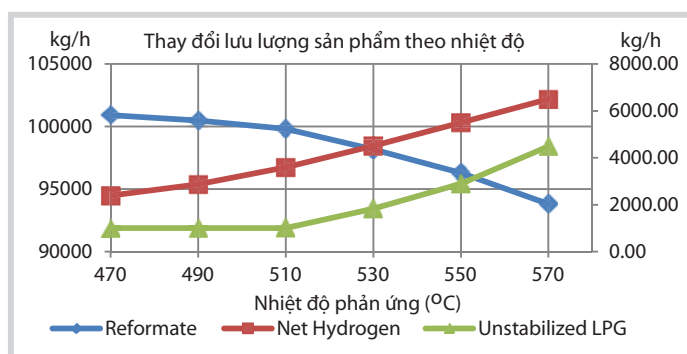
Để khảo sát ảnh hưởng của tốc độ nạp liệu thể tích, cần cố định nhiệt độ và áp suất phản ứng. Khi tăng tốc độ nạp liệu sẽ làm giảm thời gian tiếp xúc của nguyên liệu với xúc tác hay nói cách khác làm giảm thời gian phản ứng.

Khi tốc độ nạp liệu thể tích tăng thì lưu lượng các dòng sản phẩm đều tăng lên, do công suất tăng (nguyên liệu đầu vào tăng lên thì sản phẩm đầu ra cũng tăng theo), nhưng đồng thời giảm chất lượng của xăng (Hình 15). Khi tốc độ nạp liệu thể tích tăng, hàm lượng aromatic giảm, naphthene tăng nhẹ và paraffin tăng. Nguyên nhân do thời gian phản ứng giảm dẫn đến quá trình chuyển hóa thành sản phẩm chính aromatic giảm (nguyên liệu chưa được chuyển hóa triệt để) vì vậy hàm lượng paraffin tăng còn aromatic sẽ giảm xuống.

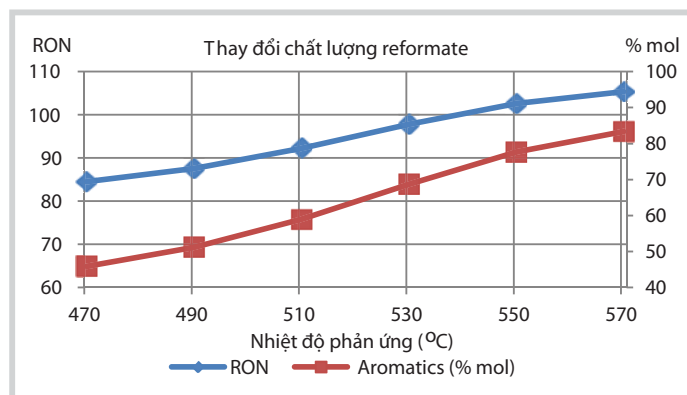
Hình 16 cho thấy RON giảm mạnh từ 105 xuống còn 101,7 khi tốc độ nạp liệu tăng từ 1,5 lên 3,5. Khi tăng tốc độ nạp liệu thể tích > 3,0h⁻¹ thì RON của



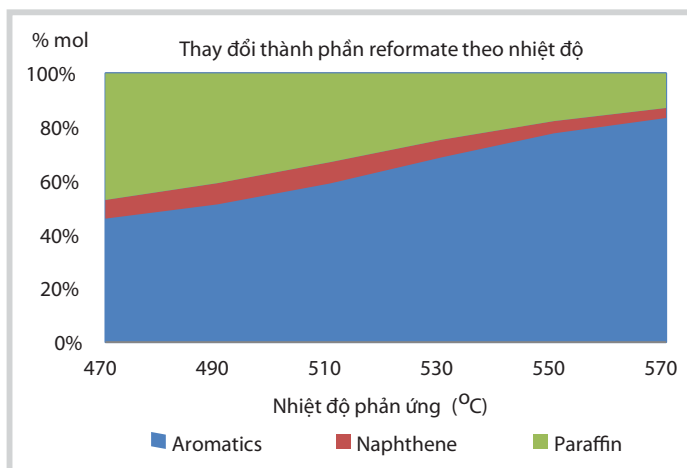
Hình 9. Sự thay đổi thành phần H₂ và hydrocarbon trong thiết bị phản ứng



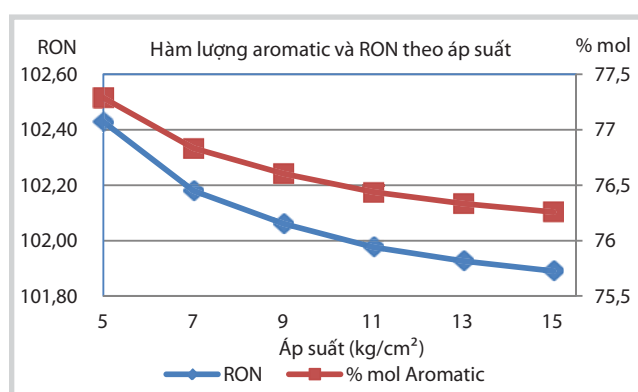
Hình 10. Sự thay đổi lưu lượng sản phẩm theo nhiệt độ đầu vào



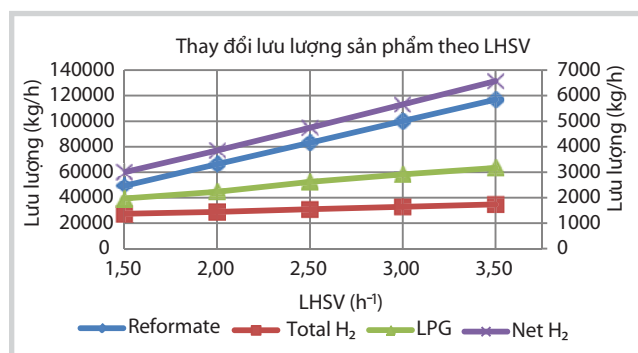
Hình 11. Sự thay đổi chất lượng reformat theo nhiệt độ phản ứng



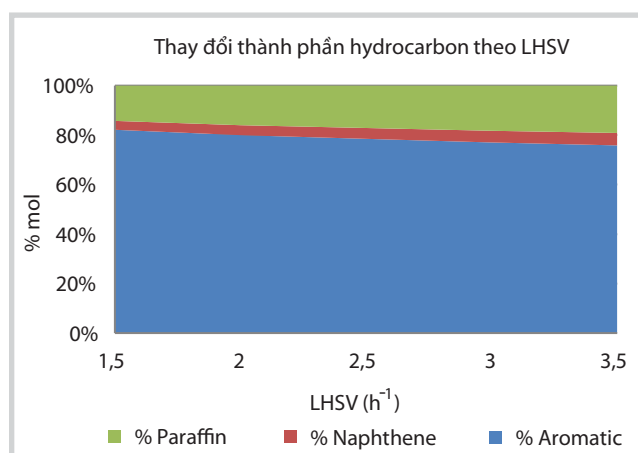
Hình 12. Thành phần hydrocarbon sau phản ứng khi nhiệt độ thay đổi



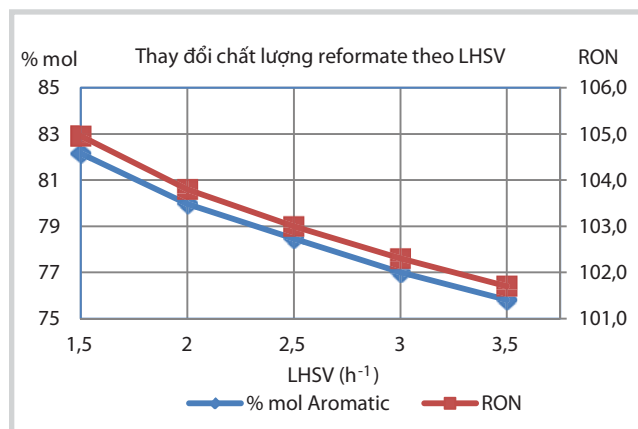
Hình 13. Sự thay đổi chất lượng reformat khi áp suất thay đổi



Hình 14. Sự thay đổi lưu lượng sản phẩm theo tốc độ nạp liệu thể tích



Hình 15. Sự thay đổi thành phần hydrocarbon theo tốc độ nạp liệu thể tích



Hình 16. Sự thay đổi chất lượng reformat theo tốc độ nạp liệu thể tích

dòng xăng reformat giảm xuống không đạt được giá trị >102 theo yêu cầu. Vì vậy, tại áp suất và nhiệt độ khảo sát cần duy trì tốc độ nạp liệu thể tích $\leq 3,0h^{-1}$.

Trong Hình 17, khi tăng giá trị của tốc độ nạp liệu thể tích thì độ giảm nhiệt độ của các thiết bị phản ứng tăng lên, dẫn đến tổng ΔT trong cả 4 thiết bị phản ứng tăng theo. Điều này chứng tỏ các phản ứng có lợi vẫn tiếp tục xảy ra trong các thiết bị phản ứng sau vì chưa phản ứng hết ở các thiết bị đầu do tốc độ nạp liệu cao. Tuy nhiên, cần duy trì tốc độ nạp liệu thể tích để reformat có RON ≥ 102 . Vì vậy, giá trị tốc độ nạp liệu thể tích cần nằm trong khoảng 2,5 - 3,0 h^{-1} và càng gần 3,0 h^{-1} càng tốt (vì khi đó sản phẩm vẫn đạt RON mà sản lượng là cao nhất).

4.6.4. Ảnh hưởng tỷ lệ H_2/HC đến quá trình công nghệ

Để xét sự ảnh hưởng của tỷ lệ H_2/HC cố định giá trị tốc độ nạp liệu thể tích = 2,891 h^{-1} theo đúng thông số thiết kế của phân xưởng CCR Platforming Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để tiến hành khảo sát.

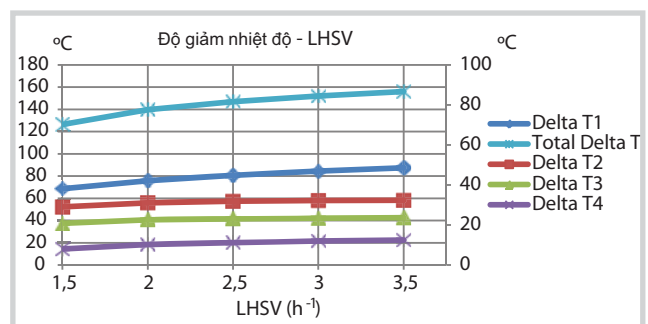
Khi tăng tỷ lệ H_2/HC (Hình 18), hàm lượng của paraffin trong reformat tăng, hàm lượng naphthene không thay đổi nhiều và hàm lượng aromatic giảm. Khi tăng tỷ lệ H_2/HC làm tăng phản ứng hydrocracking tạo nhiều paraffin hơn. H_2/HC tăng gây ức chế phản ứng tạo aromatic do đó hàm lượng của aromatic trong reformat giảm.

Khi tỷ lệ H_2/HC tăng lưu lượng dòng reformat tăng nhẹ (Hình 19) nhưng chất lượng dòng reformat giảm xuống rõ rệt (Hình 20). Để đảm bảo RON ≥ 102 , cần lựa chọn tỷ lệ H_2/HC trong khoảng từ 3,0 - 3,5 sẽ đảm bảo cả về lượng và chất của dòng reformat.

4.7. Tối ưu hóa các thông số công nghệ

4.7.1. Tối ưu hóa công nghệ để tăng sản lượng xăng reformat

Nghiên cứu đã mô phỏng thành công phân xưởng CCR Platforming của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tại 100% công suất thiết kế. Kết quả cho thấy tại công



Hình 17. Sự thay đổi độ giảm nhiệt độ theo tốc độ nạp liệu thể tích

suất đầu vào bằng công suất thiết kế là 139,8m³/h, với dòng nguyên liệu đầu vào có khối lượng 104.262,8kg/h, tốc độ nạp liệu thể tích LHSV = 2,891h⁻¹; tỷ lệ H₂/HC = 3,15, dòng reformat đầu ra thu được 96.348kg/h có RON = 102. Dòng reformat thu được từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là 92.566kg/h có RON = 101,8 trong khi thiết kế là 92.224kg/h và RON = 102.

Để tối ưu lượng reformat mà vẫn đạt RON ≥ 102 như yêu cầu thiết kế, sử dụng công cụ Optimiser để tìm điều kiện tối ưu sao cho lượng reformat thu được là lớn nhất. Nhập 3 biến công nghệ có thể thay đổi là: tốc độ nạp liệu thể tích, nhiệt độ đầu vào (trong khoảng 540 - 555°C) và tỷ lệ H₂/HC. Sử dụng 2 chỉ tiêu chất lượng của sản phẩm cần khống chế là RON của reformat ≥ 102, hàm lượng H₂ trong dòng net H₂ ≥ 0,933.

Kết quả tối ưu cho thấy khi thay đổi tốc độ nạp liệu thể tích, nhiệt độ, tỷ lệ H₂/HC để thu được dòng reformat tối ưu có lưu lượng 107.399kg/h tại RON = 102 với LHSV = 3,217 (h⁻¹) và H₂/HC = 2,771 tại nhiệt độ phản ứng là T = 547,2°C.

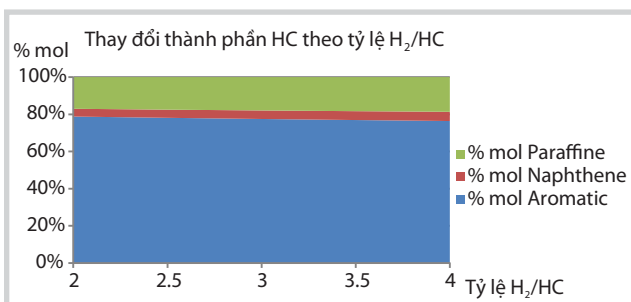
4.7.2. Tối ưu hóa năng lượng của phân xưởng

Tối ưu hóa năng lượng là mục tiêu rất quan trọng trong quá trình vận hành, góp phần trực tiếp giảm năng lượng tiêu thụ, tiết giảm chi phí sản xuất, tăng lợi nhuận. Để tiến hành tối ưu hóa năng lượng của phân xưởng, nhóm tác giả xem xét khả năng tối ưu hóa năng lượng các lò gia nhiệt. Sử dụng dòng optimizer stream để tính toán năng lượng, thông số nhiệt (heat flow) theo công thức:

$$\sum Q_{optimizer\ stream} = Q_{E1} + Q_{E2} + Q_{E3} + Q_{E4}$$

Trong đó, Q_{E1}, Q_{E2}, Q_{E3}, Q_{E4} là dòng năng lượng cung cấp từ 4 lò gia nhiệt cho 4 dòng nguyên liệu vào 4 thiết bị phản ứng (kJ/giờ).

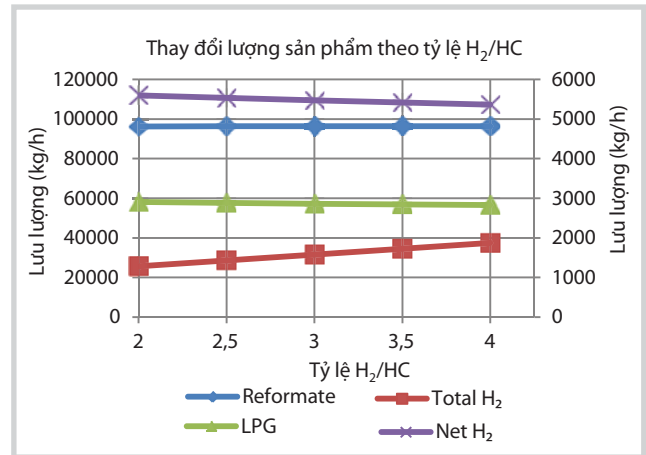
Khi nhà máy dư thừa RON trong xăng thương phẩm thì có thể tiến hành giảm công suất xuống LHSV = 1,734h⁻¹ để tiết kiệm chi phí vận hành thông qua tiết kiệm năng lượng.



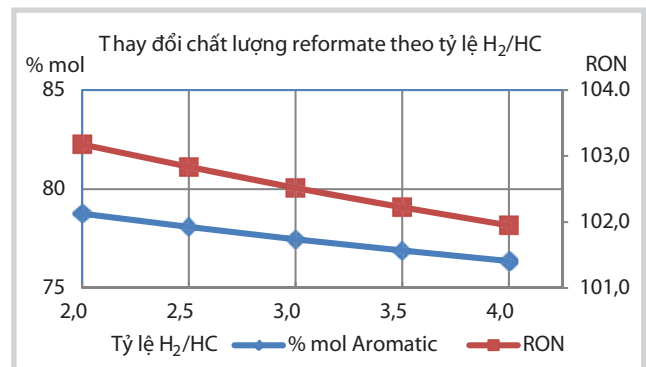
Hình 18. Sự thay đổi thành phần reformat theo tỷ lệ H₂/HC

5. Kết luận

Nghiên cứu đã mô phỏng thành công các thiết bị chính của phân xưởng CCR Platforming dựa trên mô hình động học được phát triển một cách logic và khoa học. Kết quả mô phỏng phù hợp với dữ liệu thu được từ phân xưởng CCR Platforming Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đây là cơ sở để tiến hành mô phỏng hóa toàn bộ phân xưởng



Hình 19. Sự thay đổi lưu lượng sản phẩm theo tỷ lệ H₂/HC



Hình 20. Sự thay đổi chất lượng reformat theo tỷ lệ H₂/HC

Bảng 13. Tối ưu sản lượng xăng reformat

Thông số	Giá trị trước tối ưu	Giá trị tối ưu
Feed	104.262,8kg/h	116.026,2kg/h
Nhiệt độ (°C)	549	547,2
LHSV	2,891h ⁻¹	3,217h ⁻¹
H ₂ /HC	3,15	2,771
Reformat	96.348,02kg/h	107.399,67kg/h
RON	102,43	102

Bảng 14. Tối ưu hóa tiêu thụ năng lượng

Thông số	Giá trị trước tối ưu	Giá trị tối ưu
Feed	104.262,8kg/h	62.560kg/h
Nhiệt độ	549	550
LHSV	2,891h ⁻¹	1,734h ⁻¹
H ₂ /HC	3,15	4,427
Reformat	96.348,02kg/h	57.246,4kg/h
RON	102,43	104,67
Năng lượng tiêu thụ	98.167.326,3kJ/h	64.117.492,8kJ/h
Năng lượng tiết kiệm		34.049.833,5 kJ/h

CCR Platforming bao gồm cả phần tái sinh xúc tác, từ đó tiến hành tối ưu hoạt động của phân xưởng này và góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tài liệu tham khảo

1. Phạm Thanh Huyền, Nguyễn Hồng Liên. *Công nghệ tổng hợp hữu cơ - Hóa dầu*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2006.
2. H.G.Krane, A.B.Groh, B.L.Schulman, J.H.Sinfelt. *Reactions in catalytic reforming of naphthas*. 5th World Petroleum Congress, New York, USA. 30 May - 5 June 1959.
3. RB.Smith. *Kinetic analysis of naphtha reforming with platinum catalyst*. Chemical Engineering Progress. 1959; 55(6): p. 76 - 80.
4. J.Henningsen, M.Bundgaard-Nielson. *Catalytic reforming*. British Chemical Engineering. 1970; 15: p. 1433 - 1436.
5. Michael P.Ramage, Kenneth R.Graziani, F.J.Krambeck. *Development of mobil's kinetic reforming model*. Chemical Engineering Science. 1980; 15(1 - 2): p. 41 - 48.
6. Miguel A.Rodríguez, Jorge Ancheyta. *Detailed description of kinetic and reactor modeling for naphtha catalytic reforming*. Fuel. 2011; 90(12): p. 3492 - 3508.
7. Vietnam Oil and Gas Group. *Dung Quat Refinery operating manual - continuous catalytic reformer unit*. Technip. 2007.
8. Univesal Oil Products. *CCR Platforming - General operating manual*. UOP LLC. 2002.
9. George J.Antos, Abdullah M.Aitani. *Catalytic naphtha reforming*. CRC Press. 2004.
10. Nguyễn Thị Minh Hiền. *Mô phỏng các quá trình cơ bản trong công nghệ hóa học*. Nhà xuất bản Bách khoa - Hà Nội. 2014.
11. D.S.Jones. *Elements petroleum processing*. Wiley and Sons. 1995; 9: p. 181 - 186.
12. Anton Perdih, Franc Perdih. *Chemical interpretation of octane number*. Acta Chim. Slov. 2006; 53: p. 306 - 315.
13. Tareq A.Albahri. *Structural group contribution method for predicting the octane number of pure hydrocarbon liquids*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2003; 42(3): p. 657 - 662.
14. Yongyou Hu, Hongye Su, Jian Chu. *Modeling, simulation and optimization of commercial naphtha catalytic reforming process*. Proceedings of the 42nd IEEE Conference on Decision and Control, Hawaii, US. 2003: p. 6206 - 6211.

Model simulation and optimisation for CCR platforming unit of Dung Quat refinery

Nguyen Duy Thang¹, Nguyen Thi Minh Hien²
 Nguyen Phu Huy².

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Hanoi University of Science and Technology

Summary

To improve efficiency and competitiveness, refineries need to optimise their operations to reduce production costs through crude oil selection and blending, definition of product structure, and energy saving, etc. The optimisation process can be conducted from unit level to the entire plant and supported by the simulation softwares. However, normally these models are "packages" which are software's built-in or modelling by consultants and almost impossible to intervene directly in the thermodynamic mechanism of the process.

The CCR model (Refsim) currently used for the CCR Platforming unit of Dung Quat Refinery is built by KBC based on PetroSim software. This model, however, does not allow the engineers to conduct kinetic adjustment for optimisation. In this study, model simulation for the CCR Platforming unit in Dung Quat refinery has been built based on the expansion and adjustment of Krane kinetic model. After verification with real operation results, the simulation model will be used to predict the parameters of the process and evaluate the potential to optimise the operating conditions of the CCR Platforming unit in Dung Quat refinery.

Key words: Catalytic reforming, kinetic model, optimisation, Dung Quat Refinery.

ĐÁNH GIÁ KỸ THUẬT ĐỘ BỀN ĐƯỜNG ỐNG DẪN DẦU ĐẶT Ở VÙNG ĐỒI NÚI

KS. Nguyễn Văn Lam, TS. A. S.Velychkovych, TS. A.V.Andrusiak

Đại học quốc gia Kỹ thuật Dầu khí Ivano-Frankivsk

E-mail: songlam0@gmail.com

Tóm tắt

Bài viết giới thiệu phương pháp đánh giá độ bền trạng thái ứng suất - biến dạng cho đoạn ống dẫn nổi của đường ống dẫn dầu đặt ở vùng đồi núi, bằng cách sử dụng các mô hình toán học và phân tích kết quả của bài toán mô tả trạng thái ống dẫn nổi chịu tải trọng khai thác. Nhóm tác giả đã mô hình hóa các đoạn ống dẫn như các thanh dầm tiếp xúc với tầng đất nền theo thuyết Fuss-Winkler; xây dựng trạng thái thứ nguyên nhiệt - đàn hồi của ống dẫn nổi để xác định tải trọng chiều trục cực đại sinh ra trong quá trình khai thác ống dẫn, từ đó đánh giá độ bền ống dẫn theo các thuyết năng lượng. Phương pháp này giúp tính toán mức độ ảnh hưởng của đất nền lên ống; biểu thị sự phân bố lại nội lực trong ống dẫn nổi khi có sự biến thiên độ cứng của đất nền; xác định trạng thái giới hạn của ống dẫn đặt được tại bề mặt dưới ở khoảng cách không xa tính từ đầu mút của ống dẫn ngầm.

Từ khóa: Ống dẫn đặt nổi chuyển tiếp, ống dẫn dầu, đất nền, trạng thái ứng suất.

1. Giới thiệu

Ống dẫn nổi chuyển tiếp (hay còn gọi là ống dẫn nổi - dạng thanh dầm) được sử dụng khá phổ biến trong ngành công nghiệp dầu khí đặc biệt là các đường ống vận chuyển dầu ở vùng đồi núi do ưu điểm dễ sử dụng và chi phí thấp [1 - 3]. Do yêu cầu kỹ thuật đặc thù nên các ống dẫn nổi có kết cấu siêu trọng và khi thiết kế chỉ chọn loại ống dẫn có hệ số dự trữ bền cao [4]. Trong quá trình tính toán, yêu cầu kiểm tra độ cứng và độ bền của vật liệu cấu thành ống dẫn, cần phải xác định các yếu tố trực tiếp ảnh hưởng đến hiệu quả làm việc của ống dẫn. Trên cơ sở đó, phát triển mô hình và phương pháp đánh giá trạng thái ứng suất - biến dạng của ống dẫn nổi giúp nâng cao độ an toàn cho đường ống dẫn dầu.

Tính chất đặc biệt của các đoạn ống dẫn nổi là sự ảnh hưởng qua lại với các đoạn ống dẫn chạy ngầm trong lòng đất kết nối với nó. Ống dẫn nổi thường không được kẹp chặt cố định. Khối đất nền tác dụng lên ống dẫn tải trọng nhưng lại chịu tác dụng lực biến thiên từ ống dẫn khi ống dẫn biến dạng. Bài toán về trạng thái ứng suất - biến dạng của ống dẫn trở thành bài toán "ống dẫn - đất nền" [3, 4].

Kết quả nghiên cứu được công bố gần đây cho thấy, trạng thái ứng suất - biến dạng và đánh giá độ cứng của các đoạn ống dẫn nổi thường được biểu diễn bằng 2 cách sau:

- Biểu diễn đối tượng và xây dựng các mô hình cơ - toán học, từ đó có thể phân tích và sử dụng các phương pháp cơ học cổ điển về biến dạng của vật rắn [1, 2, 5 - 8]. Ở đây, các đoạn ống nổi được mô hình hóa như các thanh

dầm bị kẹp chặt cả 2 phía. Trong cơ học mô hình này được gọi là "mô hình cứng". Cách tiếp cận này giúp đơn giản hóa vấn đề, nhưng không thể tính toán được ảnh hưởng của đất nền lên ống dẫn. Ví dụ, sử dụng "mô hình cứng" sẽ làm tiêu tốn quá mức vật liệu chế tạo ống dẫn, từ đó giảm hiệu quả kinh tế. Một vài tác giả không xây dựng mô hình dạng thanh dầm mà sử dụng công thức Barlow's [1, 8].

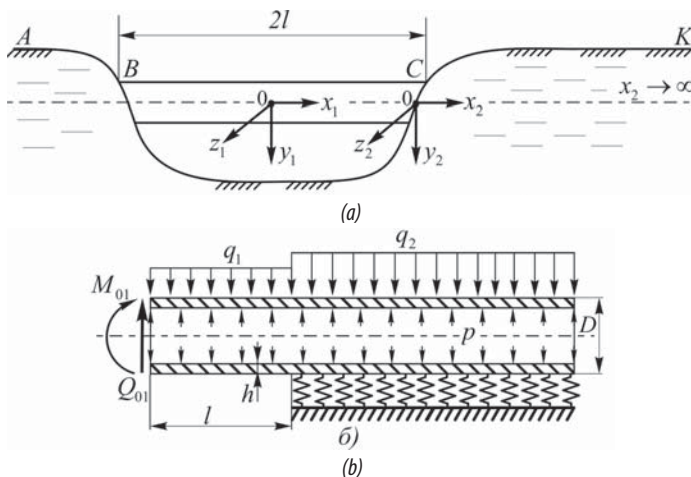
- Dùng các phương pháp số để biểu diễn độ biến dạng của các đoạn ống dẫn nổi và đoạn ống dẫn ngầm [8 - 12]. Các phương pháp phần tử hữu hạn hoặc các chương trình ANSYS, SolidWorks, Nastran, 3D PipeMaster thường được sử dụng để xây dựng phương pháp tính toán. Trong các chương trình đó, các mô hình phi tuyến tính được dùng để mô hình hóa tầng đất nền, từ đó tính toán ứng suất nén và biến dạng của tầng đất nền [13 - 15].

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình toán - cơ học cho các đoạn ống dẫn nổi, nhờ đó có thể tính toán chính xác mức độ ảnh hưởng của tầng đất nền lên ống dẫn; sử dụng kết quả phân tích từ mô hình để thực hiện các tính toán thực tế. Mục tiêu nghiên cứu nhằm phát triển một phương pháp tính toán độ bền của các đoạn ống dẫn nổi, đánh giá mức độ ảnh hưởng của các yếu tố địa hình đến độ bền của ống dẫn.

2. Xây dựng phương pháp tính toán

2.1. Xây dựng bài toán

Ống dẫn được mô tả trong Hình 1a gồm 1 đoạn ống dẫn nổi BC chiều dài $2l$ bắc qua một đáy trũng sâu và tiếp nối với 2 đoạn ống dẫn ngầm trong lòng đất AB và CK.



Hình 1. Ống dẫn nổi; a: Hình dạng thực tế; b: Dạng mô hình trong tính toán

Chiều dài các đoạn ống dẫn ngầm lớn hơn rất nhiều so với đoạn ống dẫn nổi. Tính chất của các đoạn ống dẫn ngầm giống nhau. Ống dẫn nổi đối xứng qua trung điểm của nó, giúp khảo sát trạng thái ứng suất - biến dạng của các đoạn ống dẫn BC và CK. Chọn các hệ trục tọa độ vuông góc Descartes (Hình 1a), gốc hệ tọa độ theo thứ tự đặt tại trung điểm ống dẫn nổi BC và đầu mút trái của ống dẫn ngầm CK.

Nhóm tác giả đã mô hình hóa các đoạn ống dẫn như các thanh dầm tiếp xúc với tầng đất nền theo thuyết Fuss-Winkler. Để xây dựng trạng thái ứng suất - biến dạng của đoạn ống dẫn ngầm CK, cần xem CK như là một đường ống dài vô tận chịu áp lực từ 2 bên bởi tầng đất nền. Trong mô hình nền Winkler, các lực tác dụng lên đoạn ống dẫn nổi BC phân bố đồng đều lên tất cả các điểm của đường ống, tỷ lệ với độ cong của đường ống và phụ thuộc vào tính chất của tầng đất nền [6, 7]. Lực tác dụng lên đoạn ống dẫn nổi BC gồm: trọng lượng của ống dẫn, trọng lượng của khí, khối lượng dầu mỏ vận chuyển, trọng lượng đất nền tác dụng lên ống, tải trọng này phân bố theo chiều dài với cường độ tải trọng tương ứng lần lượt cho 2 đoạn ống dẫn BC, CK lần lượt là q_1 và q_2 . Ngoài ra, cần xác định ứng suất sinh ra bởi áp suất bên trong đường ống và độ biến dạng nhiệt của ống. Để tiện cho việc khảo sát độ bền, xem độ dày thành ống nhỏ, không đáng kể.

Điều kiện cân bằng của các thanh được viết dưới dạng phương trình vi phân:

$$EJ_z \frac{d^4 w_{y1}}{dx_1^4} + q_1 = 0, \quad x_1 \in [0, l]; \quad (1)$$

$$EJ_z \frac{d^4 w_{y2}}{dx_2^4} + Dk_y w_{y2} = q_2, \quad x_2 \in [0, \infty), \quad (2)$$

Trong đó:

w_{y1}, w_{y2} chuyển vị theo thứ tự của đoạn ống dẫn BC và CK;

E: Module đàn hồi Young;

J_z : Moment quán tính trục;

k_y : Hệ số nền của đất nền.

2.2. Tính toán

Lấy tích phân 4 lần liên tiếp 2 vế của phương trình (1) nhận được hàm số của độ uốn và vi phân của nó. Liên hệ vi phân giữa chuyển vị với nội lực và moment uốn dành cho đoạn ống dẫn nổi BC được viết như sau:

$$\begin{cases} EJ_z \frac{d^3 w_{y1}}{dx_1^3} = Q_{y1}(x_1) = Q_{01} - q_1 x_1; \\ EJ_z \frac{d^2 w_{y1}}{dx_1^2} = M_{z1}(x_1) = M_{01} + Q_{01} x_1 - \frac{1}{2} q_1 x_1^2 \end{cases} \quad (3)$$

Chuyển vị:

$$\begin{cases} \frac{dw_{y1}}{dx_1} = \varphi_1(x_1) = \varphi_{01} + \frac{M_{01} x_1}{EJ_z} + \frac{Q_{01} x_1^2}{2EJ_z} - \frac{q_1 x_1^3}{6EJ_z}; \\ w_{y1}(x_1) = w_{01} + \varphi_{01} x_1 + \frac{M_{01} x_1^2}{2EJ_z} + \frac{Q_{01} x_1^3}{6EJ_z} - \frac{q_1 x_1^4}{24EJ_z} \end{cases} \quad (4)$$

Trong đó:

$Q_{y1}(x_1), M_{z1}(x_1), \varphi_1(x_1), w_{y1}(x_1)$: Hàm số của nội lực, moment uốn, góc xoắn và chuyển vị ở đoạn ống dẫn nổi BC;

Q_{01}, M_{01} và φ_{01}, w_{01} : Giá trị ban đầu của các đại lượng trên.

Tìm nghiệm của phương trình (2), vì $EJ_z = \text{const}$ nên (2) được viết lại như sau:

$$\frac{d^4 w_{y2}}{dx_2^4} + 4\beta^4 w_{y2} = \frac{q_2}{EJ_z}, \quad x_2 \in [0, \infty) \quad (5)$$

Trong đó $\beta = \sqrt[4]{k_y D / 4EJ_z}$ là hằng số phụ thuộc vào độ cứng của đất nền và độ cứng của ống dẫn.

Nghiệm cơ bản của phương trình (5):

$$w_{y2}(x_2) = e^{-\beta x_2} (C_1 \sin \beta x_2 + C_2 \cos \beta x_2) + e^{\beta x_2} (C_3 \sin \beta x_2 + C_4 \cos \beta x_2) + \frac{q_2}{Dk_y} \quad (6)$$

Trong đó, hằng số tích phân $C_1 - C_4$ xác định nhờ điều kiện giới hạn ở các đầu mút của ống dẫn ngầm.

Để xác định các hằng số tích phân, 4 điều kiện giới hạn được đưa ra. Hai điều kiện ban đầu là tại đầu mút bên phải đoạn ống dẫn ngầm CK lực cắt và moment uốn có giá trị bằng 0:

$$EJ_z \frac{d^3 w_{y2}}{dx_2^3} \Big|_{x_2 \rightarrow \infty} = 0, \quad EJ_z \frac{d^2 w_{y2}}{dx_2^2} \Big|_{x_2 \rightarrow \infty} = 0 \quad (7)$$

Vì vậy, từ phương trình (7) và (6) xác định được $C_3 = C_4 = 0$.

Hai điều kiện tiếp theo là tại đầu mút bên trái ống dẫn ngầm CK, đạo hàm cấp 2 và cấp 3 của hàm số của chuyển vị lần lượt bằng moment uốn và lực cắt tại đoạn ống dẫn ngầm CK:

$$EJ_z \frac{d^2 w_{y2}}{dx_2^2} \Big|_{x_2 \rightarrow 0} = M_{02}, EJ_z \frac{d^3 w_{y2}}{dx_2^3} \Big|_{x_2 \rightarrow 0} = Q_{02} \quad (8)$$

Từ điều kiện (8) cho ra:

$$C_1 = -\frac{M_{02}}{EJ_z 2\beta^2}, C_2 = \frac{\beta M_{02} + Q_{02}}{2\beta^3 EJ_z} \quad (9)$$

Thay các hằng số tích phân vừa tìm được ở công thức (9) vào phương trình (6) có được nghiệm đầy đủ của phương trình (5) viết cho đoạn ống dẫn ngầm CK ở dạng biểu thức tính lực cắt $Q_{y2}(x_2)$, moment uốn $M_{z2}(x_2)$, góc xoắn $\varphi_2(x_2)$ và chuyển vị $w_{y2}(x_2)$:

$$\begin{aligned} Q_{y2}(x_2) &= 2\beta M_{02} \eta_4(x_2) - Q_{02} \eta_2(x_2), \\ M_{z2}(x_2) &= -M_{02} \eta_1(x_2) - \frac{Q_{02}}{\beta} \eta_4(x_2) \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \varphi_2(x_2) &= \frac{2\beta^2}{Dk_y} [2\beta M_{02} \eta_3(x_2) + Q_{02} \eta_1(x_2)], \\ w_{y2}(x_2) &= -\frac{2\beta}{Dk_y} [\beta M_{02} \eta_2(x_2) + Q_{02} \eta_3(x_2)] + \frac{q_2}{Dk_y} \end{aligned} \quad (11)$$

Thay các giá trị mới sau vào biểu thức (10):

$$\begin{aligned} \eta_1(x_2) &= e^{-\beta x_2} (\cos \beta x_2 + \sin \beta x_2); \\ \eta_2(x_2) &= e^{-\beta x_2} (\cos \beta x_2 - \sin \beta x_2); \\ \eta_3(x_2) &= e^{-\beta x_2} \cos \beta x_2; \quad \eta_4(x_2) = e^{-\beta x_2} \sin \beta x_2 \end{aligned}$$

Tiếp tục viết điều kiện tại điểm có tọa độ = 0 cho đoạn ống dẫn nổi. Tại $x_1 = 0$ để thỏa mãn điều kiện đối xứng, tiếp tuyến của đoạn ống dẫn song song với trục x_1 , vì vậy $\varphi_{01} = 0$ và $Q_{01} = 0$. Ở tiếp điểm nối của đoạn ống dẫn nổi BC và đoạn ống dẫn ngầm CK ta có điều kiện sau:

$$\begin{aligned} Q_{y1}(l) &= Q_{y2}(0), \quad M_{z1}(l) = M_{z2}(0); \\ \varphi_{y1}(l) &= \varphi_{y2}(0), \quad w_{y1}(l) = w_{y2}(0). \end{aligned} \quad (12)$$

Để thỏa mãn điều kiện (12), từ (3), (4) và (10), (11) ta nhận được biểu thức xác định các giá trị ban đầu:

$$\begin{aligned} M_{01} &= \frac{q_1 l}{\frac{l}{EJ_z} + 2\zeta\beta} \left[\frac{l^2}{6EJ_z} + \zeta(1 + \beta l) \right]; \\ M_{02} &= -M_{01} + \frac{1}{2} q_1 l^2, \quad Q_{02} = q_1 l; \\ w_{01} &= -\zeta \left(M_{02} + \frac{Q_{02}}{\beta} \right) - \frac{1}{EJ_z} \left(\frac{M_{01} l^2}{2} - \frac{q_1 l^4}{24} \right) + \frac{q_2}{Dk_y}, \end{aligned}$$

Trong đó, $\zeta = 2\beta^2/Dk_y$.

Các nghiệm nhận được (3), (4), (10), (11) với các giá trị $Q_{01}, M_{01}, \varphi_{01}, w_{01}$ và $Q_{02}, M_{02}, \varphi_{02}, w_{02}$ vừa được xác định giúp

phân tích sự phân bố nội lực và độ biến dạng của đoạn ống dẫn nổi dưới tác dụng của hệ thống và tính chất của đất nền.

3. Phân tích kết quả

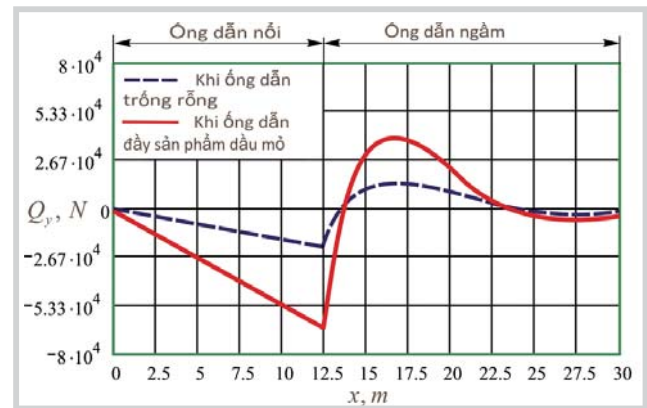
3.1. Phân tích nội lực

Nhóm tác giả khảo sát hình dạng cơ bản của ống dẫn nổi đặt tại vùng núi Karpatya, Ukraine (Hình 2).

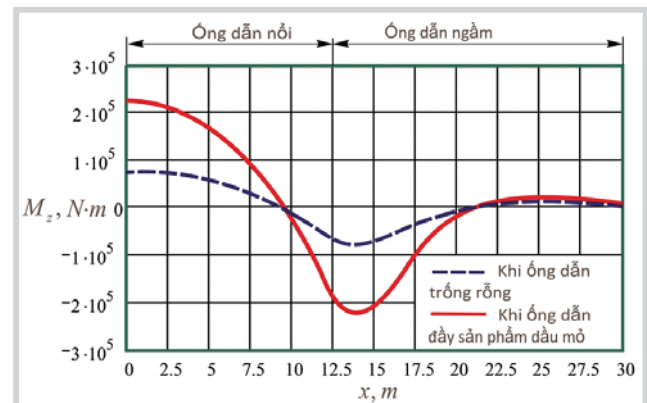
Chiều dài ống dẫn nổi - 25m, đất nền - đất sét có đá dăm, module đàn hồi Young $2,06 \times 10^5 \text{MPa}$, hệ số giãn nở nhiệt $12 \times 10^{-6} \text{K}^{-1}$, giới hạn chảy 364MPa, đường kính



Hình 2. Ống dẫn nổi Druzhba tại vùng Karpatya, Ukraine



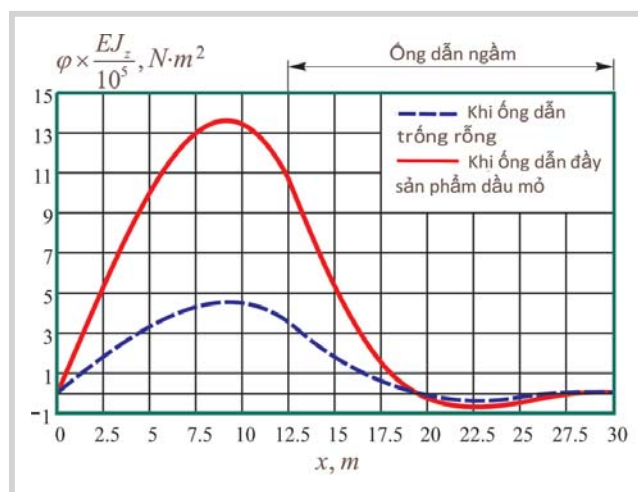
Hình 3. Biểu đồ nội lực cho ống dẫn



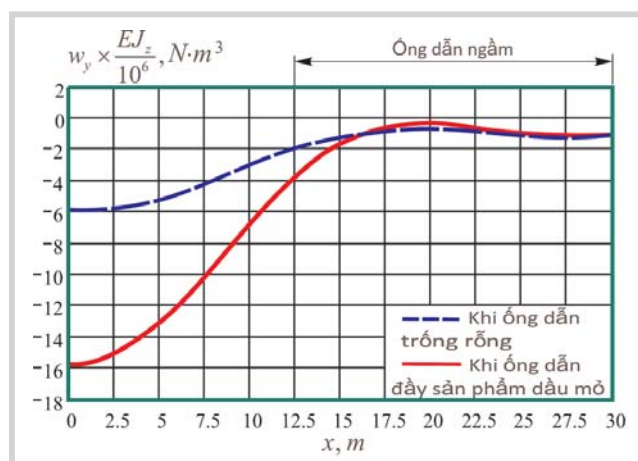
Hình 4. Biểu đồ moment uốn của ống dẫn

ống 720mm, độ dày thành ống 9,5mm. Nhiệt độ - 22°C. Ống dẫn vận chuyển dầu, áp suất làm việc 3,1MPa. Cường độ tải trọng tính theo giá trị tiêu chuẩn, giá trị được kỳ vọng như sau: khi ống dẫn chứa đầy sản phẩm dầu mỏ: $q_1 = 5,2\text{kN/m}$, $q_2 = 28,5\text{kN/m}$; khi ống dẫn trống rỗng: $q_1 = 1,7\text{kN/m}$, $q_2 = 25\text{kN/m}$.

Hình 3 và 4 biểu diễn sự phân bố nội lực theo chiều dài của đường ống dẫn, từ đó có thể xây dựng được trạng thái biến dạng của đường ống. Lực cắt có giá trị cực đại 65kN tại giao điểm tiếp nối giữa ống dẫn nổi và ống dẫn ngầm và = 0 tại trung điểm của ống dẫn nổi. Lực cắt đạt thêm một giá trị cực đại 58kN ở tọa độ 3m tính từ nút trái của ống dẫn ngầm. Tại trung điểm của ống dẫn nổi, moment uốn đạt giá trị 220kN/m và từ đó sinh ra ứng suất nén trên bề mặt trên của ống dẫn. Moment uốn đạt giá trị cực đại 232kN/m tại tọa độ 1,4m tính từ nút phải của ống dẫn ngầm và sinh ra ứng suất nén trên mặt dưới của ống dẫn. Giá trị cực đại của nội lực sinh ra trong ống khi ống dẫn đầy sản phẩm dầu mỏ lớn hơn nội lực sinh ra khi ống dẫn trống rỗng là 67%.



Hình 5. Góc xoay của ống dẫn



Hình 6. Chuyển vị của ống dẫn

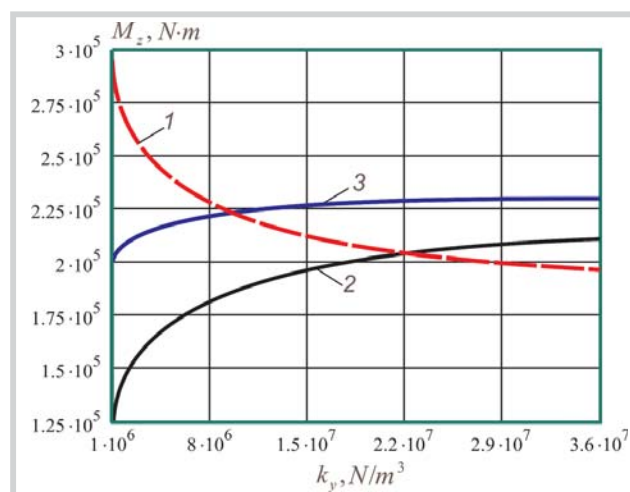
Đặc biệt, sự xuất hiện các hàm sóng của hàm số nội lực và moment uốn tại đầu ống dẫn ngầm khi chiều dài tính từ nút của ống dẫn này giảm dần (Hình 3 và 4). Đó còn gọi là “hiệu ứng đầu nút” khi biến thiên độ đàn hồi của ống dẫn. Chiều dài của ống dẫn mà tại đó xuất hiện hiệu ứng đầu nút được gọi là chiều dài của hiệu ứng nút. Sự suy giảm cường độ hiệu ứng được giải thích bằng sự có mặt trong biểu thức (10) các hàm η_i có chứa nhân tử $e^{-\beta x_2}$. Nhân tử này tiến về 0 khi βx_2 tiến về ∞ . Có thể sử dụng hàm số $f(\beta x_2) = e^{-\beta x_2}$ để đánh giá hiệu ứng nút. Nếu $x_2 = 0$ thì hàm số đạt giá trị = 0. Nếu $\beta x_2 = \pi$ thì $f(\pi) = 0,046$ với độ chính xác 5% có thể kỳ vọng hàm sóng tắt dần. Khi $\beta L = \pi$, tính được hiệu ứng nút của đoạn ống dẫn ngầm biểu thị trực tiếp ở độ dài 11,2m.

3.2. Phân tích chuyển vị của ống dẫn

Hình 5 và 6 biểu diễn sự phân bố chuyển vị ngang theo chiều dài của các ống dẫn. Các hàm số này miêu tả đầy đủ độ biến dạng của ống dẫn đang khảo sát. Giá trị cực đại của chuyển vị đạt được tại trung điểm của ống dẫn nổi. Đạo hàm của hàm số này là hàm số biểu diễn góc lệch trục của ống dẫn, với giá trị tại trung điểm của ống dẫn ngầm = 0. Tại nút của ống chuyển vị tăng mạnh, và giá trị cực đại thứ 2 của chuyển vị đạt được ở tọa độ 7,5m tính từ nút ống dẫn ngầm. Phân tích chi tiết độ uốn của ống dẫn cho thấy, phụ thuộc vào độ cứng của đất nền, hàm số $w_y(x)$ có thể có 1, hoặc 3 giá trị cực đại.

3.3. Ảnh hưởng của đất nền

Quá trình lắp đặt đoạn ống dẫn nổi phụ thuộc vào địa hình, vào độ sâu của rãnh mà đường ống đi qua. Độ bền của đường ống phụ thuộc vào chu kỳ thời tiết ngay cả khi tính chất của đất nền là đồng nhất. Hình 7 thể hiện sự phụ



1 - Moment uốn tại trung điểm của ống dẫn nổi; 2 - Moment uốn tại đầu nút của ống dẫn ngầm; 3 - Moment uốn cực đại của ống dẫn ngầm

Hình 7. Đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của moment uốn theo hệ số nền của đất nền

thuộc của moment uốn vào hệ số nền của đất nền. Khi độ cứng của đất nền tăng dần, moment uốn của ống dẫn nổi giảm liên tục, trong khi đó moment uốn của ống dẫn ngầm tại các đầu mút lại tăng dần. Như vậy, đất nền càng cứng thì mặt cắt mà tại đó ống dẫn chịu moment uốn lớn nhất càng tiến gần đầu mút của ống dẫn ngầm. Khi tăng dần hệ số nền của đất nền thì moment uốn càng tiến dần tới một giá trị mà khi đó có thể chấp nhận để xây dựng “mô hình cứng” cho đoạn ống dẫn nổi cần khảo sát.

3.4. Độ bền của ống dẫn

Độ bền cho ống dẫn nổi được tính toán bằng cách đánh giá kép trạng thái biến dạng nhiệt và biến dạng ngang tại các đầu mút, ta có:

$$\sigma_x = \mu\sigma_\theta \pm \sigma_T \pm \sigma_{M_z}$$

Trong đó:

σ_θ : Ứng suất sinh ra bởi áp suất trong ống;

σ_T : Ứng suất nhiệt;

σ_{M_z} : Ứng suất uốn do moment gây ra;

μ : Hằng số Poisson.

$$\sigma_x = \mu \frac{pD}{2h} - E\alpha_t \Delta t \pm 4 \frac{M_z(x)}{\pi D^2 h}$$

Trong đó:

p : Áp suất sinh ra trong ống dẫn;

α_t : Hệ số giãn nở nhiệt;

Δt : Độ biến thiên nhiệt độ.

Vật liệu cấu thành ống dẫn có giới hạn bền với các giá trị σ_x và σ_θ .

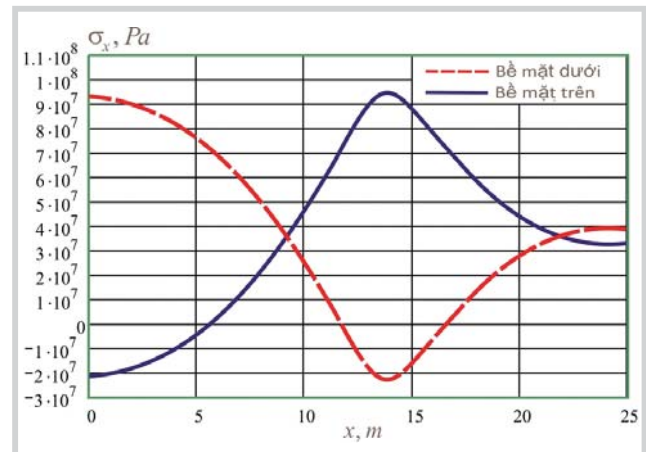
Áp dụng lý thuyết bền cho ống dẫn với độ dày đường ống không đáng kể, tiêu chuẩn Huber-Von Mises được viết như sau:

Ứng suất tương đương xác định theo công thức:

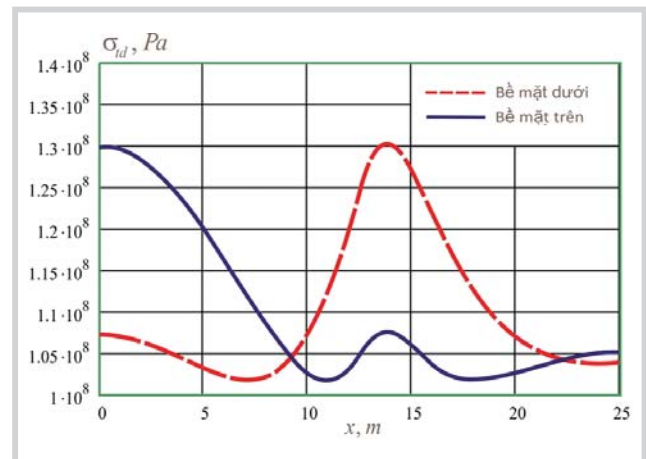
$$\sigma_{td} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_\theta^2 - \sigma_x \sigma_\theta}$$

Yêu cầu độ cứng của ống dẫn tuân theo điều kiện $\sigma_{td} \leq [\sigma]$. Trong đó, $[\sigma]$ là giới hạn bền của vật liệu ống dẫn khi tính đến hệ số dự trữ, điều kiện làm việc, xác suất và các yếu tố khác.

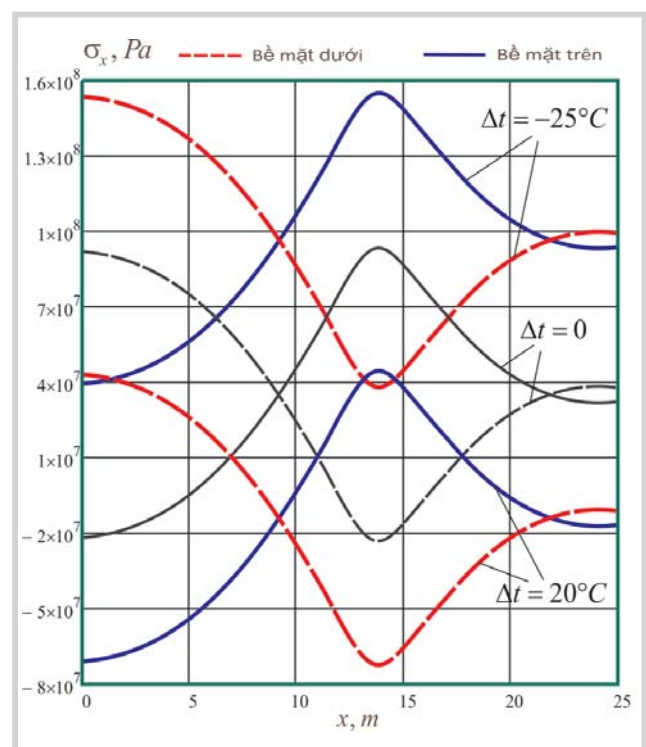
Hình 8 và 9 minh họa sự phân bố ứng suất kéo và ứng suất tương đương trong ống dẫn nổi và tại giao điểm tiếp nối với ống dẫn ngầm. Đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của các đại lượng được xây dựng khi không có sự biến thiên của nhiệt độ. Từ đồ thị cho thấy trạng thái ứng suất đạt giá trị giới hạn tại tọa độ 1,4m tính từ đầu mút ống dẫn ngầm.



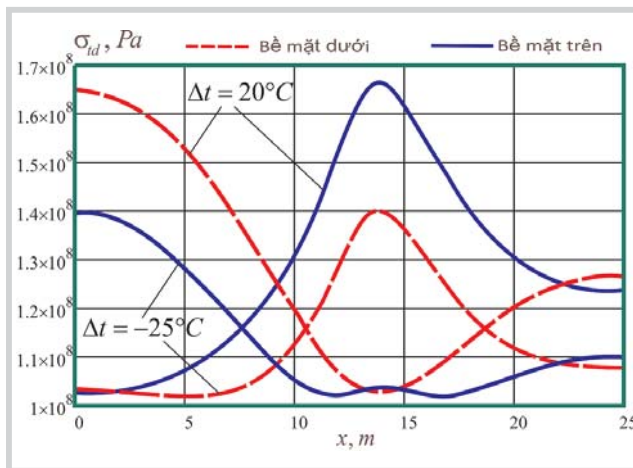
Hình 8. Ứng suất kéo trên 2 bề mặt trên và dưới của ống dẫn nổi



Hình 9. Ứng suất tương đương trên 2 bề mặt trên và dưới của ống dẫn nổi



Hình 10. Biến dạng dọc theo trục của ống dẫn khi biến thiên nhiệt độ



Hình 11. Biến dạng tương đối của ống dẫn khi biến thiên nhiệt độ

3.5. Phân tích ảnh hưởng của biến thiên nhiệt độ lên độ cứng ống dẫn

Đoạn ống dẫn chuyển tiếp được lắp đặt khi nhiệt độ môi trường đạt 22°C. Trong quá trình khai thác ống dẫn, sự biến thiên nhiệt độ với giá trị Δt sinh ra biến dạng nhiệt trong ống dẫn.

Chọn giá trị của Δt phù hợp với thời tiết môi trường đặt ống dẫn: nhiệt độ tăng lên 20°C hay $\Delta t = 20^\circ\text{C}$, hoặc giảm xuống 25°C hay $\Delta t = -25^\circ\text{C}$.

Hình 10 và 11 biểu diễn sự phân bố độ biến dạng dọc theo trục và độ biến dạng tương đối của ống dẫn nối khi có sự biến thiên nhiệt độ. Khi nhiệt độ ống tăng lên sinh ra biến dạng nén, khi giảm nhiệt độ ống dẫn sinh ra biến dạng kéo. Để đánh giá chính xác độ cứng của ống dẫn, dễ thấy nhất là sự ảnh hưởng của độ tăng nhiệt độ lên độ biến dạng tương đối của ống dẫn nối, đặc biệt khi nhiệt độ tăng thêm 20°C độ biến dạng cực đại của ống dẫn tăng thêm 27%.

4. Kết luận

Bằng cách xây dựng phương pháp tiếp cận đánh giá trạng thái ứng suất - biến dạng của đoạn ống dẫn nối, nhóm tác giả đã mô hình hóa đối tượng như một ống mảnh, đặt tiếp nối với các đoạn ống dẫn chạy ngầm trong lòng đất và tác động trực tiếp lên đối tượng là tầng đất nền theo mô hình Winkler. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đánh giá sự phân bố lại nội lực trong ống dẫn khi thay đổi độ cứng của tầng đất nền và các hiệu ứng sinh ra tại các nút của ống dẫn ngầm và ống dẫn nổi; tính toán đồng thời trạng thái biến dạng nhiệt và ứng suất kéo cực đại sinh ra trong quá trình khai thác và sử dụng ống dẫn; đánh giá độ bền của ống dẫn theo các tiêu chuẩn bền đã biết.

Phương pháp này đã được ứng dụng để đánh giá kết cấu và độ bền thực tế của đường ống dẫn dầu Druzhba đặt ở vùng núi Karpatya, Ukraine. Kết quả nghiên cứu đã mở rộng việc ứng dụng các mô hình toán học để thiết kế các đoạn ống dẫn đặt nối chuyển tiếp tựa trên các gối tựa, đánh giá độ bền của đường ống dẫn dầu đặt tại vùng núi mà tại đó tầng đất nền có độ lún cao, xác định tải trọng tác dụng lên ống dẫn dầu đặt tại vùng núi đá vôi...

Tài liệu tham khảo

1. E.Shashi Menon. *Pipeline planning and construction field manual*. Gulf Professional Publishing. 2011
2. Я. В.Дорошенко. *Спорудження магістральних трубопроводів*: Підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2009.
3. Бородавкин П. П. *Механика грунтов*. П.П. Бородавкин. М.: Недра - Бизнесцентр. 2003.
4. Ориняк І.В. *Визначення напружено - деформованого стану повітряного переходу трубопроводу при виконанні ремонтних робіт*. І. В. Ориняк, І. В. Лохман, М. Д. Сидор та ін. Проблеми прочності. 2009; 5(401): с. 169 - 181.
5. George A.Antaki. *Piping and pipeline engineering: Construction, maintenance, integrity, and repair*. New York, U.S.A. 2003.
6. Бородавкин П.П. *Сооружение магистральных трубопроводов*. Учебник для вузов/ П. П. Бородавкин, В.Л.Березин. - 2 - е изд., перераб. и доп. - М.: Недра. 1987.
7. Бабин Л.А. *Типовые расчеты по сооружению трубопроводов*. Учебное пособие/Л.А. Бабин, Л.И. Быков, В.Я. Волохов. - М.: Недра, 1999.
8. NOV Fiber Glass Systems. *Engineering and piping design guide. Fiberglass reinforced piping systems*. www.fg-spipe.com. 2011.
9. Fahad Bakhtyar, S.Kenny. *Development of a fatigue life assessment tool for pipelines with local wrinkling through physical testing and numerical modelling*. Pipeline and Riser Technology. ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, California, USA. 8 - 13 June, 2014.
10. Xiaolin Wang, Jian Shuai, Yuanxi Ye, Shangzhi Zuo. *Investigating the effects of mining subsidence on buried pipeline using finite element modeling*. 2008 7th International Pipeline Conference. Alberta, Canada. 29 September - 3 October, 2008.

11. I.V.Orynyak, I.V.Lokhman, M.D.Sidor, S.A.Radchenko. *Analysis of the stress-strain state of an air crossing of pipeline in the course of repair*. Strength of Materials. 2009; 41(5): p. 581 -591.
12. A.B.Яваров. Численное моделирование сопротивления массива грунта перемещениям подземного трубопровода. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012; 3: с. 360 - 374.
13. T.Benz. *Small-strain stiffness of soils and its numerical consequences*. Instituts für Geotechnik der Universität Stuttgart. 2007; 55.
14. В.В.Алешин. Численный анализ прочности подземных трубопроводов. М.: Изд-во Едиториал УРСС. 2003.
15. В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н.Прялов. *Математическое моделирование магистральных трубопроводных систем: дополнительные главы*. М.: Изд-во МАКС Пресс. 2009.
16. J.R.Williams, R.O'Connor. *Discrete element simulation and the contact problem*. Archives of Computational Methods in Engineering. 1999; 6(4): p. 279 - 304.
17. X.Хан . *Теория упругости: Основы линейной теории и ее применение*. М.: Мир. 1988.
18. James M.Gere, Barry J.Goodno. *Mechanics of materials (8th edition)*. Cengage Learning Custom Publishing. 2012.

Evaluation of the strength of oil pipelines built in the mountains

Nguyen Van Lam, A. S. Velychkovych, A. V. Andrusiak
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Summary

The article presents the methodology for evaluating stress-strain state of aboveground oil pipelines which are constructed in mountainous areas based on mathematical formulation and the analytical solutions of the problem that describes the behaviour of aboveground pipeline under operational loads. Sections of pipeline have been modelled as tubular rods in contact with foundation soil according to the Fuss-Winkler hypothesis; and the two-dimensional thermoelastic state of aboveground pipeline established to determine maximum axial stresses that occur during operation, from which the strength of the pipeline is assessed based on energy hypotheses. This method allows the impact of foundation soil on the pipeline to be taken into account; demonstrates the re-distribution of internal force inside the aboveground pipeline when the rigidity of its foundation soil changes; and determines the boundary state which the pipeline reaches in its lower fibres at a short distance from the edge of the underground area.

Key words: Aboveground transition, oil pipeline, foundation soil, stress state.

XÂY DỰNG KẾ HOẠCH ỨNG PHÓ SỰ CỐ TRẦN DẦU CHO TỈNH QUẢNG NAM

ThS. Trần Phi Hùng, ThS. Nguyễn Khánh Toàn, ThS. Thái Cẩm Tú
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hungtp.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Quảng Nam là tỉnh ven biển với 126km đường bờ có nguồn tài nguyên phong phú và khu dự trữ sinh quyển thế giới Cù Lao Chàm - Hội An. Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam được xây dựng thông qua quá trình thu thập, đánh giá hiện trạng tài nguyên thiên nhiên, hiện trạng đường bờ, nguy cơ phát sinh từ sự cố tràn dầu và nguồn lực ứng phó của địa phương. Kết quả nghiên cứu đã xây dựng được bản đồ nhạy cảm môi trường, bản đồ phân vùng ưu tiên và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho 6 huyện ven biển của tỉnh Quảng Nam.

Từ khóa: Sự cố tràn dầu, mô hình tràn dầu, ứng phó sự cố, bản đồ nhạy cảm môi trường, chỉ số nhạy cảm môi trường, tỉnh Quảng Nam.

1. Giới thiệu

Quảng Nam là tỉnh có nguy cơ xảy ra sự cố tràn dầu cao do vị trí nằm rất gần với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các kho xăng dầu (Kho xăng dầu Liên Chiểu và Tổng kho xăng dầu Đà Nẵng) và nằm trên tuyến hàng hải Bắc - Nam. Trong trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu, các nguồn lợi môi trường của tỉnh Quảng Nam sẽ bị đe dọa nghiêm trọng, đặc biệt là khu dự trữ sinh quyển thế giới Cù Lao Chàm - Hội An. Sự cố tràn dầu xảy ra tại tỉnh Quảng Nam năm 2007 đã gây thiệt hại lớn đến hoạt động du lịch, công tác ứng phó sự cố chậm, thu gom dầu không hiệu quả dẫn đến chi phí xử lý rất tốn kém. UBND tỉnh Quảng Nam không thực hiện công tác bồi bổ thường thiệt hại.

Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam được nhóm tác giả xây dựng dựa trên kết quả thu thập và xử lý số liệu; khảo sát thực địa dọc theo đường bờ tỉnh Quảng Nam (thông tin chi tiết về địa hình đường bờ, lớp phủ thực vật và các hoạt động kinh tế - xã hội); kết quả chạy mô hình lan truyền dầu để tính toán phạm vi ảnh hưởng và xác định hướng dầu trôi dạt đối với các loại sự cố tràn dầu khác nhau theo từng tháng (12 tháng) và theo từng mùa trong năm.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả sử dụng các số liệu/thông số kỹ thuật từ các mỏ khai thác dầu ngoài khơi, từ các hoạt động vận tải biển và từ các hoạt động vận chuyển dầu nhiên liệu trên hệ thống sông kênh để đánh giá rủi ro, tính toán xác suất xảy ra sự cố tràn dầu. Bản đồ học và hệ thống thông tin địa lý được sử dụng để hiệu chỉnh và xử lý các lớp dữ liệu của bản đồ nhạy cảm môi trường theo từng chuyên đề cho 6 huyện ven biển tỉnh Quảng Nam. Dựa trên các kết quả đánh giá rủi ro, các chỉ số nhạy cảm môi trường, các vùng ưu tiên để xây dựng chiến lược ứng

phó tràn dầu cụ thể và khả thi cho khu vực các huyện ven biển tỉnh Quảng Nam; đồng thời xây dựng bộ máy chỉ huy ứng phó sự cố tràn dầu và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu chi tiết phù hợp cho khu vực tỉnh Quảng Nam.

2. Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam

2.1. Xác định các khu vực nhạy cảm môi trường

Dựa trên số liệu khí tượng thủy văn, hải dương học, nguồn lợi môi trường, kinh tế - xã hội của tỉnh Quảng Nam và khảo sát thực địa dọc theo đường bờ tỉnh Quảng Nam, nhóm tác giả đã phân loại, đánh giá, xử lý và nhập liệu để xây dựng các lớp bản đồ chuyên đề như: lớp đường bờ, lớp nông nghiệp, lớp nuôi trồng thủy sản, lớp tài nguyên rừng, lớp di tích lịch sử - du lịch... Các bản đồ chuyên đề này sẽ được chồng lớp để xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường hoàn chỉnh bằng phần mềm ESIMaps (Hình 1).

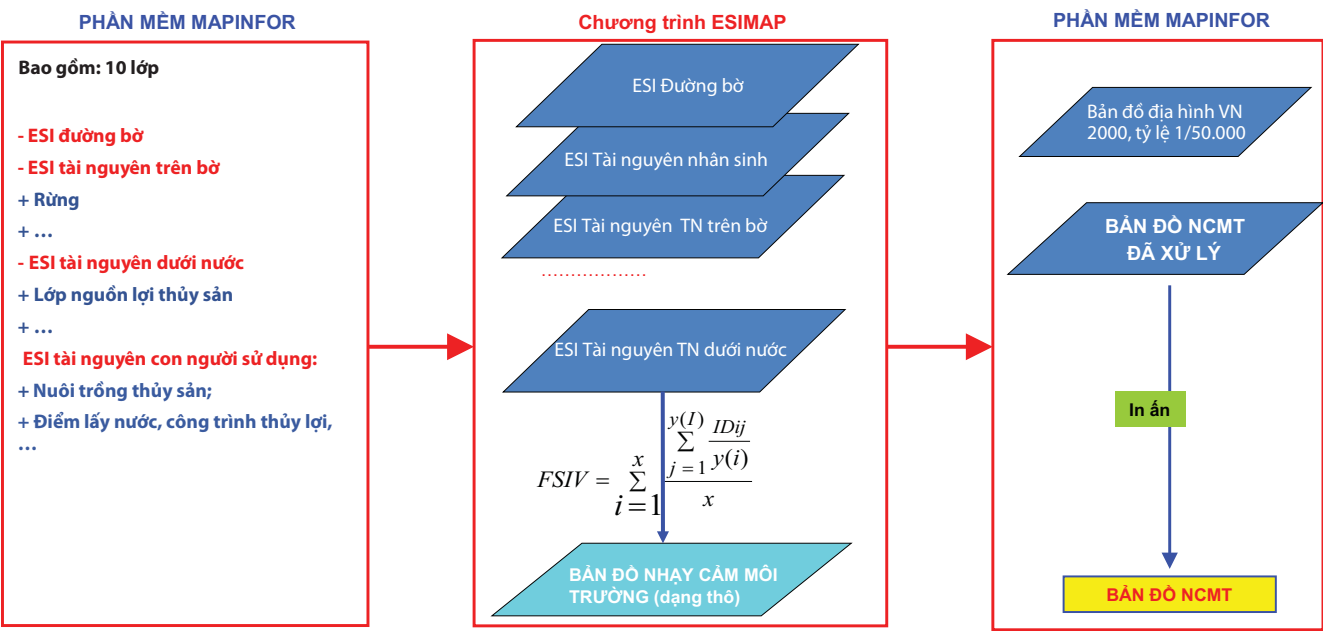
Kết quả xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường cho các huyện ven biển tỉnh Quảng Nam được thể hiện trong các Hình 2 - 7.

Kết quả xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường cho thấy, các khu vực ưu tiên bảo vệ trong công tác ứng phó sự cố tràn dầu tại Quảng Nam gồm: Khu dự trữ sinh quyển thế giới Cù Lao Chàm - Hội An; Khu vực Cửa Đại, Tp. Hội An; Khu vực Vũng An Hòa, huyện Núi Thành; Khu nuôi tôm dọc bãi biển huyện Thăng Bình.

2.2. Đánh giá các nguy cơ tiềm ẩn sự cố tràn dầu tại Quảng Nam

Kết quả đánh giá rủi ro cho thấy các nguy cơ tiềm ẩn gây sự cố tràn dầu trên địa bàn tỉnh Quảng Nam gồm:

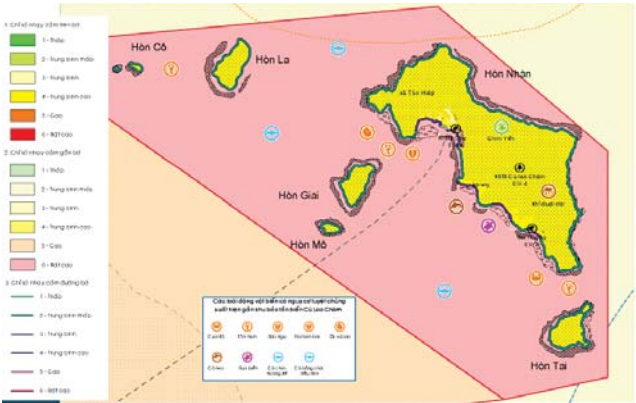
- Nguy cơ từ các hoạt động hàng hải: hoạt động



Hình 1. Nguyên tắc xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường



Hình 2. Bản đồ nhạy cảm môi trường Tp. Hội An và huyện Điện Bàn



Hình 3. Bản đồ nhạy cảm môi trường khu vực Cù Lao Chàm



Hình 4. Bản đồ nhạy cảm môi trường huyện Duy Xuyên



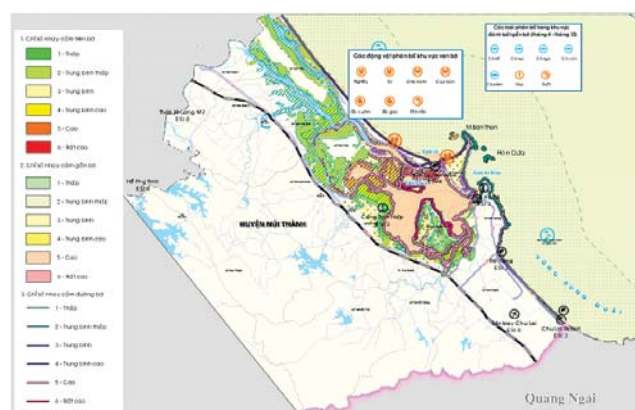
Hình 5. Bản đồ nhạy cảm môi trường huyện Thăng Bình

cảng (cảng Kỳ Hà, cảng Tam Hiệp, cảng cá An Hòa, cảng du lịch Cửa Đại); hoạt động vận tải (tuyến đường biển nội địa và các tuyến đường biển nối các cảng trong nước với các cảng quốc tế); hoạt động khai thác hải sản của ngư dân trên vùng biển Quảng Nam. Ngoài ra, còn có các tuyến vận tải đường sông trong lưu vực các sông Trường Giang, Bến Ván, Hội An.

- Nguy cơ từ hoạt động thăm dò khai thác dầu khí: Các lô dầu khí có nguy cơ ảnh hưởng đến khu vực bờ biển Quảng Nam gồm Lô 112 & 113, Lô 118 & 119, Lô 122, Lô 123, Lô 124, Lô 127 & 128.
- Nguy cơ từ các hoạt động tàng trữ, vận chuyển và phân phối xăng dầu: Kho cảng Chân Mây, Kho xăng dầu



Hình 6. Bản đồ nhạy cảm môi trường Tp. Tam Kỳ



Hình 7. Bản đồ nhạy cảm môi trường huyện Núi Thành

Bảng 1. Các khu vực có nguy cơ bị ảnh hưởng từ sự cố tràn dầu

Tháng	Khu vực xảy ra sự cố				
	Tuyến Đà Nẵng - Quy Nhơn	Tuyến Hải Phòng - Tp. HCM	Tổng kho xăng dầu Đà Nẵng	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	
				Tại phao rót dầu không bến (SPM)	Tại khu vực bồn chứa
1	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	-	-	-
2	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	-	-	Bờ biển huyện Điện Bàn - Thăng Bình, Cù Lao Chàm	-
3	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	-
4	Cù Lao Chàm	-	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Toàn bộ bờ biển tỉnh
5	-	-	-	-	-
6	-	-	Từ Điện Bàn đến Duy Xuyên và huyện Thăng Bình	-	-
7	-	-	-	Cù Lao Chàm	Cù Lao Chàm
8	-	-	Bờ biển huyện Điện Bàn	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Toàn bộ bờ biển tỉnh
9	Bờ biển Điện Bàn - Tam Kỳ, Cù Lao Chàm	Bờ biển Điện Bàn - Hội An, Núi Thành, Cù Lao Chàm	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Toàn bộ bờ biển tỉnh
10	Bờ biển Hội An - Núi Thành	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Bờ biển huyện Thăng Bình và Núi Thành	-	-
11	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	Bờ huyện Điện Bàn	-	-
12	-	Toàn bộ bờ biển tỉnh và Cù Lao Chàm	-	Bờ biển huyện Núi Thành	-

Liên Chiểu, Kho xăng dầu Vũng Rô, các bồn chứa của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

2.3. Các khu vực có nguy cơ bị ảnh hưởng từ sự cố tràn dầu

Kết quả chạy mô hình tràn dầu bằng phần mềm OILMAP phiên bản 6.4 cho thấy các khu vực có nguy cơ bị ảnh hưởng trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra (Bảng 1).

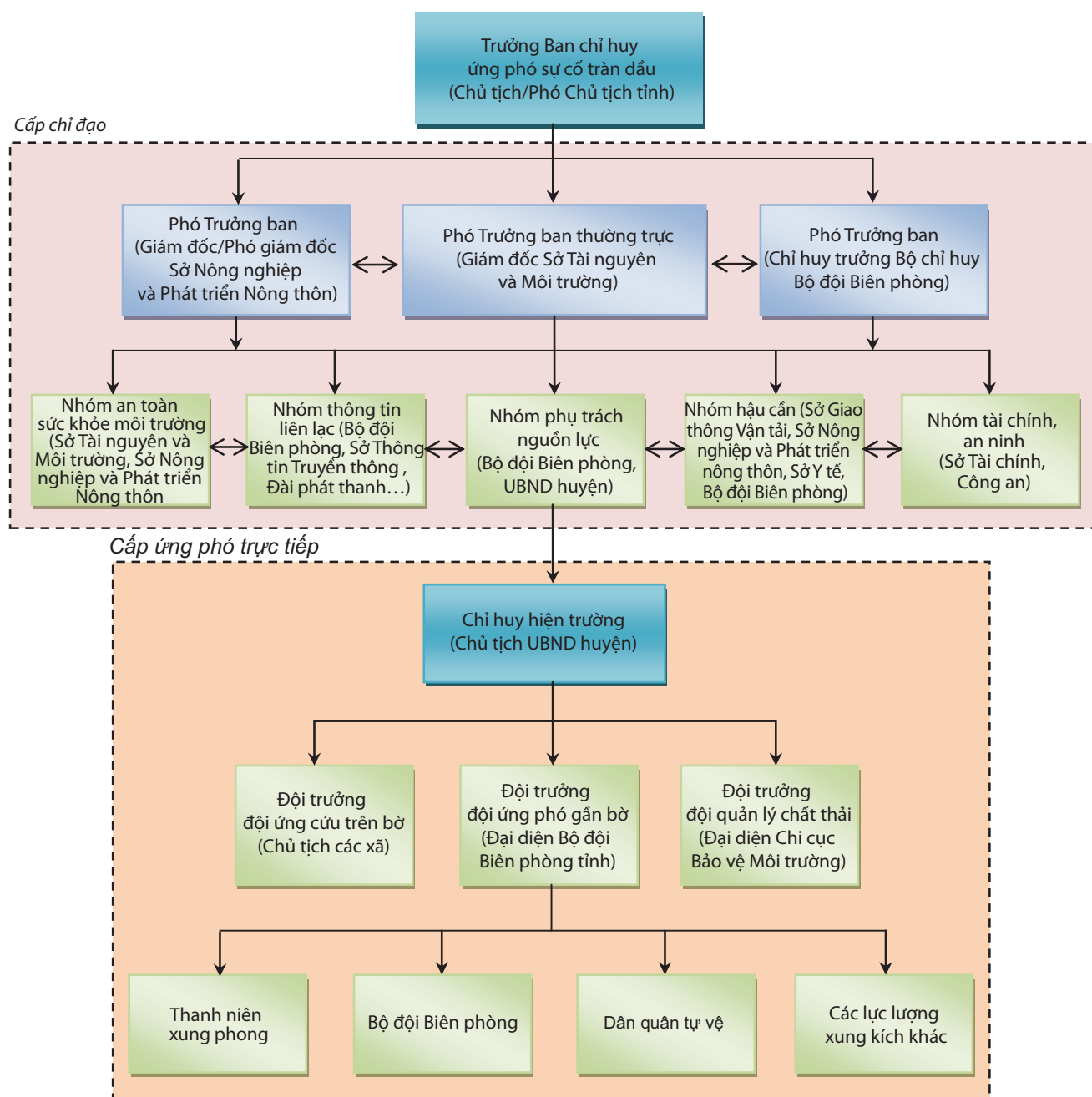
Trong đó, khu dự trữ sinh quyển thế giới Cù Lao Chàm - Hội An là khu vực có nguy cơ bị ảnh hưởng cao nhất trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra. Ngoài ra, tùy

thuộc vào từng thời điểm sự cố mà một phần hoặc toàn bộ đường bờ tỉnh Quảng Nam sẽ bị ảnh hưởng.

2.4. Cơ cấu tổ chức ứng phó sự cố tràn dầu tại Quảng Nam

2.4.1. Nguồn lực ứng phó sự cố tràn dầu

Trong trường hợp phát sinh sự cố tràn dầu, Ban chỉ huy ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Quảng Nam có thể huy động: Lực lượng quân đội đang tham gia vào công tác phòng chống lụt bão và tìm kiếm cứu nạn của tỉnh với lực lượng thường trực khoảng 1.200 - 1.500 cán bộ, chiến sĩ; sinh viên tình nguyện từ các trường đại học, cao đẳng và



Hình 8. Sơ đồ cơ cấu tổ chức ứng phó sự cố tràn dầu tại Quảng Nam

trung học tại địa phương; các tổ chức chính trị - xã hội ở các phường xã (đoàn viên thanh niên, dân quân tự vệ...); ngư dân địa phương (tham gia hỗ trợ theo dõi vết dầu, cảnh báo các tàu khác không ra vào khu vực xảy ra sự cố...). Ngoài ra, Ban chỉ huy ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Quảng Nam có thể huy động/yêu cầu hỗ trợ từ các nguồn lực như: Ủy ban Quốc gia Tìm kiếm Cứu nạn, Trung tâm Ứng phó Sự cố Tràn dầu khu vực miền Trung, căn cứ PVD Offshore tại Đà Nẵng và Dung Quất, Vietsovpetro...

2.4.2. Cơ cấu tổ chức ứng phó sự cố tràn dầu

Sơ đồ tổ chức và phối hợp ứng phó của cấp chỉ đạo và cấp ứng phó trực tiếp được trình bày trong Hình 8.

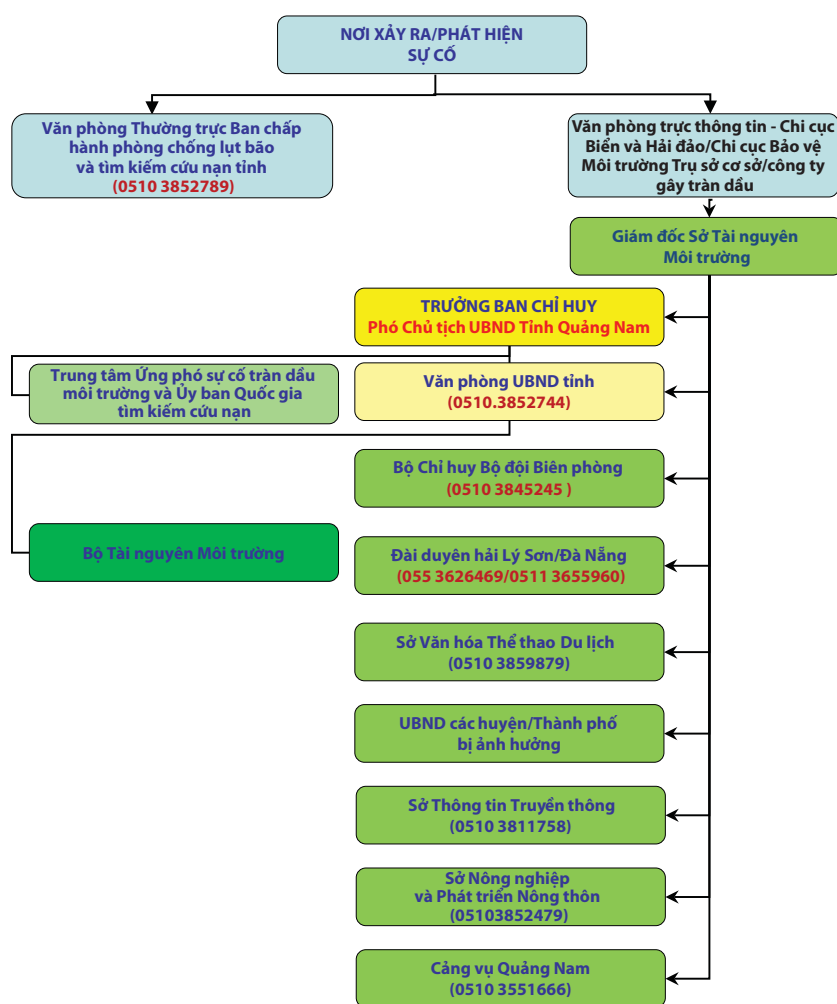
2.5. Quy trình ứng phó sự cố tràn dầu

2.5.1. Quy trình thông báo

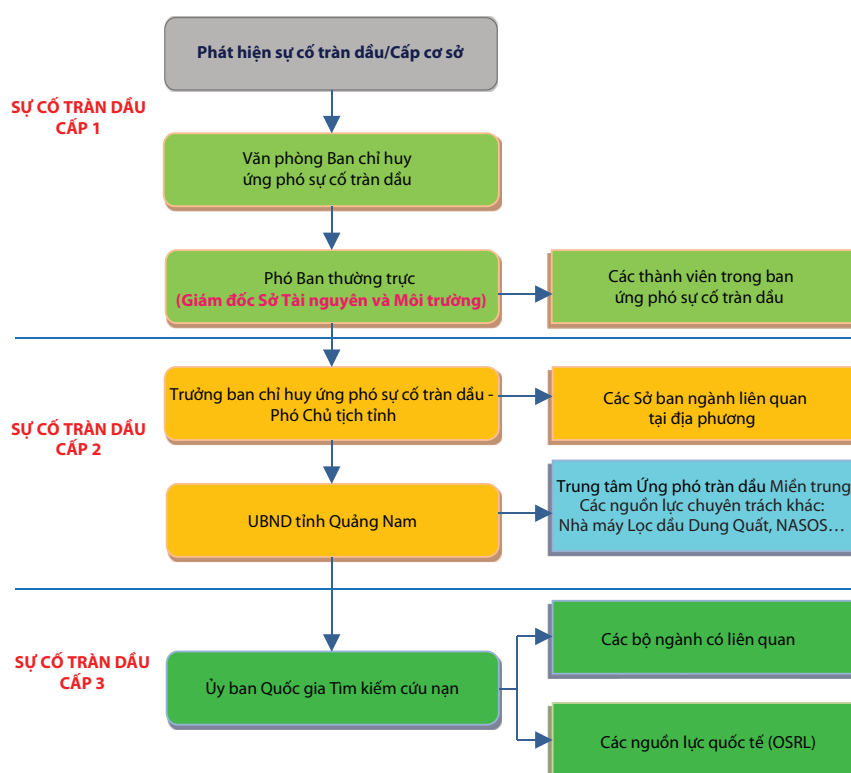
Việc phát hiện sớm sự cố tràn dầu sẽ giúp cơ quan phụ trách công tác ứng cứu đánh giá đúng tình hình và đưa ra giải pháp ứng cứu sự cố hiệu quả, giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường. Quy trình thông báo sự cố tràn dầu tại tỉnh Quảng Nam được thực hiện như Hình 9.

2.5.2. Quy trình báo động

Sau khi nhận được thông báo về sự cố tràn dầu, Ban chỉ huy ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Quảng Nam sẽ xác thực của thông tin về sự cố và đánh giá sơ bộ tính chất,



Hình 9. Quy trình thông báo sự cố tràn dầu



Hình 10. Sơ đồ quy trình báo động sự cố tràn dầu

phạm vi, mức độ và hậu quả của sự cố tràn dầu trước khi báo động cho các đơn vị có liên quan tùy theo mức độ của sự cố (Hình 10).

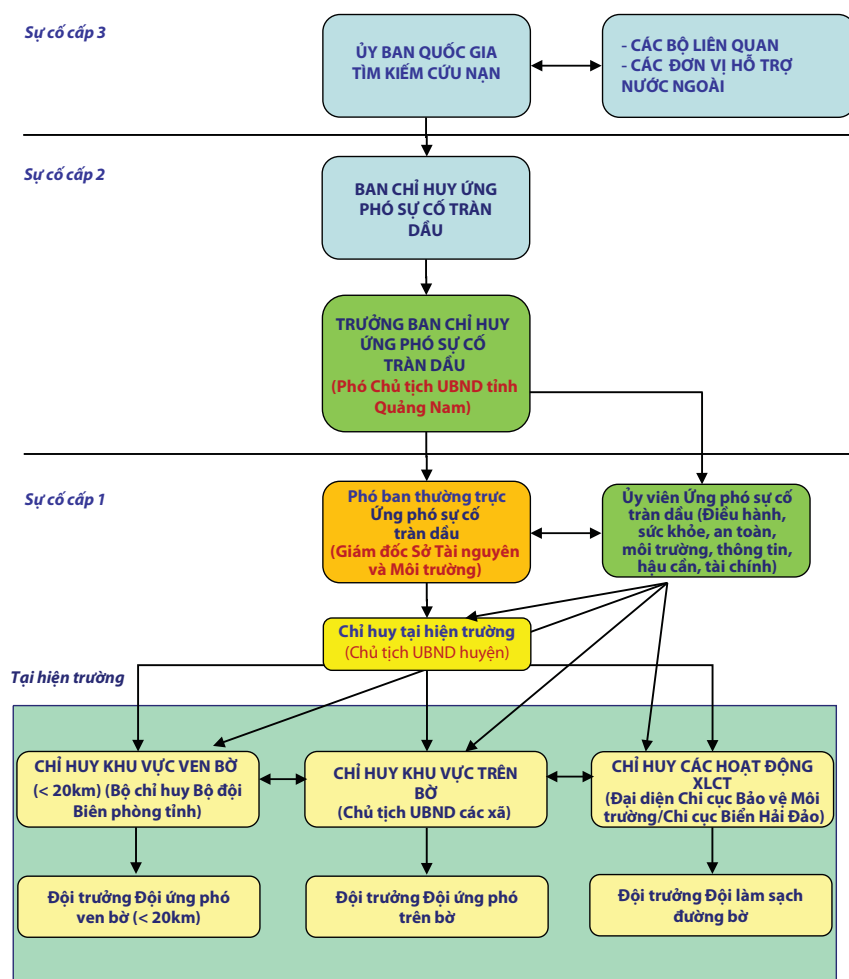
2.5.3. Quy trình tổ chức triển khai ứng phó sự cố tràn dầu

Để triển khai hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu hiệu quả cần có sự phối hợp chặt chẽ của các đơn vị (Hình 11) và thực hiện phương án ứng phó hợp lý. Quy trình ứng phó sự cố tràn dầu được thực hiện theo các nội dung sau:

- Tiếp nhận và xử lý thông tin về sự cố tràn dầu (nhận thông tin, quan trắc, đánh giá sự cố);
- Quyết định phương án ứng phó sự cố tràn dầu;
- Công tác đảm bảo (nguồn lực, an toàn, an ninh);
- Huy động nguồn lực tham gia ứng phó sự cố tràn dầu (nguồn lực hiện có và nguồn lực từ các đơn vị khác);
- Triển khai phương án ứng phó sự cố tràn dầu;
- Kết thúc hoạt động ứng phó sự cố (làm sạch đường bờ và xử lý chất thải nhiễm dầu);
- Các hoạt động phục hồi môi trường sau sự cố tràn dầu (lấy mẫu đánh giá quan trắc; đánh giá tác động môi trường; tiến hành hoạt động phục hồi môi trường);
- Thống kê, xác định mức độ thiệt hại và giải quyết các vấn đề khiếu nại liên quan đến sự cố.

2.6. Công tác bồi thường thiệt hại từ sự cố tràn dầu

UBND tỉnh Quảng Nam là cơ quan chủ trì việc xây dựng và thu thập chứng cứ về sự cố tràn dầu xảy ra tại địa phương để làm căn cứ trong quá trình yêu cầu bồi thường thiệt hại. Chứng cứ sự cố gồm: thông tin về địa điểm, thời gian, đối tượng gây ra sự cố; hậu quả



Hình 11. Sơ đồ tổ chức ứng phó sự cố tràn dầu

của sự cố (như: lượng dầu tràn, khu vực bị ảnh hưởng...); các chứng cứ thiệt hại như: thiệt hại môi trường (thiệt hại cho rừng ngập mặn, suy giảm sản lượng thủy sản khai thác), thiệt hại kinh tế (nuôi trồng thủy sản, du lịch, nông nghiệp), thiệt hại dân sinh (gây ảnh hưởng đến sức khỏe người dân).

Sau khi thu thập đầy đủ các thông tin về sự cố, UBND tỉnh Quảng Nam sẽ thành lập hội đồng thẩm định (gồm các chuyên gia kinh tế, môi trường, nông lâm nghiệp...) để khảo sát hiện trường nhằm thu thập chứng cứ khoa học (chứng cứ thiệt hại) và thông tin về ô nhiễm; đánh giá mức độ, quy mô ô nhiễm, định giá thiệt hại, suy giảm về môi trường, sinh thái; thiệt hại về kinh tế của các tổ chức và cá nhân trong hiện tại và tương lai.

Công tác bồi thường thiệt hại được triển khai theo các bước sau:

- Lập biên bản hiện trường nhằm ghi nhận chứng cứ ban đầu về sự cố, đặc biệt cần thu thập các thông tin cần thiết nhất giữa một bên là đại diện pháp nhân gây ra sự cố, một bên là đại diện pháp nhân bị thiệt hại;
- Sở Tài nguyên và Môi trường tổ chức các nhóm chuyên gia khoa học và phối hợp với cơ quan chức năng quản lý đường thủy nơi xảy ra sự cố tiến hành xây dựng và thu thập toàn bộ hồ sơ, mẫu vật liên quan;
- Sở Tài nguyên và Môi trường phối hợp UBND huyện, thành phố, thị xã nơi xảy ra sự cố tiếp nhận các khiếu nại và báo cáo tổng hợp trình UBND tỉnh;

- Xây dựng hồ sơ khiếu nại gồm: tên và địa chỉ của bên pháp nhân đòi bồi thường; tên và địa chỉ của phương tiện và chủ phương tiện gây sự cố; thời gian và địa điểm xảy ra sự cố; các nguồn lực đã được huy động tham gia vào ứng cứu; các bằng chứng về dầu; các kết luận phân tích về thành phần hóa học dầu và mẫu nước, mẫu bùn chứa dầu, hoặc về mô tả của vệt dầu loang; các bằng chứng và các kết luận về sự suy giảm môi trường; bảng thống kê các chi phí cho việc ứng cứu...

3. Kết luận

Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam được nhóm tác giả xây dựng chi tiết và khoa học đánh giá mức độ nhạy cảm của các khu vực đối với sự cố tràn dầu, từ đó xác định các khu vực ưu tiên, xây dựng bộ máy ứng phó sự cố tràn dầu phù hợp với điều kiện của tỉnh Quảng Nam, đảm bảo công tác ứng phó sự cố tràn dầu được triển khai hiệu quả, giảm thiểu ô nhiễm môi trường trong trường hợp xảy ra sự cố và xây dựng căn cứ pháp lý phục vụ công tác đánh giá và đòi bồi thường thiệt hại từ sự cố tràn dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Liên đoàn Địa chất miền Nam. *Địa mạo động lực và biến đổi đường bờ dài ven biển từ Hòn Sơn Trà (Đà Nẵng) đến mũi Kê Gà (tỉnh Bình Thuận)*. 2009.
2. Viện Hải dương học. *Hiện trạng san hô khu vực biển mũi Bàn Than, huyện Núi Thành và vấn đề quản lý, bảo vệ, phục hồi để khai thác bền vững*. 2008.
3. Ủy ban Nhân dân tỉnh Quảng Nam. *Hiện trạng và quy hoạch phát triển du lịch tỉnh Quảng Nam đến năm 2015*. 2012.
4. Trung tâm Tư vấn, Chuyển giao Công nghệ Nguồn lợi Thủy sinh và Môi trường. *Nguồn lợi sinh vật vùng biển từ Bình Thuận đến Đà Nẵng*. 2010.

5. Viện Hải dương học. *Kế hoạch hành động đa dạng sinh học tỉnh Quảng Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2020*. 2011.
6. Ủy ban Nhân dân huyện Núi Thành. *Tình hình phát triển kinh tế - xã hội năm 2012 và 6 tháng đầu năm 2013 của huyện Núi Thành*.
7. Viện Hải dương học. *Đa dạng sinh học và chất lượng môi trường khu bảo tồn biển Cù Lao Chàm giai đoạn 2004 - 2008*. 2008.
8. RC Consultants, Na Uy. *Chỉ số nhạy cảm môi trường, thứ tự ưu tiên và các bản đồ nhạy cảm/ưu tiên cho các trường hợp tràn dầu và kế hoạch ứng cứu tràn dầu*. 1998.
9. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). *Environmental sensitivity index guidelines version 3.0*. NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 11. 2002.
10. Lê Thị Xuân Lan và nnk. *Đánh giá xu thế biến động của mực nước triều vùng biển miền Trung*. 2013.
11. Cục Thống kê tỉnh Quảng Nam. *Niên giám thống kê huyện Núi Thành*. 2012.
12. Cục Thống kê tỉnh Quảng Nam. *Niên giám thống kê huyện Duy Xuyên*. 2012.
13. Cục Thống kê tỉnh Quảng Nam. *Niên giám thống kê thành phố Hội An*. 2012.
14. Cục Thống kê tỉnh Quảng Nam. *Niên giám thống kê tỉnh Quảng Nam*. 2012.
15. Cục Thống kê tỉnh Quảng Nam. *Niên giám thống kê tỉnh Quảng Nam*. 2012.
16. Phạm Thuộc và nnk. *Đa dạng sinh học vùng biển Nam Việt Nam và những định hướng cho sự phát triển bền vững*. 2005.
17. Công ty TNHH MTV Dầu khí Tp. Hồ Chí Minh. *Tiêu chuẩn cơ sở TCCS 03:2010/SP: Nhiên liệu diesel (DO)*. 2010.
18. Ban quản lý Khu bảo tồn biển Cù Lao Chàm. <http://culaochammpa.com.vn>.

Developing oil spill response plan for Quang Nam province

Tran Phi Hung, Nguyen Khanh Toan, Thai Cam Tu
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Quang Nam is a coastal province with 126km shoreline. It has many kinds of natural resources and is well known for its Cu Lao Cham - Hoi An World Biosphere Reserve. An oil spill response plan for Quang Nam has been set up on the basis of data collection and assessment of the province's natural resources, shoreline status, risks of oil spill and response resources. The results of the study include environmental sensitivity maps, priority zoning map for response activities and oil spill response plan for 06 coastal districts of Quang Nam.

Key words: Oil spill incident, oil spill model, oil spill response, environmental sensitivity maps, environmental sensitivity index, Quang Nam province.

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ BƠM ÉP THẨM “PARASQUEEZE” ĐỂ NGĂN NGỪA LẮNG ĐỘNG PARAFFIN-ASPHALTENE TRONG GIẾNG KHAI THÁC DẦU

ThS. Bùi Việt Đức¹, KS. L.I.Philimonov¹, TS. Dương Danh Lam², TS. Nguyễn Quốc Dũng²
KS. Phan Đức Tuấn², KS. Teanjuob Mahantassanapong³, KS. Nguyễn Sơn Tuấn³
TS. Đặng Cửa⁴, TS. Nguyễn Thúc Kháng⁴, TS. Ngô Văn Tự⁴

¹Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường - DPEC

²Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

³Nalco Pacific Pte. Ltd.

⁴Chi hội Khoan - Khai thác Tp. Vũng Tàu

Email: info@dpec.com.vn

Tóm tắt

Việc nghiên cứu và áp dụng công nghệ ép thẩm (squeeze) hóa phẩm ức chế vào vỉa (Parasqueeze) giúp ngăn ngừa sự hình thành lắng đọng nhựa paraffin-asphaltene trong cột ống khai thác được tiến hành sau khi làm sạch bằng các phương pháp thông thường (bơm hơi nóng, dầu nóng...). Các loại hóa phẩm ức chế được sử dụng nhằm cải thiện đặc tính lưu biến của dầu và hỗn hợp khí - dầu nhờ giảm nhiệt độ đông đặc; độ nhớt và ứng suất tới hạn để tăng khả năng chảy của dầu thô, tạo điều kiện thuận lợi cho việc vận chuyển dầu khai thác đến hệ thống thu gom, xử lý trên bề mặt và/hoặc tàu chứa dầu, ngăn ngừa lắng đọng dạng chất sáp trên bề mặt trong của cột ống khai thác. Bài báo giới thiệu kết quả áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze tại 2 giếng khai thác bằng gaslift của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” với hệ số thành công đạt 100%.

Từ khóa: Nhựa paraffin-asphaltene, công nghệ ép thẩm, hóa phẩm ức chế, sản lượng khai thác, nhiệt độ đông đặc, độ nhớt, ứng suất tới hạn.

1. Mở đầu

Đặc điểm cơ bản của dầu và hỗn hợp dầu - khí khai thác ở các mỏ thuộc Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” là có hàm lượng paraffin cao (19 - 27%), nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C). Sự có mặt của paraffin gây khó khăn trong quá trình khai thác, thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm. 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 [1].

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã áp dụng một số giải pháp công nghệ mới nhằm cải thiện tính chất của dòng dầu khai thác trong toàn bộ hệ thống thu gom xử lý và vận chuyển dầu. Trong đó có giải pháp đó là sử dụng hóa chất phá paraffin hay còn gọi là hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc (Pour point depressant - PPD) của dầu thô; giúp giảm độ nhớt và ứng suất động, từ đó làm tăng khả năng chảy của hỗn hợp dầu - khí khai thác. Giải pháp này còn có tác dụng ngăn ngừa quá trình tạo thành lớp nhựa paraffin-asphaltene trên thành cột ống khai thác, các thiết bị và hệ thống thu gom trên bề mặt.

Giải pháp trên được các công ty dầu khí trên thế giới và Vietsovpetro sử dụng cho hệ thống từ trong lòng cột ống khai thác và hệ thống thu gom trên bề mặt. Đối với các giếng có lưu lượng không lớn, nhiệt độ ở vùng cận đáy giếng thấp thì khả năng lắng đọng paraffin cao. Việc xử lý vùng cận đáy giếng bằng các phương pháp truyền thống (như xử lý acid, vỡ vữa thủy lực, tạo xung động...) không đạt hiệu quả cao. Do đó, Vietsovpetro đã phối hợp với Công ty TNHH Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường - DPEC, Nalco Pacific Pte. Ltd., Chi hội Khoan - Khai thác Tp. Vũng Tàu đã nghiên cứu và đưa vào áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze để ngăn ngừa lắng đọng paraffin-asphaltene ở vùng cận đáy giếng và trong giếng khai thác dầu. Đây cũng là lần đầu tiên công nghệ Parasqueeze sử dụng hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc trong vùng cận đáy giếng thay vì chỉ ở trong cột ống khai thác hay hệ thống thu gom dầu khí trên bề mặt.

2. Đặc điểm của công nghệ Parasqueeze

2.1. Mục đích và phạm vi áp dụng công nghệ Parasqueeze

Với công nghệ Parasqueeze, các hóa chất được bơm trực tiếp vào vỉa dầu đang khai thác giúp cải thiện độ nhớt, tính chất lưu biến của dầu và hỗn hợp dầu - khí, ngăn ngừa sự tích tụ các lớp nhựa paraffin-asphaltene

bám dính trong đá chứa và trên thành cột ống khai thác. Nhờ đó, có thể kéo dài và đảm bảo cột ống khai thác sạch hơn vì bề mặt trong cột ống khai thác không bị tích tụ nhựa paraffin-asphaltene trong khoảng thời gian tương đối dài. Các chất ức chế paraffin có thể bơm theo từng đợt trong quá trình áp dụng công nghệ Parasqueeze. Hiệu quả của công nghệ này cho một đợt xử lý có thể kéo dài từ 3 - 6 tháng.

Khi được bơm vào vỉa, sự có mặt của các hóa chất trong đá chứa còn phản ứng với thành phần sáp paraffin trong dầu giúp ngăn ngừa tạo thành các chất sáp có số lượng lớn mạch dài trong dầu thô, từ đó làm tăng khả năng chảy của hỗn hợp dầu - khí, tạo điều kiện thuận lợi cho công việc khai thác, thu gom, vận chuyển và tàng trữ dầu thô.

2.2. Các hóa chất sử dụng trong công nghệ Parasqueeze

2.2.1. Hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD)

Hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc được lựa chọn trên cơ sở thử nghiệm tại phòng thí nghiệm để phù hợp với loại dầu và paraffin của từng mỏ/từng giếng. Hóa chất này có khả năng cải thiện tính chất lưu biến của dầu và hỗn hợp dầu - khí (làm giảm nhiệt độ đông đặc, độ nhớt và ứng suất động, làm tăng khả năng vận động của dầu thô), ngăn ngừa sự tạo thành lớp nhựa paraffin-asphaltene trên bề mặt cột ống khai thác.

Khi được bơm ép vào vỉa, hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc lưu lại trong lòng đá và từ từ chảy ngược trở lại cùng với dòng dầu - khí khai thác qua cột ống khai thác và làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô, ngăn ngừa sự hình thành các lớp nhựa paraffin-asphaltene trên bề mặt cột ống khai thác.

2.2.2. Chất kích hoạt (Activator)

Chất kích hoạt (hay còn gọi là phụ gia hoạt tính) được sử dụng đồng thời trong tổ hợp các hóa chất của công nghệ Parasqueeze. Chất kích hoạt khi được bơm vào vỉa sẽ phản ứng với hóa chất làm giảm nhiệt độ đông đặc tạo ra các thể vật chất dạng gai nhọn, sau đó hấp thụ trên bề mặt của đá chứa. Sau một thời gian nhất định, hỗn hợp chất ức chế PPD sẽ kết lắng trong đá chứa và chảy ngược

trở lại cùng với dầu thô từ vỉa vào giếng. Chất ức chế này sẽ phản ứng với thành phần sáp paraffin có trong dầu thô ngăn ngừa sự thành tạo sáp mạch dài, do đó có thể làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô trong quá trình khai thác.

2.2.3. Dung môi hỗ trợ (Mutual solvent)

Dung môi hỗ trợ được đề xuất sử dụng nhằm góp phần tẩy rửa và làm sạch các lắng đọng paraffin trong cột ống khai thác còn dư thừa sau khi đã tiến hành làm sạch bằng phương pháp nhiệt. Dung môi hỗ trợ chỉ thích hợp đối với giếng có độ ngập nước lớn ở sản phẩm khai thác và không thích hợp với giếng có độ ngập nước sản phẩm khai thác < 5%.

2.2.4. Dung môi làm sạch (Cleaning solvent)

Dung môi làm sạch có điểm chớp cháy cao (> 62°C), có tác dụng làm phân rã và hòa tan các chất sáp ở thành giếng trước khi tiến hành công nghệ Parasqueeze. Trong trường hợp dòng sản phẩm khai thác có độ ngập nước cao, dung môi này được đề xuất hòa trộn với 10 - 15% thể tích dung môi hỗ trợ (Mutual solvent) để sử dụng.

Bảng 1 là đặc tính của tầng sản phẩm phù hợp để áp dụng công nghệ Parasqueeze.

3. Kết quả áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze tại 2 giếng khai thác của Vietsovpetro

Trên cơ sở phân tích và xem xét tính ưu việt của giải pháp, nguyên lý tác dụng của hóa phẩm sử dụng, dựa trên tính chất của tầng đá chứa (lưu lượng dầu khai thác, độ ngập nước của sản phẩm khai thác, độ thấm và độ rỗng của đất đá), Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ Parasqueeze cho 2 giếng khai thác R81 (mỏ Rồng) và BH2011 (mỏ Bạch Hổ).

3.1. Đối với giếng BH2011

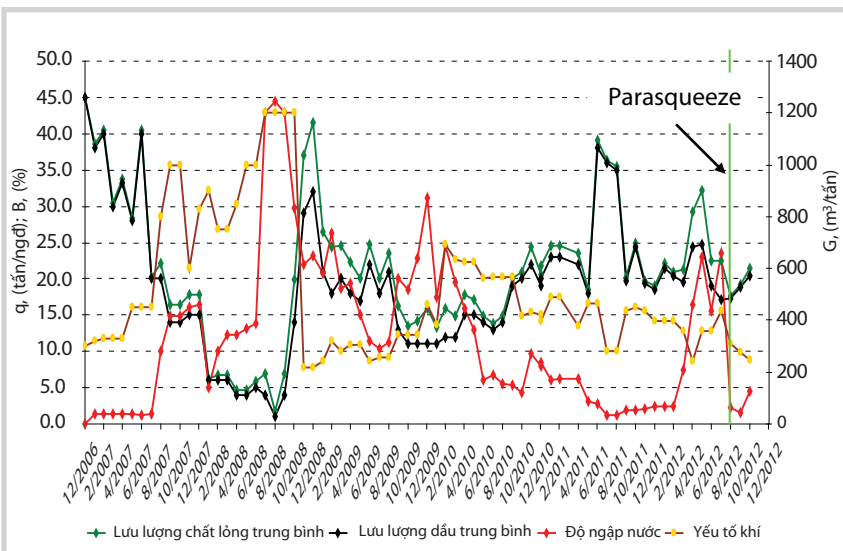
Trước khi áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze, giếng BH2011 khai thác bằng phương pháp gaslift thuộc đối tượng Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ. Các thông số làm việc của giếng: $P_m = 11 \text{ atm}$; $T_m = 30^\circ\text{C}$; $P_{nc} = 60 \text{ atm}$; độ ngập nước $B = 21\%$; $Q_d = 18 \text{ tấn/ngày đêm}$; $Q_{\text{gaslift}} = 14.780 \text{ m}^3/\text{ngày đêm}$ (ngày 15/7/2012). Công nghệ Parasqueeze được

Bảng 1. Đặc tính của tầng sản phẩm áp dụng công nghệ Parasqueeze

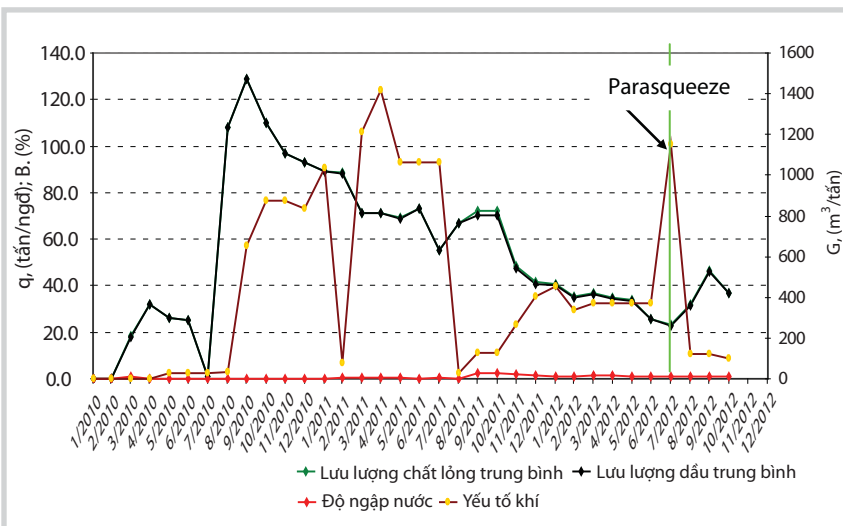
Các thông số	Đơn vị đo	Giá trị	Ghi chú
Lưu lượng dầu khai thác	thùng dầu/ngày	500 - 1.500	
Độ ngập nước	%	< 20	Càng nhỏ càng tốt
Độ thấm thấu	mD	30 - 60	Không nhỏ hơn 2mD
Độ rỗng	%	22 - 25	Không nhỏ hơn 6%

Bảng 2. Các bước tiến hành công nghệ Parasqueeze tại giếng BH2011

Thời gian	Các bước tiến hành	Áp suất miệng giếng (P_m), atm	Áp suất ngoài cột ống khai thác (P_{nc}), atm
27/7/2012 (10 giờ 45 - 15 giờ 55)	Làm sạch sơ bộ lắng đọng dạng sáp bằng hơi nóng theo công nghệ của Vietsovpetro	-	-
27/7/2012 (Từ 16 giờ)	Gọi dòng lại giếng, $V_{gaslift} = 15.000\text{m}^3/\text{ngày đêm}$	-	-
29/7/2012 (7 giờ 45 - 7 giờ 55)	Đóng giếng	13	54
29/7/2012 (8 giờ - 9 giờ 20)	Bơm 18m^3 dung môi vào cột ống khai thác ($16,2\text{m}^3$ dầu diesel + $1,8\text{m}^3$ dung môi hỗ trợ)	13 - 0	54 - 62
29/7/2012 (9 giờ 20 - 15 giờ 30)	Đóng giếng	0 - 35	62
29/7/2012 Từ 15 giờ 30	Đưa giếng vào làm việc $V_{gaslift} = 15.000\text{m}^3/\text{ngày đêm}$	35 - 13	57 - 94
31/7/2012 (6 giờ 50 - 9 giờ)	Dùng bơm khí gaslift, đóng van ngoài cần	13 - 80	57 - 94
31/7/2012 (9 giờ - 9 giờ 12)	Bơm 1m^3 chất kích hoạt phụ gia hoạt tính vào cột ống khai thác	80 - 70	94
31/7/2012 (9 giờ 12 - 9 giờ 26)	Bơm 2m^3 dầu diesel vào cột ống khai thác	70 - 45	95
31/7/2012 (9 giờ 26 - 9 giờ 38)	Bơm 2m^3 dung dịch ức chế (1m^3 chất làm giảm nhiệt độ đông đặc + 1m^3 diesel) vào cột ống khai thác	45 - 15	96
31/7/2012 (9 giờ 38 - 12 giờ)	Bơm 59m^3 dầu diesel vào cột ống khai thác	15 - 0	96 - 106
31/7/2012 (Từ 12 giờ)	Đóng giếng 24 giờ	0	106
1/8/2012 (12 giờ)	Gọi dòng giếng $V_{gaslift} = 15.000\text{m}^3/\text{ngày đêm}$	-	-



Hình 1. Động thái làm việc của giếng BH2011 trước và sau khi áp dụng công nghệ "Parasqueeze"



Hình 2. Động thái làm việc của giếng R81 trước và sau khi áp dụng công nghệ "Parasqueeze"

chuẩn bị và áp dụng tại giếng BH2011 từ ngày 29 - 31/7/2012 (Bảng 2).

Hình 1 thể hiện động thái làm việc của giếng trước và sau khi áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze. Kết quả cho thấy sau khi xử lý, độ ngập nước sản phẩm khai thác giảm từ 21% xuống còn 1%; khoảng thời gian hiệu quả giữa các lần làm sạch cột ống khai thác tăng từ 8 - 14 ngày lên 25 ngày. Áp suất đo được tại đầu ra ở miệng giếng tăng lên từ 11atm lên 12 - 15atm, chứng tỏ lưu lượng khai thác giếng tăng lên đáng kể. Tổng lượng dầu khai thác gia tăng nhờ áp dụng công nghệ Parasqueeze là 238 tấn (tính đến ngày 1/11/2012).

3.2. Đối với giếng R81

Trước khi áp dụng công nghệ Parasqueeze, dầu từ giếng R81 được khai thác bằng phương pháp gaslift, thuộc đối tượng Oligocene dưới mỏ Rồng. Các thông số làm việc: $P_m = 8 - 9,5\text{atm}$; $T_m = 25^\circ\text{C}$; $P_{nc} = 53\text{atm}$; độ ngập nước $B = 1,2\%$; $Q_d = 24$ tấn/ngày đêm; $Q_{gaslift} = 25.000\text{m}^3/\text{ngày đêm}$ (ngày 1/8/2012). Vietsovpetro đã tiến hành áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze ở giếng R81 từ ngày 15 - 19/8/2012 theo các bước tương tự ở giếng BH2011.

Kết quả theo dõi động thái làm việc của giếng R81 trước và sau khi áp dụng công nghệ Parasqueeze (Hình 2) cho thấy: Độ ngập nước sản phẩm khai thác giảm từ 1 - 2% xuống còn 0,5%; lưu lượng khai thác giếng khai thác tăng từ 24 - 27 tấn/ngày đêm lên 55 tấn/ngày đêm. Tổng lượng dầu khai thác gia tăng nhờ áp dụng công nghệ Parasqueeze là 1.082 tấn (tính đến ngày 1/11/2012).

4. Kết luận

Công nghệ Parasqueeze lần đầu tiên cho phép mở rộng giới hạn sử dụng chất PPD vào vùng cận đáy giếng thay vì chỉ sử dụng trong cột ống khai thác hay hệ thống thu gom dầu khí trên bề mặt. Công nghệ này cho phép ứng dụng ngay cả với các giếng khai thác khi các giải pháp gia tăng sản lượng truyền thống không đạt hiệu quả hoặc hiệu quả thấp.

Kết quả áp dụng thử nghiệm công nghệ Parasqueeze lần đầu tiên tại Vietsovpetro cho thấy hệ số thành công đạt 100%. Tổng lượng dầu khai thác gia tăng sau 1 lần

áp dụng công nghệ Parasqueeze cho 2 giếng BH 2011 và R81 là 1.320 tấn (trong đó, giếng BH2011 là 238 tấn và giếng R81 là 1.082 tấn). Sau khi xử lý, độ ngập nước sản phẩm khai thác của giếng BH2011 giảm từ 20% xuống còn 1%, độ ngập nước của giếng R81 giảm từ 1,2% xuống còn 0,5%.

Nhóm tác giả đề xuất tiếp tục nghiên cứu và triển khai thử nghiệm công nghệ Parasqueeze ở các giếng khai thác khác, đặc biệt là các giếng có khả năng lắng đọng paraffin cao ở vùng cận đáy giếng và trong cột ống khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. Tổng Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa. *Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"*. Tập chí Dầu khí. 2015; 2: trang 43 - 52.
2. DPEC. *Application of technology for preventing formation of asphaltic-resinous-paraffin deposits*. 2012.

Application of "Parasqueeze" technology to prevent formation of asphaltic-resinous-paraffin deposits in production wells

Bui Viet Duc¹, L.I.Philimonov¹, Duong Danh Lam²
 Nguyen Quoc Dung², Phan Duc Tuan², Teanjuob Mahantassanapong³
 Nguyen Son Tuan³, Dang Cua⁴, Nguyen Thuc Khang⁴, Ngo Van Tu⁴

¹DPEC

²Vietsovpetro

³Nalco Pacific Pte. Ltd.

⁴Vung Tau Branch of Drilling-Production Association

Summary

"Parasqueeze" technology is studied and applied to prevent formation of asphaltic-resinous-paraffin (ARP) deposits in well tubing by squeezing chemical inhibitors through the reservoir after dewaxing (by steam or pumping hot oil, etc). The chemical inhibitors are used to improve the rheological characteristics of oil and gas-oil mixtures by reducing the oil pour point temperature, viscosity and yield stress for better flow ability of crude oil. This is beneficial for transportation of produced oil to the production surface equipment, the collector system, oil treatment unit and/or storage tanker as well as for prevention of wax deposition on the production tubing walls. The paper presents the results of experimental Parasqueeze technology application in two gas lift wells of Vietsovpetro Joint Venture with the coefficient of success being 100%.

Key words: Asphaltic-Resinous-Paraffin (ARP), Parasqueeze, chemical inhibitors, well productivity, pour point temperature, viscosity, yield stress.

TIN TRONG NGÀNH

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với KPC



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp đoàn công tác của KPC. Ảnh: PVN

Ngày 7/9/2015, tại Hà Nội, Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tiếp ông Nizar Al-Adsani - Phó Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Kuwait (KPC) nhân chuyến công tác tại Việt Nam để kiểm tra tiến độ triển khai dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn được khởi công ngày 23/10/2013, có tổng mức đầu tư hơn 9 tỷ USD, công suất 10 triệu tấn/năm (200.000 thùng/ngày). Dự án do KPI (đơn vị thành viên của KPC), Idemitsu Kosan (Nhật Bản), Hóa chất

Mitsui (Nhật Bản) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hợp tác đầu tư. Dự kiến, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn sẽ đi vào vận hành thương mại vào giữa năm 2017.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ ủng hộ, tạo điều kiện thuận lợi cho Liên doanh hoạt động theo hướng hiệu quả, bền vững, lâu dài; đồng thời sẽ báo cáo Chính phủ Việt Nam các vấn đề còn vướng mắc để dự án “về đích” đúng hạn. Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh đề nghị KPC tạo điều kiện để các đơn vị thành viên của Tập đoàn được tham gia vào các khâu cốt lõi của dự án như: dịch vụ kỹ thuật, dịch vụ cảng; tàng trữ, vận chuyển dầu thô; bảo hiểm cho quá trình vận chuyển dầu thô từ Kuwait sang Việt Nam; bảo dưỡng, phân phối sản phẩm...

Lãnh đạo KPC khẳng định Kuwait có tiềm năng dầu mỏ rất lớn và đặc biệt ưu tiên cho KPC/KPI phát triển lĩnh vực lọc hóa dầu. KPI đang nghiên cứu mô hình chế biến sâu cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ông Nizar Al-Adsani bày tỏ mong muốn mở rộng đầu tư, hợp tác lâu dài với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, không chỉ trên lãnh thổ Việt Nam mà còn trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương, ASEAN cũng như khu vực Trung Đông.

Phạm Xuân

Gắn biển công trình Hệ thống thu gom và phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình

Ngày 18/9/2015, tại Thái Bình, Dự án “Hệ thống thu gom và phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình (Lô 102 & 106), giai đoạn 1” đã được gắn biển công trình chào mừng Đại hội Đảng bộ Khối Doanh nghiệp Trung ương lần thứ II và Đại hội Đảng bộ tỉnh Thái Bình lần thứ XIX, nhiệm kỳ 2015 -2020.

Dự án “Hệ thống thu gom và phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình” do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư, với mức đầu tư trong giai đoạn 1 là 91,7 triệu USD (tương đương 1.925 tỷ đồng). Dự án hạ nguồn “Hệ thống phân phối khí thấp áp cho Khu công nghiệp Tiên Hải - Thái Bình” do PV GAS ủy quyền cho Công ty CP Phân phối khí Thấp áp Dầu khí Việt Nam (PVGASD) làm chủ đầu tư với mức đầu tư là 62,11 triệu USD (tương đương 1.311 tỷ đồng).

Trong giai đoạn 1, Hệ thống khí Hàm Rồng - Thái Bình sẽ tiếp nhận và phân phối đến các hộ tiêu thụ qua kênh phân phối khí thấp áp, CNG với sản lượng khí ước tính



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác thăm Trung tâm phân phối khí Tiên Hải. Ảnh: PV GAS

khoảng trên 560.000m³ khí/ngày đêm (khoảng trên 200 triệu m³ khí/năm). Hệ thống sẽ góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh Thái Bình và các tỉnh lân cận. Đây cũng là chiến lược mở rộng thị trường khí ra khu vực phía Bắc của PV GAS.

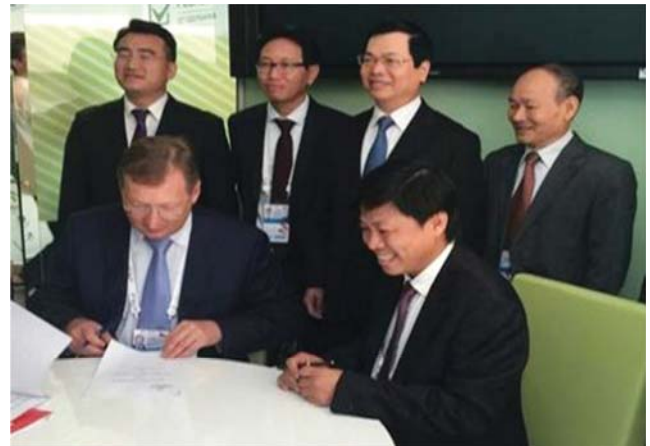
Nguyễn Cẩm

Đẩy mạnh hợp tác năng lượng với Liên bang Nga

Nhân dịp tham dự Diễn đàn Kinh tế phương Đông (EEF) tại Liên bang Nga, ngày 4/9/2015, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng và Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Aleksander Novak.

Hai bên đã thảo luận các biện pháp nhằm đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng, cụ thể là các dự án dầu khí tại Việt Nam và Liên bang Nga; khả năng hợp tác sâu hơn trong lĩnh vực dầu khí và cung ứng than cho một số dự án nhiệt điện tại Việt Nam. Hai bên khẳng định hợp tác trong lĩnh vực năng lượng trong thời gian tới tiếp tục giữ vị trí quan trọng trong hợp tác kinh tế giữa Liên bang Nga và Việt Nam. Nhân dịp này, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng và Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã chứng kiến Lễ ký kết Biên bản ghi nhớ về hợp tác toàn diện trong việc đầu tư và thăm dò khai thác dầu khí tại Lô 12/11 giữa Petechim, Sovico Holdings và Tập đoàn Zarubezhneft.

Trước đó, phát biểu tại phiên họp toàn thể của Diễn đàn Kinh tế phương Đông, Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin nhấn mạnh ưu tiên mở rộng tự do kinh tế,



Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng chứng kiến Lễ ký kết biên bản ghi nhớ giữa Petechim, Sovico Holdings và Zarubezhneft. Ảnh: CTV

cung cấp điều kiện tốt nhất để các nhà đầu tư hoạt động có hiệu quả, để vùng Viễn Đông của Liên bang Nga có thể cạnh tranh với các trung tâm kinh tế hàng đầu. Tổng thống Liên bang Nga cho biết Tập đoàn dầu khí lớn nhất của Liên bang Nga là Rosneft sẽ đầu tư 1.300 tỷ ruble (19,56 tỷ USD) vào các dự án tại khu vực này.

Nguyễn Hoàng

Ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ bảo trì sửa chữa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1



Lãnh đạo PV Power và PVPS ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ bảo trì sửa chữa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 năm 2015. Ảnh: PV Power

Ngày 8/9/2015, tại Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) và Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam (PVPS) đã ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ bảo trì sửa chữa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 năm 2015. Theo Hợp đồng, phạm vi công việc chính PVPS thực hiện gồm: bảo dưỡng sửa chữa các hạng mục thiết bị công nghệ, xử lý sự cố, công tác phòng chống ăn mòn cho Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 kể từ khi cấp Chứng chỉ bàn giao có điều kiện (PAC) Tổ máy số 1 và kết

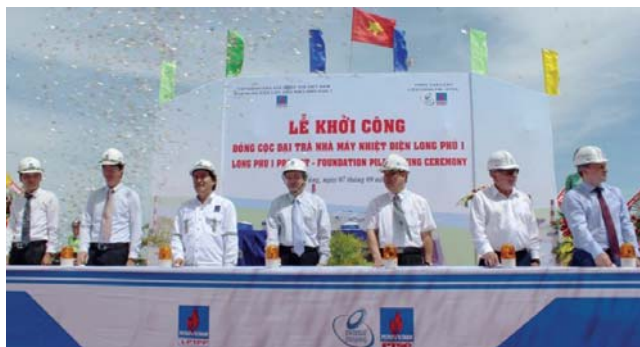
thúc vào ngày 31/12/2015 hoặc thời điểm khác do 2 bên thỏa thuận.

Tổng giám đốc PV Power Vũ Huy Quang cho biết việc ký kết hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa có ý nghĩa hết sức quan trọng đối với sự vận hành an toàn, ổn định, nâng cao độ khả dụng của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Lãnh đạo PV Power đánh giá cao PVPS đã triển khai hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, định kỳ, sửa chữa sự cố để đảm bảo các nhà máy nhiệt điện khí và thủy điện vận hành an toàn, hiệu quả. Trên cơ sở đó, PVPS cần liên doanh liên kết với các đối tác có nhiều kinh nghiệm, đẩy mạnh công tác đào tạo chuyên sâu, xây dựng đội ngũ chuyên gia giỏi; tập trung nghiên cứu, đề xuất phương án tối ưu cho công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện nói chung và nhà máy nhiệt điện than nói riêng.

Theo Chủ tịch HĐQT PVPS Phan Ngọc Hiền, công tác bảo trì, sửa chữa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sẽ là tiền đề để PVPS xây dựng, phát triển đội ngũ nhân lực có kinh nghiệm và trình độ chuyên môn cao, thực hiện tốt công tác bảo dưỡng sửa chữa cho các nhà máy nhiệt điện than tiếp theo trong tương lai.

Thúy Hằng

Đóng cọc đại trà Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1



Nghị thức khởi công đóng cọc đại trà Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Ảnh: PVN

Ngày 7/9/2015, tại tỉnh Sóc Trăng, Ban Quản lý Dự án Điện lực Dầu khí Long Phú 1 và Liên danh Tổng thầu Power Machines (Liên bang Nga) - Tổng công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã khởi công đóng cọc đại trà Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1.

Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy), sử dụng công nghệ lò hơi đốt than phun, áp suất hơi siêu tới hạn. Đây là công trình trọng điểm quốc gia nằm trong Quy hoạch phát triển

điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Theo kế hoạch, Nhà máy sẽ đưa vào vận hành thương mại tổ máy số 1 trong năm 2018 và tổ máy số 2 trong năm 2019. Khi hoàn thành và đi vào vận hành, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 sẽ góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, chuyển dịch cơ cấu kinh tế của tỉnh Sóc Trăng nói riêng và của khu vực Tây Nam Bộ nói chung.

Nhân dịp này, Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã phát động thi đua xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 đảm bảo tiến độ - an toàn - chất lượng với các mục tiêu cụ thể: Quyết tâm hoàn thành xây dựng Nhà máy đúng tiến độ theo mốc đã đặt ra; người lao động phải thi công an toàn, bảo đảm vệ sinh môi trường, thực hành tiết kiệm và chống lãng phí; đẩy mạnh phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, không ngừng nâng cao năng suất lao động, tuyệt đối tuân thủ các quy định về quản lý chất lượng công trình.

Thúy Hằng

Bảo dưỡng tổng thể FPSO Ruby II theo phương án "Dòng dầu tự chảy"

Sau 5 năm vận hành an toàn, FPSO Ruby II và cụm mỏ Hồng Ngọc đã tiến hành bảo dưỡng định kỳ theo kế hoạch. Để duy trì sản lượng nội mỏ, Liên doanh VOFT - Công ty CP Dịch vụ Khai thác Dầu khí PTSC (PPS) và chủ đầu tư PCVL đã quyết định triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể FPSO Ruby II theo phương án "Dòng dầu tự chảy".



FPSO Ruby II. Ảnh: PTSC

động lại tiết kiệm được thời gian chờ, giúp gia tăng sản lượng khai thác, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho PCVL.

Việc triển khai công tác bảo dưỡng định kỳ trong khi vẫn duy trì được sản lượng dầu khai thác tại cụm mỏ Hồng Ngọc đã khẳng định năng lực và sự trưởng thành vượt bậc trong công tác quản lý vận hành và bảo dưỡng tàu FPSO/FSO của PTSC, PPS.

Minh Hoàng

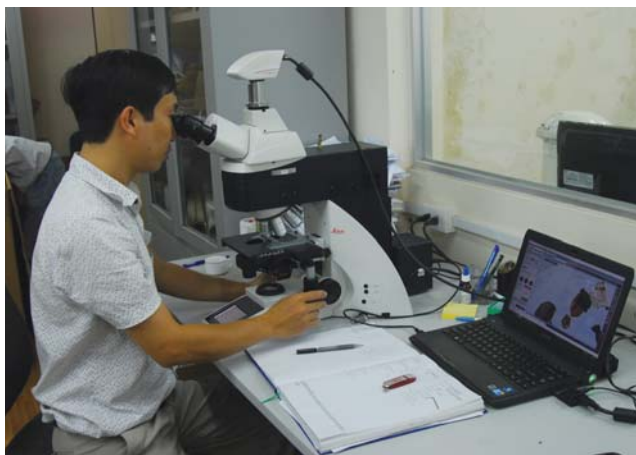
PTSC THỰC HIỆN GÓI THẦU SỐ 8 DỰ ÁN CẢNG BIỂN TRUNG TÂM ĐIỆN LỰC DUYÊN HẢI

Ngày 6/9/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Ban Quản lý Dự án Nhiệt điện 3 (đại diện chủ đầu tư Tổng công ty Phát điện 1) đã ký Hợp đồng thực hiện "Gói thầu số 8 - Thi công nạo vét luồng và vũng quay tàu từ cao độ -6,5m CD xuống -9,5m CD" dự án Cảng biển Trung tâm Điện lực Duyên hải (tỉnh Trà Vinh) với Liên danh nhà thầu Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) - Công ty CP Tư vấn và Xây dựng Phú Xuân.

Đây là gói thầu thuộc một trong các hạng mục của Dự án Trung tâm Điện lực Duyên Hải, do Tổng công ty Phát điện 1 làm chủ đầu tư. Dự án gồm hệ thống bến bến nhập than, bến nhập dầu, tuyến dè chắn sóng, hệ thống thiết bị bốc dỡ than, thiết bị hút rót dầu và hệ thống ống dẫn dầu tại bến dầu, hệ thống phao tiêu báo hiệu dẫn luồng. Khi đi vào hoạt động, hệ thống Cảng biển nước sâu này sẽ tiếp nhận và cung cấp đầy đủ nhiên liệu cho hoạt động của các nhà máy điện thuộc trung tâm Điện lực Duyên Hải, đáp ứng cầu điện của khu vực phía Nam, đồng thời góp phần phát triển kinh tế khu vực Đồng bằng sông Cửu Long.

Phạm Trung

Cục Sở hữu Trí tuệ chấp nhận 6 đơn đăng ký sáng chế của VPI



Phân tích mẫu tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs). Ảnh: VPI

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đã cơ bản hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch đề ra trong 9 tháng đầu năm 2015, triển khai thực hiện 187 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, 110 hợp đồng dịch vụ khoa học công nghệ; đọc thẩm định, nhận xét 13 báo cáo (RAR, FDP...); thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung.

Viện Dầu khí Việt Nam đã được Cục Sở hữu Trí tuệ (Bộ Khoa học và Công nghệ) chấp nhận 6 đơn đăng ký sáng chế: Chất xúc tác dùng để khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối và quy trình khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối sử dụng chất xúc tác này; Nhiên liệu được nhũ tương hóa bao gồm dầu nhiệt phân sinh khối và dầu diesel; Phương pháp thu hồi niken từ chất xúc tác thải chỉ chứa niken trong pha hoạt tính và

phương pháp sản xuất chất xúc tác dùng để xử lý carbon monoxide và hydrocarbon trong khói thải; Dung dịch khoan vi bột gốc nước dùng cho các vỉa chứa có áp suất thấp và quy trình chế tạo dung dịch khoan này; Chế phẩm ức chế ăn mòn và chống đóng cặn, quy trình chế tạo và quy trình ứng dụng chế phẩm này; Chất xúc tác của phản ứng Fischer - Tropsch và quy trình chế tạo chất xúc tác này.

Trong các tháng cuối năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung thực hiện các giải pháp để vượt qua khó khăn thách thức, quyết tâm hoàn thành và hoàn thành vượt mức kế hoạch được giao; nghiệm thu/hoàn thành 22 đề tài/nhiệm vụ chuyển tiếp đúng thời hạn và đảm bảo chất lượng; ký mới và tổ chức triển khai đảm bảo tiến độ, chất lượng 79 đề tài/nhiệm vụ. Viện Dầu khí Việt Nam sẽ sử dụng hiệu quả Quỹ phát triển hoạt động sự nghiệp để thực hiện đề tài/nhiệm vụ mang tính chất nghiên cứu cơ bản, đi trước đón đầu (khởi điểm hoặc hoàn thiện cụm/chuỗi đề tài/nhiệm vụ dài hạn); hỗ trợ ứng dụng/thương mại hóa kết quả nghiên cứu (đăng ký sáng chế/giải pháp hữu ích/bản quyền sản phẩm, đầu tư liên doanh, liên kết để sản xuất và phân phối sản phẩm là kết quả nghiên cứu); đào tạo, bồi dưỡng nguồn nhân lực, tập trung đào tạo chuyên gia theo quy hoạch chuyên gia; đầu tư liên doanh, liên kết cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, nâng cao năng lực, hiệu quả hoạt động của các đơn vị, nhất là trong bối cảnh khó khăn do ảnh hưởng của giá dầu suy giảm mạnh.

Ngọc Linh

PVC ký hợp đồng hạn mức tín dụng với BIDV

Ngày 21/9/2015, tại Hà Nội, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và Ngân hàng TMCP Đầu tư và Phát triển Việt Nam BIDV - Chi nhánh Hà Tây đã ký Hợp đồng hạn mức tín dụng vốn lưu động phục vụ hoạt động sản xuất kinh doanh giá trị 1.000 tỷ đồng.

Theo Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng, Tập đoàn đã tin tưởng giao cho PVC làm Tổng thầu EPC và tham gia các dự án trọng điểm như: Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Vũng Áng 1, Sông Hậu 1, Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy xử lý khí Cà Mau... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PVC phải sử dụng nguồn vốn hiệu quả, phát huy tối đa lợi thế để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Sau 30 năm xây dựng phát triển, PVC đã trở thành doanh nghiệp xây lắp chủ lực của ngành Dầu khí, khẳng định uy tín, năng lực qua các công trình trọng điểm đầu



Tổng giám đốc PVC và BIDV Hà Tây ký hợp đồng. Ảnh: PVC

khí. Song song với việc tích cực triển khai các dự án, PVC đang đẩy mạnh công tác tái cấu trúc, tập trung nguồn lực hướng tới là một trong những đơn vị mạnh trong lĩnh vực xây lắp chuyên ngành dầu khí.

Lan Anh

Đẩy nhanh tiến độ điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển



Chuẩn bị xây dựng Chương trình trọng điểm điều tra cơ bản tài nguyên, môi trường biển và hải đảo. Ảnh: PVEP

Tại cuộc họp lần thứ 9 Ban Chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu Bộ Tài nguyên và Môi trường cần khẩn trương rà soát lại mục

tiêu, nhiệm vụ điều tra cơ bản tài nguyên, môi trường biển, làm rõ bức tranh chung về tiềm năng tài nguyên, hiện trạng môi trường biển của đất nước, xác định rõ mục tiêu điều tra gắn với thời gian hoàn thành cụ thể; làm rõ những đối tượng, khu vực nào cần ưu tiên điều tra thêm, kết quả và sản phẩm điều tra. Các Bộ, ngành, địa phương có biển khẩn trương tổng kết, đánh giá kết quả điều tra cơ bản về tài nguyên, môi trường biển, báo cáo Ban Chỉ đạo để chuẩn bị xây dựng Chương trình trọng điểm điều tra cơ bản tài nguyên, môi trường biển và hải đảo.

Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Bộ Tài nguyên và Môi trường chủ trì, phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và các Bộ, cơ quan liên quan khẩn trương xây dựng, ban hành Quy chế giao nộp, chia sẻ, cung cấp, khai thác thông tin dữ liệu nghiên cứu, điều tra, tìm kiếm, thăm dò tài nguyên và đánh giá hiện trạng môi trường biển.

Phan Hiến

Ký Hợp đồng tư vấn giám sát giai đoạn lập thiết kế tổng thể Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 21/9/2015, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã ký Hợp đồng tư vấn giám sát giai đoạn lập thiết kế tổng thể (FEED) Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với Liên danh Quad Personnel Consultants (Quad) - Công ty TNHH Giác Thành. Hợp đồng có giá trị trên 1,6 triệu USD và trên 15 tỷ đồng Việt Nam, được triển khai song song với Hợp đồng tư vấn thiết kế tổng thể mà BSR đã ký với Amec Foster Wheeler Energy Limited ngày 28/8/2015.

Chủ tịch HĐQT BSR Nguyễn Hoài Giang cho biết việc ký kết Hợp đồng tư vấn giám sát giai đoạn lập thiết kế tổng thể sẽ góp phần quan trọng bảo đảm triển khai đúng tiến độ Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Thay mặt Liên danh, ông Ron Ostermiller - Chủ tịch Quad cam kết sẽ lựa chọn chuyên gia giàu kinh nghiệm để tổ chức thực hiện hợp đồng đảm bảo chất lượng, đúng tiến độ.

Trần Minh

DQS BÀN GIAO TÀU ATHENA CHO PVTRANS

Ngày 10/9/2015, tại Ụ khô số 1, Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) đã bàn giao tàu Athena cho Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PVTrans). Tàu Athena dài 245m, rộng 42m, tải trọng 105.000 tấn, được đóng mới vào năm 1999 tại Hàn Quốc. Sau gần 50 ngày thi công sửa chữa, DQS đã hoàn thành công tác bảo dưỡng, sửa chữa một số hạng mục chính và bàn giao tàu Athena cho chủ tàu đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng, an toàn.

Nguyễn Đức

NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN NHƠN TRẠCH 1 ĐẠT MỐC SẢN LƯỢNG 20 TỶ KWH

Sau hơn 7 năm hoạt động, Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 đã đạt mốc sản lượng 20 tỷ kWh phát lên hệ thống lưới điện Quốc gia. Đây là sự cố gắng, nỗ lực vượt qua khó khăn, chủ động điều hành, nâng cao trình độ và làm chủ công nghệ của cán bộ, kỹ sư, người lao động Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam - Chi nhánh Nhơn Trạch... đưa Nhà máy vận hành hiệu quả và an toàn tuyệt đối.

Thúy Hằng

TIN THẾ GIỚI

OPEC hạ dự báo nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ thế giới trong 2016

Ngày 14/9/2015, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) cho rằng nhu cầu dầu thô toàn cầu trong năm 2015 sẽ tăng 1,46 triệu thùng/ngày lên mức 92,79 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, OPEC lại cắt giảm dự báo nhu cầu dầu thô của toàn cầu khoảng 50.000 thùng/ngày trong năm 2016 so với báo cáo công bố trong tháng 8/2015. Như vậy, mức tiêu thụ dầu mỏ trong năm tới dự báo sẽ đạt 94,08 triệu thùng/ngày do kinh tế giảm tốc tại Trung Quốc và các nước khu vực Mỹ Latinh.

Bên cạnh đó, OPEC cũng đã cắt giảm dự báo tăng trưởng kinh tế toàn cầu xuống 0,1% lần lượt còn 3,1% và 3,4% trong năm nay và năm 2016 do những thách thức ở những nền kinh tế mới nổi đã trở nên rõ ràng hơn. Cụ thể là vấn đề giảm tốc ở Trung Quốc, suy thoái kinh tế ở Liên bang Nga và Brazil, và những vấn đề còn tồn đọng ở khu vực đồng tiền chung châu Âu (Eurozone).

OPEC cho rằng nguồn cung dầu ở các nước ngoài OPEC trung bình sẽ là 57,43 triệu thùng/ngày trong năm 2015, giảm 33 nghìn thùng/ngày so với báo cáo trước đó,



Giàn khoan nước sâu Gunashli, ngoài khơi Azerbaijan. Nguồn ảnh: BP/Worldoil

và năm 2016 sẽ đạt 57,59 triệu thùng/ngày, giảm 0,11 triệu thùng/ngày so với báo cáo trước đó do sản lượng ở Mỹ và Brazil giảm. Báo cáo cho biết trong tháng 8/2015, sản lượng dầu thô của OPEC đã tăng 13 nghìn thùng/ngày đạt mức trung bình là 31,54 triệu thùng/ngày và chủ yếu là tăng ở Nigeria, Saudi Arabia và Kuwait.

Hiền Trang (theo OPEC)

ONGC Videsh sẽ tham gia dự án khí đốt 10 tỷ USD của Iran



Iran có trữ lượng khí đốt lớn. Nguồn: Iran-daily

ONGC Videsh Ltd. (OVL) thuộc Tập đoàn Dầu khí Nhà nước Ấn Độ đã trình một đề xuất trị giá 10 tỷ USD với Iran để phát triển mỏ khí đốt ngoài khơi Farzad B thuộc vùng vịnh Ba Tư và vận chuyển khí tới Ấn Độ. Một consortium bao gồm OVL, Oil India Ltd., và Indian Oil Corp., đã phát hiện ra mỏ khí đốt tự nhiên có trữ lượng lên tới 21,68 tỷ ft³ (trong đó có 12,8 tỷ ft³ khí và 212

triệu thùng condensate) tại Lô Farsi vào năm 2008.

Giám đốc điều hành OVL Narendra K Verma cho biết có rất nhiều phương án đã được đưa ra khi Iran yêu cầu một kế hoạch phát triển mỏ và phương án để khai thác khí đốt. Khí khai thác từ mỏ này có thể chuyển thành LNG bằng cách đóng băng ở nhiệt độ dưới 0°C và vận chuyển bằng tàu tới Ấn Độ hoặc qua đường ống dẫn dưới biển hoặc đường bộ thông qua Pakistan.

Tháng 8 - 9/2010, OVL đã đưa ra Kế hoạch phát triển tổng thể đã được sửa đổi liên quan đến việc khai thác tại chỗ 60% trữ lượng khí đốt của mỏ Farzad B nhưng không ký thỏa thuận với giới chức Iran, do lo ngại sẽ vi phạm lệnh cấm vận của Mỹ và phương Tây áp đặt đối với bất kỳ công ty nào đầu tư hơn 20 triệu USD trong khoảng 12 tháng vào ngành năng lượng của Iran.

Khánh An (theo Iran-daily)

SẢN LƯỢNG DẦU MỎ CỦA IRAN TĂNG CAO NHẤT TRONG BA NĂM QUA

Sản lượng dầu của Iran trong tháng 8/2015 đã tăng thêm 50.000 thùng/ngày lên 2,9 triệu thùng/ngày, mức cao nhất kể từ tháng 7/2012 khi các lệnh trừng phạt mới được áp dụng nhằm vào Quốc gia Hồi giáo này, dẫn đến sự sụt giảm mạnh trong sản lượng khai thác, và cắt giảm sản lượng dầu xuất khẩu của Iran tới hơn 50%. Tổng thống Iran Hassan Rouhani ngày 29/8/2015 khẳng định Iran đã thành công trong việc tăng sản lượng dầu thô từ 2,7 triệu thùng/ngày lên 2,9 triệu thùng/ngày trong 2 năm qua.

Hiện nay, Iran đang xuất khẩu trên 1 triệu thùng dầu/ngày. Bộ trưởng Dầu khí Iran - Bijan Zangeneh cho hay nước này dự kiến sẽ tăng sản lượng xuất khẩu thêm 1 triệu thùng trong vòng 6 tháng sau khi các biện pháp trừng phạt được dỡ bỏ. Từ Wall Street Journal trích lời một quan chức Liên minh châu Âu (EU) và một đại diện của công ty năng lượng châu Âu cho biết các nước trong khối có thể nhập khẩu từ 25 - 35 tỷ m³ khí/năm từ Iran vào năm 2030.

Quang Trung (theo Presstv.ir)

Liên bang Nga - Pakistan ấn định thời điểm ký thỏa thuận xây đường ống khí đốt



Nga tham gia dự án xây dựng cơ sở hạ tầng dầu khí tại Pakistan. Nguồn: Pakistantoday

Ngày 4/9/2015, Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak cho biết nước này và Pakistan đã sẵn sàng để ký thỏa thuận về dự án đường ống khí đốt Bắc - Nam vào cuối tháng 9 này. Trước đó, RT

Global Resources (công ty con thuộc Rostec - Tập đoàn năng lượng quốc doanh của Nga) và Pakistani Inter State Gas System (ISGS) đã công bố về một dự án xây dựng cơ sở hạ tầng dầu khí tại Pakistan.

Dự án này có tổng mức đầu tư khoảng 3 tỷ USD, bao gồm việc xây dựng các kho chứa LNG và hệ thống đường ống Bắc - Nam dài khoảng 1.099km, trải dài từ Karachi - phía Nam Pakistan tới Lahore - Đông Bắc Pakistan. Thỏa thuận hợp tác liên chính phủ giữa Liên bang Nga và Pakistan có giá trị trong vòng 25 năm và tự động gia hạn thêm 5 năm. Trong đó, Nga sẽ cung cấp công nghệ, trang thiết bị, sản phẩm, tổ chức nghiên cứu, thiết kế và xây dựng. Trong khi đó, phía Pakistan có trách nhiệm cấp quyền sử dụng đất cho việc thực hiện dự án và phối hợp thực hiện lộ trình nghiên cứu lắp đặt.

Bảo Ngọc (theo Sputniknews.com)

Gazprom và đối tác châu Âu hợp tác xây đường ống Dòng chảy phương Bắc 2



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Gazprom, BASF, E.ON, ENGIE, OMV, Royal Dutch Shell. Ảnh: Gazprom

Bên lễ Diễn đàn Kinh tế phương Đông được tổ chức tại Vladivostok, miền Viễn Đông Nga, ngày 4/9/2015 đại diện của Gazprom, BASF, E.ON, ENGIE, OMV, Royal Dutch Shell đã ký Thỏa thuận thành lập công ty liên doanh New European Pipeline AG để xây dựng đường ống dẫn khí đốt Dòng chảy phương Bắc 2 (Nord Stream II) nhằm tăng cường nguồn cung cấp khí đốt cho Liên minh châu Âu (EU). Theo đó, Gazprom nắm giữ 51% cổ phần; Engie 9%; E.ON, Shell,

OMV và BASF/Wintershall mỗi công ty 10%.

Dự án sẽ bao gồm 2 nhánh với tổng công suất 55 tỷ m³/năm, đặt dưới đáy biển Baltic từ Nga sang Đức. Theo Chủ tịch Gazprom Alexey Miller, Dòng chảy phương Bắc 2 sẽ tăng gấp đôi lưu lượng hiện nay của tuyến đường ống không quá cảnh qua biển Baltic của Gazprom. Điều quan trọng là lượng khí mới sẽ được tìm kiếm tại châu Âu do sự suy giảm liên tục sản lượng nội địa của châu Âu.

Hiền Trang (theo Gazprom)

IRAN KHỞI CÔNG XÂY DỰNG TỔ HỢP HÓA DẦU 20 TỶ USD

Iran vừa khởi công tổ hợp hóa dầu Negin Mokran Petrochemical Project tại tỉnh Đông Nam Sistan-Baluchestan, với kỳ vọng tạo bước đột phá lớn trong phát triển kinh tế trong nước. Dự án gồm 20 dự án thành phần với tổng mức đầu tư 20 tỷ USD, chuyên sản xuất các loại sản phẩm hóa dầu như methanol, ammonia urea, ethylene và propylene. Dự kiến tổng công suất của Tổ hợp này đạt 30 triệu tấn/năm và khi đi vào hoạt động có thể tạo ra 20.000 việc làm.

Nguyễn Trường (TTXVN)

SHELL MỞ LẠI 2 ĐƯỜNG ỐNG DẪN DẦU CHỦ CHỐT Ở NIGERIA

Ngày 2/9/2015, Shell Petroleum Development Company of Nigeria (SPDC) đã hoàn thành công tác sửa chữa và mở lại đường ống dẫn dầu chủ chốt ở Nigeria là Trans Niger (TNP) và Nembe Creek Trunkline (NCTL). Nigeria là quốc gia sản xuất dầu mỏ hàng đầu ở châu Phi với sản lượng hơn 2 triệu thùng/ngày, song bị thất thoát khoảng 6 tỷ USD/năm do nạn trộm cắp. Giám đốc điều hành Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Nigeria Ibe Kachikwu cho biết lực lượng vũ trang Nigeria sẽ tăng cường hoạt động đảm bảo an ninh cho các đường ống dẫn dầu và nhiên liệu.

Quang Trung (theo Presstv.ir)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu thô

Thị trường dầu mỏ thế giới trong tháng 9/2015 biến động thất thường. Tình trạng dư cung cộng với nhu cầu yếu đã giữ giá dầu ở mức thấp. Tuy nhiên, giá dầu đã đảo chiều đi lên trước thông tin từ Bộ Năng lượng Mỹ cho biết lượng dầu thô dự trữ chiến lược giảm 2,1 triệu thùng và sản lượng khai thác dầu tại Mỹ giảm tuần thứ 6 liên tiếp, với mức giảm 18.000 thùng/ngày.

Quyết định duy trì lãi suất ở mức thấp kỷ lục (0 - 0,25%) của Cục Dự trữ Liên bang Mỹ (FED) đã đẩy giá dầu đi xuống. Đứng sau sự sụt giảm này là tâm lý lo ngại của nhà đầu tư về triển vọng của kinh tế toàn cầu, đặc biệt là bất ổn kinh tế tại Trung Quốc - quốc gia tiêu thụ năng lượng hàng đầu thế giới.

Chốt phiên ngày 18/9/2015, giá dầu WTI giao tháng 10/2015 giảm mạnh 2,22USD xuống 44,68USD/thùng; giá dầu Brent Biển Bắc giao tháng 11/2015 cũng giảm 1,61USD xuống 47,47USD/thùng.

Các chuyên gia nghiên cứu các yếu tố tác động mạnh đến giá dầu trong thời gian gần đây là Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) có động thái hợp tác điều tiết giá dầu khi nhấn mạnh nỗ lực tạo môi trường thuận lợi cho thị trường dầu đạt trạng thái cân bằng, với mức giá hợp lý. Liên bang Nga và Venezuela đang đàm phán về kế hoạch song phương nhằm bình ổn giá dầu theo hướng có lợi cho các nước xuất khẩu dầu mỏ, trong bối cảnh hai nền kinh tế này đang phải chịu ảnh hưởng nặng nề do giá dầu sụt giảm và dư thừa nguồn cung.

Theo thống kê từ năm 1975 đến nay, giá dầu thô thế giới đã trải qua 3 lần dao động tăng - giảm lớn theo quy luật gần giống hình sin, với mỗi chu kỳ kéo dài khoảng 11 - 17

năm do bị chi phối bởi yếu tố kinh tế - chính trị - tự nhiên đan xen, cộng hưởng rất phức tạp (Bảng 1, 2). Các nhà phân tích, dự báo thị trường dầu khí thế giới cho rằng giá dầu đã chạm đáy và có dấu hiệu bắt đầu hồi phục với các lý do sau:

Iran quay lại thị trường dầu mỏ sau khi Mỹ và các nước phương Tây dỡ bỏ cấm vận, nhưng trong một vài năm tới nước này chưa thể phục hồi sản xuất để đạt mục tiêu nâng sản lượng thêm 2 triệu thùng/ngày. Sản lượng của Iran do Chính phủ nước này công bố là 2,7 triệu thùng/ngày (thấp hơn số liệu của các nguồn thông tin khác), trong đó 1 triệu thùng dành cho xuất khẩu, 1,7 triệu thùng dành cho nhu cầu trong nước và dự trữ. Nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2015 được OPEC dự báo ngày 14/9/2015 đạt khoảng 92,79 triệu thùng/ngày. Nếu Iran tham gia thêm vào thị trường thì tác động cũng không đáng kể vì các nước sản xuất dầu đều muốn giá dầu ngừng sụt giảm, để có nguồn thu chống đỡ hệ quả kinh tế suy thoái.

Dầu phi truyền thống Bắc Mỹ có giá thành sản xuất cao (phần lớn trên 30USD/thùng), chưa đủ sản lượng để đáp ứng chương trình phục hồi kinh tế trong nước nên chưa thể xuất khẩu với khối lượng lớn.

Quyền lợi của các nước OPEC mâu thuẫn gay gắt trong vấn đề tăng sản lượng phục vụ cho mục tiêu chiếm thị phần trên thị trường trong kế hoạch dài hạn do Saudi Arabia và Kuwait chủ trương. Sản lượng dầu của các nước ngoài OPEC khó tăng, giá thành sản xuất cao.

Các nhà phân tích cho rằng từ nay đến cuối năm 2015, giá dầu WTI và Brent sẽ dao động trong khoảng 40 - 60USD/thùng. Một số ít nhà phân tích cho rằng giá 2 loại dầu này sẽ liên tục sụt giảm, xuống mức dưới 30USD/thùng, thậm chí 20USD/thùng, nhưng điều này khó có thể xảy ra.



Các hệ quả của giá dầu giảm liên tục

Nghiên cứu của James West (Evercore ISI) công bố trên World Oil đầu năm 2015 đã dự báo năm 2015 là năm giá dầu chạm đáy trong giai đoạn suy thoái thứ 3 theo chu kỳ 15 năm của hoạt động đầu tư cho thăm dò, khai thác dầu khí toàn cầu. Với tình trạng giá dầu suy giảm kéo dài, Evercore ISI cho rằng vốn đầu tư cơ bản (capex) năm 2015 ở Bắc Mỹ sẽ giảm 30% và trên thế giới sẽ giảm 15% so với năm 2014.

Chi phí cho thăm dò, khai thác trên toàn cầu năm 2014 đạt 729 tỷ USD, với mức tăng trung bình 11%/năm. Trong đó, tập trung ở châu Á, châu Phi và Mỹ Latinh. Ở Liên bang Nga và các nước còn lại, chi phí cho thăm dò, khai thác tăng thấp hơn hoặc chủ yếu là âm. Chi phí thăm dò, khai thác năm 2015 ở Liên bang Nga sẽ giảm 10% so với mức đỉnh đã đạt được năm 2013. Tổng capex toàn cầu năm 2015 sẽ đạt dưới mức 700 tỷ USD và có khuynh

hướng giảm, nhất là ở Mỹ. Để lập các kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2015, giá dầu WTI được chọn là 78USD/thùng, dầu Brent là 85USD/thùng và giá khí đốt Mỹ là 3,73USD/MMBtu. Tuy nhiên, giá dầu khí năm 2015 biến động mạnh, giảm sâu so với giá kế hoạch và tác động đến công tác đầu tư của các công ty dầu khí. Theo khảo sát, 50 công ty dầu khí của Canada và Mỹ đã điều chỉnh giảm 38% so với kế hoạch ban đầu.

Giá dầu thô sụt giảm nhanh đã khiến các tầng chứa dầu triển vọng (ở vành đai Bắc Cực và một số play dầu khí phi truyền thống ở Mỹ, Trung Quốc, Canada) trở thành không còn kinh tế nữa. Đây cũng là nguyên nhân Rosneft, Royal Dutch Shell, Conoco Phillips, Exxon Mobil, Statoil, Chevron... giãn tiến độ khoan hoặc dừng các chương trình thăm dò, khai thác ở Alaska, Bắc Đại Tây Dương, biển Beaufort thuộc Canada...

Nếu tình trạng giá dầu xuống dưới 50 USD/thùng còn kéo dài, ngành dầu khí phiến sét Bắc Mỹ có thể phải thu hẹp



Nguồn: www.naffco.com

địa bàn hoạt động, chỉ thăm dò khai thác ở các mỏ có giá thành sản xuất dưới 30USD/thùng. Do đó, vốn đầu tư cơ bản trong Quý IV/2015 sẽ còn tiếp tục giảm. Ở Canada, 12 công ty dầu khí độc lập đã quyết định giảm 30% mức chi capex.

Ở Trung Đông, Evercore dự báo chi capex 2015 sẽ chỉ tăng 7 - 9%. Mặc dù doanh thu bán dầu giảm nhưng Chính phủ Saudi Arabia vẫn có kế hoạch giữ nguyên mức đầu tư năm 2015 nhằm giúp Saudi Aramco có thể tiếp tục tăng sản lượng để tạo doanh thu cần thiết đủ bù cho khoản thiếu hụt ngân sách năm 2015 lên đến 130 tỷ USD, tương đương 19,5% GDP. Kuwait quyết định đầu tư cho các chương trình thăm dò dầu khí trong 5 năm tới để đáp ứng mục tiêu đưa sản lượng lên 4 triệu thùng dầu/ngày vào năm 2020.

Dự báo mức tăng trưởng đầu tư cho thăm dò, khai thác năm 2015 tại châu Mỹ La tinh sẽ đạt 10% so với năm 2014. Tuy nhiên, Petrobras (Brazil) sẽ cắt giảm khoảng 10% ngân sách đầu tư năm 2015 nên có thể mức tăng trưởng của châu lục này sẽ chỉ còn khoảng 3,5%, mức thấp nhất trong 10 năm gần đây. Trong khi đó, Argentina đang tăng cường đầu tư để phát triển mỏ dầu khí phi truyền thống trong play Vaca Muerta.

Đầu tư cho thăm dò khai thác ở Liên bang Nga và các nước thuộc Liên Xô (cũ) năm 2015 đã được cải thiện. Tuy nhiên, Liên bang Nga đang bị trừng phạt kinh tế do liên quan đến khủng hoảng Ukraine nên Evercore cho rằng mức đầu tư cho thăm dò khai thác chỉ bằng năm 2013.

Đối với châu Âu, Evercore dự báo chi phí đầu tư cho thăm dò khai thác năm 2015 sẽ giảm 20%. Cơ quan thống kê của Na Uy cho rằng đỉnh điểm đầu tư cho hoạt động thượng nguồn của nước này đã đạt vào năm 2014 và giảm 14% trong năm 2015. Với những khó khăn về ngân sách, Vương quốc Anh đã đưa ra nhiều giải pháp cải cách luật pháp để kêu gọi đầu tư nhằm phục hồi hoạt động dầu khí ở Biển Bắc.

Ở châu Á - Thái Bình Dương và Australia, đầu tư thượng nguồn năm 2015 sẽ giảm 3%. Đây là khu vực đóng

Bảng 1. Diễn biến giá dầu chuẩn OPEC theo các chu kỳ từ 1975 - 2015

Chu kỳ	11 năm		12 năm				16 năm		
Năm	1975	1980	1986	1990	1994	1997	1998	2012	2015 (dự báo)
Giá (USD/thùng)	10,43	35,52	13,53	22,26	15,53	20,1	12,28	109,45	57,0
Min/max	min	max	min	max1	min	max2	min	max	min (?)
Chu kỳ	I			IIa		IIb	III(?)		

Bảng 2. Diễn biến giá dầu chuẩn trong năm 2015

Đơn vị: USD/thùng

Thời gian Loại dầu	15/3/2015	15/4/2015	15/5/2015	15/6/2015	15/7/2015	15/8/2015	15/9/2015	2016 (dự báo)
Brent	55,93	59,50	64,32	61,69	56,54	50,00	46,63	70,00
WTI	49,3	54,6	59,3	60,00	49,6	43,30	44,59	
OPEC	51,14	57,30	62,16	60,21	54,29	48,80		

Nguồn: Oil & Gas Journal, 3-9/2015 và Oil-price.net

vai trò quan trọng về tăng cầu trong thị trường dầu khí, nhất là đối với LNG nên gần đây các công ty dầu khí tập trung đầu tư cho lĩnh vực dịch vụ phân phối hơn là cho thăm dò, khai thác.

Ở châu Phi, đầu tư thượng nguồn có thể tăng 6% trong năm 2015, gần với dự báo của Evercore (5%). Giá tăng đầu tư tập trung chủ yếu ở Angola và Algeria do hoạt động phát triển mỏ được ENI và Royal Dutch Shell đang tiến hành trong khu vực.

Tác động của giá dầu thấp dẫn đến đầu tư thấp làm cho hoạt động thượng nguồn nhất là các chương trình khoan phát triển mỏ và khoan khai thác năm 2015 ở phần lớn các nước sản xuất dầu khí giảm (Bảng 3). Số giếng khoan ở Mỹ giảm 27,7%, ở Canada giảm 30%. Điểm sáng duy nhất trong khu vực Bắc Mỹ là chương trình khoan thăm dò định của Statoil ở vùng nước sâu thuộc Bay du Nord phía bờ Đông Canada vẫn được tiến hành và số giếng khoan ở Mexico tăng 19,1%. Ở Nam Mỹ, số lượng giếng khoan chỉ giảm 1,2% nhờ hoạt động khoan ở Colombia, Argentina và Brazil tăng, bù lại mức sụt giảm 15,1% của Venezuela.

Hoạt động khoan ở Tây Âu giảm 11,8%, phản ánh tình trạng yếu kém của nền kinh tế EU. Chương trình khoan dự báo sẽ giảm 20% ở Anh và 14,2% ở Na Uy. Sản lượng Biển Bắc năm 2015 dự báo sẽ giảm 0,6% so với năm 2014, chỉ còn 2,77 triệu thùng dầu/ngày. Ngày 9/9/2015, Cơ quan Dầu

Bảng 3. Dự báo số lượng giếng khoan thăm dò - khai thác năm 2015

TT	Vùng lãnh thổ & nước	Số giếng thăm dò và khai thác năm 2015	Tăng/giảm so với năm 2014 (%)	Sản lượng năm 2014 (nghìn thùng/ngày)
1	Bắc Mỹ	7.974	-27,7	14.782,8
	Canada	7.362	-30,0	3.700,0
	Cuba	12	-20,0	54,5
	Mexico	593	19,1	2.436,0
	Mỹ	N/A		8.580,0
	Các nước khác	7	-12,5	12,2
2	Nam Mỹ	3.551	-1,2	7.418,5
	Argentina	1.350	-8,2	532,5
	Bolivia	23	-8,0	60,0
	Brazil	622	43,3	2.293,4
	Chile	30	-9,1	6,7
	Colombia	85	-25,4	1.025,0
	Ecuador	301	-3,8	555,0
	Peru	185	63,7	167,9
	Trinidad & Tobago	72	-12,7	80,4
	Venezuela	750	-15,1	2.680,0
	Các nước khác	133	-2,2	17,6
3	Tây Âu	480	-11,8	2.770,0
	Austria	15	-6,3	17,8
	Denmark	14	16,7	171,0
	Pháp	12	-14,3	1 5,8
	Đức	31	19,2	48,2
	Italy	26	-7,1	113,2
	Hà Lan	45	-10,0	33,3
	NaUy	187	-14,2	1.547,0
	Anh	140	-20,0	815,0
	Các nước khác	10	100,0	8,7
4	Đông Âu và Liên Xô cũ	8.281	-2,7	13.518,7
	Albania	154	6,2	24,0
	Bulgaria	N/A		0,6
	Croatia	10	-16,7	12,8
	Tiệp Khắc (Czech)	1	-25,0	2,9
	Các nước thuộc Liên Xô cũ	7.851	-2,5	13.346,0
	Nga	6.867	-2,0	10.480,0
	Các nước khác	984	-6,0	2.866,0
	Hungari	14	-26,3	16,5
	Ba Lan	28	-3,4	18,5
	Romania	189	-10,0	80,3
	Serbia			16,8
	Các nước khác như Slovakia, Slovenia...	23	-11,5	0,3
5	Châu Phi	1.408	-10,7	7.782,2
	Algeria	392	-0,8	1.470,0
	Angola	218	- 3,1	1.704,0
	Congo	54	-22,9	258,0
	Egypt (Ai Cập)	441	-12,0	691,0
	Guinea xích đạo	N/A		269,0
	Gabon	50	-12,3	237,9
	Libya	57	54,4	395,0
	Nigeria	125	-2,3	2.140,0
	Sudan-Nam Sudan	N/A		247,0
	Tunisia	18	20,0	55,3
	Các nước khác	53	-13,1	315,0

TT	Vùng lãnh thổ & nước	Số giếng thăm dò và khai thác năm 2015	Tăng/giảm so với năm 2014 (%)	Sản lượng năm 2014 (nghìn thùng/ngày)
6	Trung Đông	3.053	-11,2	24.842,7
	Iran	N/A		3.345,0
	Iraq	135	-32,8	3.067,0
	Kuwait	583	-7,5	2.566,0
	Khu Trung lập	110	-28,6	550,0
	Oman	917	-20,0	948,0
	Qatar	92	-7,1	1.578,0
	Saudi Arabia	573	-1,4	9.760,0
	Syria	N/A		30,0
	Thổ Nhĩ Kỳ	210	10,5	46,7
	UAE Abudhabi	250	-4,6	2545,0
	UAE Dubai	5	0,0	175,0
	Yemen	60	-36,2	155,0
	Các nước khác	118	-21,9	77,0
	Nam Á	602	-7,4	844,3
	Afganistan	2	0,0	0,3
	India	521	-7,1	764,0
	Pakistan	79	-9,2	80,0
7	Viễn Đông	27.255	0,7	5.868,5
	Brunei	29	-9,4	131,4
	Trung Quốc	25.450	1,0	3715,0
	Indonesia	994	-2,0	798,0
	Nhật Bản	2	0,0	Không đáng kể
	Malaysia	84	-3,4	610,6
	Myanmar	47	-11,3	18,0
	Philippines	11	450,0	19,0
	Thái Lan	588	-5,0	234,5
	Việt Nam	37	5,7	313,0
	Các nước khác	13	-23,5	29,0
8	Nam Thái Bình Dương	285	-8,9	520,0
	Australia(không kể các giếng khai thác khí than-CBM)	240	-10,1	402,0
	East Timor	5	0,0	48,0
	New Zealand	30	3,4	39,0
	Papua New Guinea	10	-16,7	31,0
9	Tổng toàn thế giới	52.889	-6,8	78.347,0

Nguồn: World Oil 2015

khí Anh (Oil & Gas UK) cho biết, đầu tư cho công nghiệp khai thác dầu tại Biển Bắc có thể sụt giảm tới 80% từ nay đến năm 2017, giảm từ 22,6 tỷ USD năm 2014 xuống còn 3 - 6 tỷ USD trong năm 2017.

Tình hình khoan ở Liên bang Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ có khá hơn. Ở Nga, số lượng giếng khoan chỉ giảm 2%. ExxonMobil bắt đầu khai thác 3 mỏ thuộc đề án Sakhalin-1 với sản lượng đỉnh ước đạt 90 nghìn thùng/ngày, đưa tổng sản lượng của toàn đề án này lên 200.000 thùng/ngày trong các năm tới. Ở Kazakhstan, đề án khai thác dầu Kashagan ở biển Caspian sẽ cho sản phẩm vào năm 2016.

Ở châu Phi, số lượng giếng khoan năm 2015 giảm 10,7% và sản lượng dự báo sẽ giảm 9,1% so với năm 2014. Nigeria giữ nguyên số lượng giếng khoan nhưng dự báo sản lượng sẽ giảm hàng năm từ 10 - 20% do nhiều nguyên nhân khác nhau. Angola đã phải chuyển mục tiêu đạt sản lượng 2 triệu thùng dầu/ngày dự kiến cho năm 2015 sang năm 2017. Kinh tế Algeria phụ thuộc đến 97% thu nhập từ

xuất khẩu dầu khí nhưng 5 năm qua sản lượng không ngừng suy giảm nên nước này có kế hoạch đầu tư 100 tỷ USD cho lĩnh vực năng lượng từ nay đến năm 2020 nhằm khởi động chương trình thăm dò, khai thác dầu khí tiềm sét. Ở các nước Bắc Phi khác, số lượng giếng khoan cũng như hoạt động thăm dò, khai thác giảm vì tình hình an ninh không ổn định.

Hoạt động khoan ở Trung Đông giảm 11,2%, đưa số lượng giếng khoan xuống còn 3.053 giếng, trong đó số lượng giếng khoan ở thềm lục địa giảm 4,5%. Nhờ lưu lượng dầu của các giếng khai thác lớn nên sản lượng của khu vực này vẫn có thể tăng 1% trong năm 2015.

Ở Nam Á, số lượng giếng khoan giảm 7,4% so với năm 2014, còn 602 giếng. Số lượng giếng khoan mới ở thềm lục địa Ấn Độ giảm 13,8%, còn 94 giếng và tổng lượng giếng khoan giảm 7,1%, còn 521 giếng.

Ở châu Á - Thái Bình Dương, số lượng giếng khoan tăng 0,7% nhưng sản lượng 2015 sẽ giảm 0,8%, còn ở mức 5,87 triệu thùng dầu/ngày. Indonesia đặt kế hoạch trong năm 2015 sẽ phục hồi sản lượng ở mức 1 triệu thùng dầu/ngày, nhưng hiện chỉ có thể đạt mức 800.000 thùng/ngày. Chevron đã lùi thời hạn triển khai đề án khí đốt vùng biển sâu Gendalo-Gehem ở vùng biển đảo Borneo trước đây dự kiến đưa vào khai thác năm 2019 để điều chỉnh lại kế hoạch. Số lượng giếng khoan

của Indonesia giảm 2%, chỉ còn 994 giếng. Sản lượng dầu thô và condensate của Philippines năm 2015 sẽ đạt 19.000 thùng/ngày và theo kế hoạch sẽ có thêm 12 giếng, trong đó 1/2 là giếng trên đất liền. Nam Thái Bình Dương năm 2015 dự kiến sẽ khoan 313 giếng, trong đó có 83 giếng ở biển. Tuy nhiên, số lượng giếng trong năm nay chỉ còn 285 giếng (giảm 8,9%), trong đó số giếng khoan biển giảm 7,2%, còn 77 giếng. Chi phí cho các đề án LNG của Australia tăng cao đã kìm hãm chủ trương phát triển công nghiệp khí mặc dù trữ lượng khí đã phát hiện khá dồi dào, kể cả khí than. Riêng New Zealand, hoạt động thăm dò phát triển với sự tham gia của Chevron và Statoil nên số lượng giếng khoan năm 2015 sẽ tăng 3,4% so với năm 2014.

Giá sản phẩm lọc - hóa dầu

Theo logic, khi giá dầu thô giảm thì giá xăng và các sản phẩm lọc - hóa dầu cũng giảm vì trong cơ cấu giá thành của các sản phẩm hàng hóa này, giá dầu thô nguyên liệu chiếm trên 50%. Tuy nhiên, quy luật này thường có độ trễ, mức độ giảm giá xăng chỉ bằng 1/3 - 1/5 mức giảm của giá dầu thô. Tại một số thị trường, giá sản phẩm lọc - hóa dầu không giảm lại còn tăng.

Khi nghiên cứu diễn biến giá dầu thô, các nhà phân tích thường xem xét 2 tham số là giá dầu chuẩn Brent (cho thị trường gần như toàn cầu) và giá dầu chuẩn WTI (cho thị trường châu Mỹ). Giá dầu chuẩn OPEC thường biến thiên đồng điệu với dầu Brent nên ít được dùng hơn. Mức chênh lệch giữa dầu Brent và WTI thay đổi theo từng thời điểm, phụ thuộc vào các biến động xã hội (bầu cử, đình công, khủng bố...) và điều kiện tự nhiên (thời tiết, động đất, sóng thần...). Hai tham số trên đều biến thiên (tăng - giảm) mạnh trong thời gian qua nhưng mức độ biến thiên không giống nhau. Giá xăng Mỹ thay đổi gần giống với giá dầu Brent nhiều hơn là với giá dầu WTI. Trên thị trường Mỹ, giá dầu WTI đạt đỉnh vào ngày 20/6/2014 (106,43USD/thùng) và giảm xuống gần 40USD/thùng trong tháng 8/2015. Trong khi đó, giá dầu Brent tương ứng là 115,06 USD/thùng và giảm xuống còn 45 USD/thùng. Trong 14 tháng, giá dầu thô giảm 4,22 cent Mỹ/lít thì giá xăng chỉ giảm 3,17 cent Mỹ/lít. Nói cách khác, giá xăng giảm thấp hơn giá dầu thô 25%.

Các nhà bán lẻ cho rằng giá dầu thô giảm không tác động ngay đến người tiêu dùng vì lượng dầu thô dự trữ cho sản xuất đã được các nhà máy lọc dầu mua với giá cao, giá xăng dự trữ cũng vậy. Do đó, giá xăng bán lẻ chỉ dao động ở mức mà đơn vị phân phối có thể mua dự trữ trở lại

với giá rẻ hơn. Nếu giá dầu thô giảm trong ngắn hạn thì việc điều chỉnh giá xăng xuống là vô ích vì ngay sau đó lại phải điều chỉnh khi giá dầu thô tăng trở lại. Thực tế tại thị trường Mỹ cho thấy giá xăng tăng trong tháng 3/2015 với mức tăng gấp 5 lần so với mức tăng giá dầu thô WTI. Giá dầu thô Brent trong tháng 2/2015 tăng lên 62USD/thùng thì giá xăng cũng tăng lên 2,21USD/gallon, nhưng sang tháng 3/2015 khi giá dầu Brent giảm trở lại thì giá xăng vẫn tiếp tục tăng.

Có quan điểm cho rằng giá xăng tách khỏi giá dầu thô từ tháng 3/2015 (giá dầu thô giảm, giá xăng tăng) bởi các yếu tố:

Dầu thô chuyển thành xăng qua công đoạn lọc dầu và nhu cầu về xăng điều khiển giá xăng nên các nhà máy lọc dầu không thể quyết định giá dầu thô lẫn giá xăng. Khi giá dầu thô không tăng hoặc tăng nhẹ nhưng thời tiết giá lạnh hoặc mùa du lịch đến, nhu cầu xăng, dầu sưởi... tăng khiến nguồn cung xăng không đáp ứng được cầu thì giá xăng tăng là tự nhiên. Giá hàng hóa bị điều khiển bởi quy luật cung - cầu nhưng trong thời gian qua lượng dầu thô dư thừa trên thị trường còn lượng xăng và sản phẩm lọc nói chung có thời điểm cung không đủ cầu do các nhà máy lọc - hóa dầu phải dừng sản xuất để bảo dưỡng theo kế hoạch hoặc công nhân bãi công...

Công suất lọc dầu không tăng kịp so với tốc độ phát triển kinh tế. Công suất lọc dầu thấp làm cho sản lượng xăng không đủ đáp ứng nhu cầu tăng tức thời làm cho giá xăng tăng. Khi công suất khai thác dầu tăng thì nguồn cung dầu thô càng nhiều, mức dư thừa tăng, khả năng chuyển sang dự trữ gặp khó khăn nên giá dầu thô giảm đột ngột. Giá nhiên liệu xanh, các yêu cầu bảo vệ môi trường, cũng như chế độ thuế... tăng làm cho giá xăng tăng theo.

Các yếu tố định giá dầu thô, giá xăng khác nhau làm cho giá xăng tách khỏi giá dầu thô. Thông thường, giá xăng phụ thuộc vào giá dầu thô khoảng 51%, vào giá lọc dầu 23%, vào chi phí vận chuyển - tàng trữ 8% và vào các loại thuế, phí 18%. Giá dầu thô phụ thuộc vào thị trường thế giới nên không thể điều chỉnh được trong thị trường nội địa, còn 49% giá xăng phụ thuộc vào các yếu tố phi dầu thô nên muốn giá xăng thấp phải tìm ra giải pháp trong các yếu tố không liên quan đến dầu thô.

Các nhà phân tích thị trường dầu khí Mỹ đưa ra lời khuyên là người tiêu dùng nên quan tâm làm sao có đủ tiền để trả giá xăng chứ không nên lo phải tốn bao nhiêu tiền để trả cho chi phí này.

Hà Phong (giới thiệu)

Thay đổi phương pháp đúc, chiều dày các lớp bê tông chịu nhiệt và thay đổi thiết kế Anchor của lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003

Lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003 của Nhà máy Đạm Phú Mỹ là nơi diễn ra phản ứng cháy giữa hỗn hợp khí công nghệ gồm khí CH_4 , CO , CO_2 , H_2 và không khí nén được cấp bởi máy nén không khí 10-K-4021. Lò phản ứng thứ cấp gồm hai phần: phần vỏ thép được chế tạo từ thép SA-204 Gr.B và phần bê tông chịu nhiệt được chế từ bột xi măng chịu nhiệt. Khi thiết bị hoạt động bình thường, vỏ thép có nhiệt độ từ 160 - 180°C và nhiệt độ cho phép lớn nhất là 300°C. Mặt ngoài của vỏ thép được sơn bằng loại sơn cảm biến nhiệt có chỉ thị màu (bình thường có màu xanh dương), nếu nhiệt độ vượt quá 300°C màu sơn sẽ chuyển sang màu trắng. Các lớp bê tông chịu nhiệt gồm: một lớp đặt sát với thành vỏ thép thiết bị và một lớp đặt ở phía trong, tiếp xúc với khí cháy và dòng lưu chất công nghệ. Thiết bị hoạt động trong điều kiện áp suất 31 bar, nhiệt độ đầu ra là 960°C và nhiệt độ vùng cháy khoảng 1.200°C. Lớp bê tông chịu nhiệt được giữ vào vỏ thép của thiết bị bằng các Anchor (neo). Cấu tạo của neo là một bu lông M10 vật liệu AISI 310 có ren hai đầu, một đầu bắt ren vào đai ốc hàn vào thành thép thiết bị, một đầu bắt ren vào đai ốc hàn với mỏ neo hình chữ V. Sau hai năm vận hành, vào tháng 5/2006, nhiệt độ vỏ thiết bị tăng lên 500°C dẫn đến phải dừng toàn bộ nhà máy để thay thế toàn bộ lớp bê tông chịu nhiệt. Mỏ neo hình chữ V của Anchor được thay bằng vật liệu inconel có khả năng chịu nhiệt tốt hơn. Sau khi sửa chữa một năm, những điểm nhiệt độ cao trên vỏ thiết bị bắt đầu xuất hiện, nhà máy phải dùng hơi nước làm mát để duy trì hoạt động của thiết bị. Và cứ 2 năm phải sửa chữa thay toàn bộ lớp bê tông chịu nhiệt.



Hình ảnh Anchor theo thiết kế mới được lắp đặt vào thiết bị

Nguyên nhân dẫn đến hư hỏng của lớp bê tông chịu nhiệt thiết bị lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003 là do trong quá trình vận hành thiết bị có sự cố dừng nhà máy đột xuất, tốc độ giảm áp của thiết bị cao 8 - 9 bar/phút vượt quá giới hạn cho phép (2 - 3 bar/phút) dẫn đến chênh áp cao có thể làm cho lớp bê tông chịu nhiệt bị nứt, tạo lực kéo lớn hơn độ bền kéo của Anchor gây đứt Anchor... Nhằm khắc phục hiện trạng trên, KS. Kỷ Minh Trần cùng các cộng sự Nhà máy Đạm Phú Mỹ - Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí đã đề xuất giải pháp "Thay đổi phương pháp đúc, chiều dày các lớp bê tông chịu nhiệt và thay đổi thiết kế Anchor của lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003". Theo đó chuyển phương pháp đúc lớp bê tông chịu nhiệt từ đúc từng vành khung theo chu vi của thiết bị sang phương pháp đúc chia thành các panel quanh chu vi thiết bị (phần trụ chia thành 14 panel, phần côn chia làm 12 panel). Việc đúc lớp bê tông thành các panel sẽ tạo ra các khe hở cho lớp bê

tông chịu nhiệt theo phương thẳng đứng ở nhiệt độ thấp và không gây nứt vỡ khi chịu nhiệt độ cao. Ngoài ra, việc tăng chiều dày lớp bê tông chịu nhiệt (hotface) lên 125mm và giảm chiều dày lớp bê tông cách nhiệt xuống còn 175mm còn làm giảm khả năng khí công nghệ tiếp xúc với lớp bê tông cách nhiệt bên ngoài. Nhiệt độ vỏ R-2003 luôn thấp từ sau bảo dưỡng tổng thể năm 2011 và cũng không phát hiện sự hư hỏng của bê tông chịu nhiệt trong đợt bảo dưỡng tổng thể năm 2013. Giải pháp trên đã khắc phục được tình trạng hư hỏng lớp bê tông chịu nhiệt của lò phản ứng thứ cấp đảm bảo thiết bị vận hành ổn định và tiết kiệm được chi phí sửa chữa, thay thế vật tư lớp bê tông chịu nhiệt, làm lợi cho nhà máy gần 18 tỷ đồng.

Giải pháp "Thay đổi phương pháp đúc, chiều dày các lớp bê tông chịu nhiệt và thay đổi thiết kế Anchor của lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003" được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)