

Dầu Khí



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

■ SỐ 4 - 2019

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. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn

Ảnh bìa: Kỹ thuật viên Phan Tiến Đạt - Phòng Vận hành Khai thác, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông kiểm tra thông số thiết bị đo lưu lượng trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC

4 THÁNG ĐẦU NĂM 2019: PETROVIETNAM ĐẠT DOANH THU TRÊN 225 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Trong 4 tháng đầu năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất và tài chính trong 4 tháng đầu năm 2019. Trong đó, tổng doanh thu ước đạt 225,6 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 9,3% và bằng 36,9% kế hoạch năm 2019. Nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 31,4 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 8,6% và bằng 35,9% kế hoạch năm 2019.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khai thác 22,06 triệu tấn (12,37 triệu tấn dầu và 9,69 tỷ m³ khí); sản xuất 1,58 triệu tấn đạm, 21,6 tỷ kWh điện và 10,35 triệu tấn xăng dầu.

Với phương án giá dầu năm 2019 đã được Quốc hội thông qua là 65 USD/thùng, Tập đoàn đạt kế hoạch doanh thu 612,2 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế hợp nhất 31,3 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 87,5 nghìn tỷ đồng.

Đây là các chỉ tiêu rất thách thức trong bối cảnh giá dầu biến động phức tạp, vốn đầu tư dành cho công tác tìm

4 **TIỀN KHÍ** SỐ 4/2019

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT: VẬN HÀNH AN TOÀN, ỔN ĐỊNH Ở 107% CÔNG SUẤT THIẾT KẾ

Sau gần 1 năm chuyển đổi mô hình hoạt động sang công ty cổ phần, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 107% công suất thiết kế, đồng thời tập trung nghiên cứu triển khai các giải pháp tối ưu năng lượng và công nghệ.

Sở dĩ cho biết trong thời gian qua đã phải đối diện với các thách thức thị trường dầu thô thế giới biến động mạnh, khoảng cách chênh lệch giữa giá dầu thô và giá sản phẩm xăng dầu bị thu hẹp... Nguồn dầu thô Azeri xuất xứ từ Azerbaijan là dầu thô chiến lược của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang bị áp mức thuế suất thuế nhập khẩu là 5% nên giảm hiệu quả khi chế biến.

Tuy nhiên, với việc triển khai các giải pháp đồng bộ, BSR đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 107% công suất thiết kế, kịp thời điều chỉnh kế hoạch sản xuất và cơ cấu sản phẩm linh hoạt theo thị trường; nghiên

12 **TIỀN KHÍ** SỐ 4/2019

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Đặc điểm địa hóa các phát hiện hydrocarbon bể Malay - Thổ Chu

23. Nghiên cứu thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" và sử dụng kết hợp hợp chất Protex Sta với các hệ dung dịch khoan CFL-AKK-KCI-PAG, KGAC bổ sung để nâng cao hiệu quả thi công giếng khoan

30. Các thách thức trong quá trình phát triển mỏ khí condensate Su Tử Trắng

39. Ứng dụng phương pháp địa thống kê trong dự báo các thông số địa cơ học và ứng dụng mô hình SandPit3D trong dự báo sinh cát cho giếng khai thác ở bể Nam Côn Sơn



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

51. Tiến bộ trong xúc tác của quá trình reforming methane - giải pháp tiềm năng để sử dụng hiệu quả các nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

62. Đánh giá ăn mòn đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố và đề xuất các giải pháp chống ăn mòn

CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

79. Ảnh hưởng của thay đổi hàm lượng La trong phụ gia ZSM-5 đối với các phản ứng cracking

First 4 months of 2019: Petrovietnam hits over VND 225 trillion in revenue	4
International co-operation in studies to assess non-conventional oil and gas potential	6
First 4 months of 2019: Vietsovpetro's production of oil/condensate exceeds targets by 8.1%	8
First 4 months of 2019: PVEP's oil and gas output exceeds targets by 7%	10
Dung Quat Refinery safely and stably operates at 107% of its design capacity	12
RESEARCH AND DEVELOPMENT	
Geochemical characteristics of discovered hydrocarbon in Malay - Tho Chu basin	14
Research and field-trial of "KCI-Protex Sta" drilling mud system and using Protex Sta in combination with CFL-AKK-KCI-PAG, KGAC drilling mud systems to improve well drilling efficiency	23
Challenges in Su Tu Trang gas condensate field development	30
Applying geostatistical approach to predict geomechanic parameters and applying SandPit3D model to predict sand production for a production well in Nam Con Son basin	39
Progress in catalyst of reforming methane process – a potential solution for effective use of CO ₂ -rich natural gas sources	51
Corrosion assessment of Bach Ho - Dinh Co gas transmission pipeline and solutions for corrosion control	62
NEWS	
Vietnam-UAE strengthen co-operation in the field of oil and gas	67
ADNOC ready to supply crude oil to Dung Quat Oil Refinery	68
VPI supplies anti-corrosion anodes for BK20 jacket	69
PV Power's electricity production to reach 21.6 billion kWh in 2019	71
Phu My Fertilizer Plant resumes operation 8 days in advance	71
Abu Dhabi launches second bid round	73
Qatar Petroleum lets contracts for 8 drilling rigs for the North field expansion project	74



4 THÁNG ĐẦU NĂM 2019: PETROVIETNAM ĐẠT DOANH THU TRÊN 225 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Trong 4 tháng đầu năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên tiếp tục giữ vững nhịp độ sản xuất kinh doanh, với tổng doanh thu ước đạt 225,6 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 9,5%.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất và tài chính trong 4 tháng đầu năm 2019. Trong đó, tổng doanh thu ước đạt 225,6 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 9,5% và bằng 36,9% kế hoạch năm 2019. Nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 31,4 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 8,6% và bằng 35,9% kế hoạch năm 2019.

Trong năm 2019, Tập đoàn đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi; sản lượng

khai thác 22,06 triệu tấn (12,37 triệu tấn dầu và 9,69 tỷ m³ khí); sản xuất 1,58 triệu tấn đạm, 21,6 tỷ kWh điện và 10,35 triệu tấn xăng dầu.

Với phương án giá dầu năm 2019 đã được Quốc hội thông qua là 65 USD/thùng, Tập đoàn đặt kế hoạch doanh thu 612,2 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế hợp nhất 31,3 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 87,5 nghìn tỷ đồng.

Đây là các chỉ tiêu rất thách thức trong bối cảnh giá dầu diễn biến phức tạp; vốn đầu tư dành cho công tác tìm



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

kiểm, thăm dò còn hạn chế dẫn đến kết quả gia tăng trữ lượng dầu khí để bù đắp vào sản lượng khai thác hàng năm vẫn là thách thức rất lớn. Hệ số gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác từ mức an toàn (1,5) trong giai đoạn 2011 - 2015, đã giảm xuống mức báo động: 0,65 (2016), 0,17 (2017) và 0,54 lần (2018).

Các mỏ dầu/khí chủ lực đã khai thác trong thời gian dài, hệ số suy giảm sản lượng tự nhiên dao động từ 15 - 30%/năm; độ ngập nước ở các giếng đang khai thác cao, giới hạn về công suất của hệ thống thiết bị xử lý nước, có hiện tượng tạo muối và paraffin trong lòng giếng, cát xâm nhập... làm giảm khả năng khai thác của các giếng.

Để vượt qua các thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bám sát diễn biến giá dầu để chỉ đạo và có các giải pháp kịp thời ứng phó với biến động của giá dầu trong từng thời điểm; tập trung triển khai các giải pháp khoa học công nghệ, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; tăng cường công tác quản trị rủi ro; củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường để chủ động cân đối hợp lý sản lượng khai thác của từng mỏ so với giá thành.

Cụ thể trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh thu hút đầu tư vào công tác tìm kiếm thăm dò thông qua các hợp đồng dầu khí mới, song song với tự đầu tư với mục tiêu hệ số bù

trữ lượng hàng năm tiệm cận 1. Tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò ở khu vực truyền thống; lựa chọn khu vực tiềm năng, có cơ sở hạ tầng để đầu tư, chú trọng công tác thăm dò/thăm lượng các cấu tạo/đối tượng ở trong/gần hệ thống khai thác để có thể kết hợp các phát hiện/mỏ nhỏ/cận biên thành cụm mỏ để phát triển khai thác...

Về công nghệ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường áp dụng các công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm thăm dò, phát triển các mỏ nhỏ và bẫy phi cấu tạo, tận thăm dò khai thác; tiếp tục áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện tiên tiến vừa đảm bảo an toàn cho thi công, vừa tiết kiệm thời gian và chi phí khoan; triển khai chương trình thu nổ địa chấn 2D/3D tổng thể cho từng bể và toàn thềm lục địa Việt Nam.

Về công tác phát triển mỏ và khai thác, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với nhà thầu/đơn vị tối ưu công tác vận hành khai thác và quản lý mỏ nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn mỏ; kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển mỏ, đưa các công trình/dự án trọng điểm vào khai thác đúng tiến độ...

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu, đồng thời đề xuất ban hành chính sách khuyến khích áp dụng các giải pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu. Nghiên cứu các giải pháp công nghệ, tối ưu hóa chi phí, đề xuất các cơ chế chính sách để sớm phát triển các mỏ nhỏ, cận biên đã được phát hiện...

Ngọc Linh

HỢP TÁC QUỐC TẾ NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG DẦU KHÍ PHI TRUYỀN THỐNG



Đại diện CCOP, KIGAM, VPI, Tiểu ban CCOP Việt Nam điều hành Hội thảo. Ảnh: VPI

Hội thảo khoa học quốc tế về đánh giá tài nguyên dầu khí đá phiến khu vực châu Á là cơ hội để các nước, trong đó có Việt Nam chia sẻ kinh nghiệm trong công tác đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống; chia sẻ các phương pháp nghiên cứu và công nghệ mới để tìm kiếm, thăm dò và phát triển nguồn tài nguyên phi truyền thống.

Hội thảo khoa học quốc tế về đánh giá tài nguyên dầu khí đá phiến khu vực châu Á (thuộc Dự án đánh giá tài nguyên dầu khí phi truyền thống giai đoạn 2) đã diễn ra từ ngày 23 - 25/4/2019. Hội thảo do Ủy ban điều phối các chương trình khoa học địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and SouthEast Asia - CCOP), Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản Hàn Quốc (Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources - KIGAM), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) phối hợp tổ chức.

Tại Hội thảo, các quốc gia đã cập nhật trữ lượng ở các thành tạo đá phiến tiềm năng gồm: Nhật Bản, Trung Quốc, Hàn Quốc, Malaysia, Indonesia, Thái Lan, Việt Nam,

Philippines, Campuchia, Lào, Mông Cổ, Myanmar, Papua New Guinea. Hội thảo đã tập trung thảo luận các vấn đề: Môi trường và đặc điểm của đá phiến ở khu vực An Châu; Tiềm năng của khí than và khí đá phiến tại Miền vông Hà Nội; Kinh nghiệm phát triển dầu khí phi truyền thống của Mỹ...

TS. Byeong-Kook Son - Trưởng nhóm nghiên cứu dầu khí và biển của KIGAM đã giới thiệu kết quả triển khai đánh giá tiềm năng dầu khí tại 13 bể trầm tích và 21 thành tạo đá phiến ở châu Á. TS. Byeong-Kook Son cho biết trữ lượng dầu khí đá phiến ở các nước châu Á theo cập nhật mới nhất là: Malaysia (8,19TCF, tương đương 232 tỷ m³), Philippines (149,8TCF, tương đương 4.242 tỷ m³), Việt Nam (77TCF, tương đương 2.180 tỷ m³), Indonesia (58,12TCF, tương đương 1.646 tỷ m³), Hàn Quốc



GS. TS. Azara N. Tucuncu - Viện Dầu khí phi truyền thống Mỹ (UNGI) chia sẻ kinh nghiệm phát triển dầu khí phi truyền thống của Mỹ. Ảnh: VPI



Các đại biểu tham dự Hội thảo khoa học quốc tế về đánh giá tài nguyên dầu khí đá phiến khu vực châu Á do CCOP, KIGAM và VPI tổ chức. Ảnh: VPI

(72,5TCF, tương đương 2.053 tỷ m³), Lào (51TCF, tương đương 1.444 tỷ m³)...

GS. Azara N. Tucuncu - Viện Dầu khí phi truyền thống Mỹ (UNGI) cho biết, việc nghiên cứu và khai thác các nguồn tài nguyên phi truyền thống như dầu khí đá phiến đòi hỏi nguồn kinh phí rất lớn. Theo đó, ngay khi có các nghiên cứu tiềm năng, Chính phủ Mỹ sẽ có các cơ chế, chính sách hỗ trợ cụ thể, đặc biệt là ưu đãi thuế để khuyến khích các công ty dầu khí

đánh giá tiềm năng, tìm kiếm, thăm dò, khai thác nguồn tài nguyên phi truyền thống này.

GS. Azara N. Tucuncu cho rằng, để phát triển nguồn tài nguyên phi truyền thống này, Chính phủ Việt Nam cần có chính sách hỗ trợ cụ thể cho các công ty dầu khí nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) nói riêng trong quá trình nghiên cứu triển khai. Ngoài ra, PVN cũng có thể hợp tác với các công ty dầu khí nước ngoài trong nghiên cứu và đánh giá

tiềm năng tài nguyên phi truyền thống, trong đó có dầu khí đá phiến.

Phát biểu tại Hội thảo, TS. Quách Đức Tín, Thư ký Tiểu ban CCOP Việt Nam cho biết, Hội thảo là cơ hội để các nước Đông và Đông Nam Á chia sẻ kinh nghiệm trong công tác đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống; cập nhật thông tin tiềm năng dầu khí đá phiến trong khu vực, trong đó có Việt Nam. Đây là cũng là cơ hội để các nước chia sẻ các phương pháp nghiên cứu và công nghệ mới để tìm kiếm, đánh giá nguồn tài nguyên phi truyền thống.

Xác định tầm quan trọng của nguồn tài nguyên phi truyền thống đối với tương lai và an ninh năng lượng của Việt Nam, VPI đã tập trung nghiên cứu các nguồn tài nguyên như dầu đá phiến, khí đá phiến, gas hydrate... từ rất sớm.

TS. Trịnh Xuân Cường - Phó Viện trưởng VPI cho biết: VPI đang hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn về dầu khí phi truyền thống. Trong đó, VPI đang triển khai nghiên cứu về đặc điểm và triển vọng băng cháy (gas hydrate) khu vực Biển Đông ("Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến 2020" và Chương trình "Nghiên cứu khoa học và công nghệ phục vụ quản lý biển, hải đảo và phát triển kinh tế biển", KC.09/16-20), dầu khí đá phiến (shale oil and gas) các bể trầm tích trước Đệ Tam trên thềm lục địa Việt Nam, khí than (CBM) ở khu vực Miền vông Hà Nội, Thanh Nghệ, Tuy Hòa... Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu ban đầu, VPI đã đề xuất và tư vấn cho các bộ/ngành, PVN triển khai các chương trình nghiên cứu cũng như định hướng tìm kiếm thăm dò nguồn tài nguyên này trong tương lai.

Quang Minh



4 THÁNG ĐẦU NĂM 2019:

SẢN LƯỢNG KHAI THÁC CỦA VIETSOVPETRO VƯỢT KẾ HOẠCH 8,1%

Với việc triển khai đồng bộ các giải pháp để duy trì sản lượng khai thác, trong 4 tháng đầu năm 2019, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khai thác được 1,2145 triệu tấn dầu/condensate (vượt kế hoạch 8,1%); khối lượng khí cung cấp về bờ đạt 366,5 triệu m³ (vượt kế hoạch 94%).

Trong bối cảnh các mỏ chủ lực (Bạch Hổ, Rồng...) suy giảm sản lượng, độ ngập nước tăng cao, rủi ro về địa chất, công nghệ và kỹ thuật... Vietsovpetro đã triển khai các giải pháp tối ưu để đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, duy trì sản lượng khai thác... Cụ thể trong 4 tháng đầu năm 2019, Vietsovpetro đã thực hiện 875m khoan thăm dò

tại Lô 09-1; 12.505m khoan khai thác tại Lô 09-1 (vượt kế hoạch 2,8%) và 11.251m khoan khai thác tại Lô 09-3/12 (vượt kế hoạch 39,2%), kết thúc thi công 1 giếng.

Sản lượng khai thác dầu/condensate của Vietsovpetro đạt 1,2145 triệu tấn dầu/condensate (vượt kế hoạch 8,1%) tại Lô 09-1; khối lượng khí cung cấp về bờ từ đầu năm đạt 366,5 triệu m³ (vượt kế hoạch 94%).



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Trong đó, Vietsovpetro đã cùng PVEP, Bitexco đưa giếng khoan khai thác đầu tiên CT-101 vào khai thác. Theo kế hoạch, trong năm 2019, Tổ hợp nhà thầu sẽ tiếp tục khoan và đưa vào khai thác thêm 6 giếng, nâng sản lượng khai thác của mỏ Cá Tầm lên 766 nghìn tấn dầu/năm (tương đương trên 5,5 triệu thùng dầu/năm).

Trong 4 tháng đầu năm 2019, Vietsovpetro đạt doanh thu từ dầu khí 616,8 triệu USD (vượt kế hoạch 15,5%); nộp ngân sách Nhà nước 295,8 triệu USD bao gồm các loại

thuế là 250,2 triệu USD (vượt kế hoạch 15,4%) và lợi nhuận phía Việt Nam 45,6 triệu USD (vượt kế hoạch 15,4%). Lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt 44 triệu USD (vượt kế hoạch 16%).

Về xây dựng công trình biển, Vietsovpetro đã gia công được 4.365,2 tấn (vượt kế hoạch 18%, thực hiện công tác lắp ráp ngoài biển 3.217,9 tấn kết cấu kim loại (đạt 208,7% kế hoạch), công tác chống ăn mòn thực hiện với khối lượng 43.070m² (93,5% kế hoạch).

Bên cạnh đó, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh hoạt động cung cấp dịch vụ cho bên ngoài với doanh thu 4 tháng đầu năm 2019 ước đạt 64,3 triệu USD, trong đó doanh thu từ dịch vụ ngoài là 56,84 triệu USD, doanh thu dịch vụ cho các lô là 7,42 triệu USD.

Theo Nghị quyết Kỳ họp Hội đồng lần thứ 50, Vietsovpetro đặt mục tiêu doanh thu năm 2019 đạt 1,62 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam 752,9 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam đạt 119,7 triệu USD và lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt 115 triệu USD.

Vietsovpetro cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng, nâng cao hệ số thu hồi dầu và hiệu quả khai thác các mỏ, các công trình biển, đưa nhanh các mỏ mới vào hoạt động, đồng thời nghiên cứu để xuất cơ chế mới để mở rộng vùng hoạt động. Đặc biệt, Vietsovpetro sẽ đẩy mạnh áp dụng các công nghệ mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu; tận thăm dò, nghiên cứu các bẫy phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu, chính xác hóa mô hình mỏ; áp dụng các biện pháp địa chất - kỹ thuật như đưa giếng mới vào khai thác, chuyển đổi tương khai thác, khoan cắt thân hai, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift...

Về công tác mở rộng địa bàn hoạt động, Vietsovpetro cho biết sẽ ưu tiên nghiên cứu các khu vực đã có phát hiện dầu khí, khu vực có đặc điểm cấu trúc và điều kiện địa chất tương đồng với các khu vực đã được phát hiện dầu khí ở Lô 09-1; ưu tiên các khu vực lân cận Lô 09-1, với mục tiêu kết nối các phát hiện trong tương lai vào hệ thống công nghệ hiện hữu, rút ngắn thời gian chuẩn bị nhằm sớm đưa các phát hiện vào khai thác.

Nguyễn Thanh



4 THÁNG ĐẦU NĂM 2019:

SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ CỦA PVEP VƯỢT KẾ HOẠCH 7%

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết đã đảm bảo hoạt động khai thác an toàn, hiệu quả với sản lượng khai thác dầu khí trong 4 tháng đầu năm 2019 đạt 1,55 triệu tấn dầu quy đổi.

Tổng sản lượng khai thác dầu khí tháng 4/2019 của PVEP đạt 0,38 triệu tấn quy dầu, vượt kế hoạch 18%. Trong đó, sản lượng dầu và condensate đạt 0,27 triệu tấn (vượt kế hoạch 20%), sản lượng khí đạt 114 triệu m³ (vượt kế hoạch 13%). Trong 4 tháng đầu năm 2019, PVEP đã khai thác 1,55 triệu tấn dầu quy đổi, vượt kế hoạch 7% và đạt 36% kế hoạch năm 2019.

Về các chỉ tiêu tài chính, tổng doanh thu của PVEP trong 4 tháng đầu năm 2019 ước đạt 11.810 tỷ đồng, vượt kế hoạch 6% và đạt 35% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 3.341 tỷ đồng, vượt kế hoạch 8% và đạt 36% kế hoạch năm.

Trong tháng 4/2019, PVEP đã tập trung cho công tác phát triển mỏ tại mỏ Cá Tầm (đạt mốc dòng dầu đầu tiên vào ngày 25/1/2019), vận hành hệ thống ổn định các mỏ nhằm đảm bảo



Mỏ Sư Tử Trắng. Ảnh: PVEP

hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác, tiếp tục rà soát, triển khai các dự án phát triển mỏ khác.

Công tác thăm dò/phát triển tiếp tục được thực hiện, đảm bảo các thủ tục pháp lý đầu tư cũng như an toàn trong phạm vi tài chính - thu xếp vốn của Tổng công ty. PVEP cho biết đã thực hiện đầu tư các dự án thăm dò, thăm lượng và phát triển khai thác trong tháng 4 là 14,88 triệu USD, tính chung 4 tháng là 73,62 triệu USD.

Trong tháng 5/2019, PVEP đặt mục tiêu tiếp tục vận hành, khai thác

tại các dự án đảm bảo an toàn, hiệu quả. Công tác thăm dò, thăm lượng, phát triển khai thác các mỏ/dự án đạt kế hoạch đề ra. Dự kiến trong tháng 5, sản lượng khai thác của PVEP đạt 0,33 triệu tấn quy dầu, trong đó khai thác dầu và condensate đạt 0,23 triệu tấn, sản lượng khí xuất đạt 105 triệu m³.

Về các giải pháp tìm kiếm thăm dò - phát triển khai thác, PVEP cho biết đã và đang chuẩn bị công tác thi công khoan các giếng thăm dò/thăm lượng trong năm 2019, đảm bảo an toàn, đúng tiến độ và đạt được mục

tiêu gia tăng trữ lượng đề ra; tiếp tục nghiên cứu công nghệ khoan giếng thân nhỏ để sớm đưa vào triển khai khoan tại các dự án của PVEP đặc biệt là khu vực Bắc bể Sông Hồng và phát triển các mỏ cận biên.

Để đảm bảo sản lượng khai thác, PVEP tiếp tục theo dõi sát sao sản lượng khai thác thực tế so với kế hoạch được giao, thường xuyên cập nhật số liệu khai thác, rà soát và phân tích thường xuyên để có những kiến nghị kịp thời, hiệu quả nhằm tối ưu khai thác (lưu lượng gaslift, điều chỉnh choke, kiểm soát cát, nước khai thác, bắn mở vỉa mới, thay van gaslift, xử lý acide, rửa scale/muối...).

PVEP đang tiếp tục triển khai công tác phát triển mỏ tại mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2 (Lô 15-1), mỏ Cá Voi Xanh (Lô 117 - 119)...; tối ưu hóa vị trí giếng khoan phát triển khai thác, đảm bảo công tác thi công và đưa các giếng vào phát triển khai thác trong năm 2019 đạt hiệu quả cao nhất. Nghiên cứu công nghệ, giải pháp mới trong thi công khoan, nâng cao hiệu quả công tác khoan, nhằm tối ưu chi phí.

Về công tác quản lý đầu tư và kiểm soát chi phí, PVEP cho biết tiếp tục tìm kiếm các cơ hội/dự án tốt ở trong nước để đầu tư đảm bảo hiệu quả hoạt động cũng như tìm đối tác để chuyển nhượng quyền lợi tham gia của một số dự án của PVEP. Tổng công ty tiếp tục yêu cầu tối ưu Capex ~ 10% tại các dự án dầu khí; tối ưu chi phí vận hành (Opex) tối thiểu 5 - 10%, đặc biệt tại các dự án có UPC/giá thành cao (Lô PM 304, Lô 16-1...) để giảm giá thành sản phẩm khai thác dầu khí, mang lại hiệu quả quản lý cho các dự án; tối ưu nhân sự, sơ đồ tổ chức tại đơn vị/dự án phù hợp với khối lượng/yêu cầu công việc dự án trong thời gian tới.

Mạnh Hòa



NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT: VẬN HÀNH AN TOÀN, ỔN ĐỊNH Ở 107% CÔNG SUẤT THIẾT KẾ

Sau gần 1 năm chuyển đổi mô hình hoạt động sang công ty cổ phần, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 107% công suất thiết kế, đồng thời tập trung nghiên cứu triển khai các giải pháp tối ưu năng lượng và công nghệ.

BSR cho biết trong thời gian qua đã phải đối diện với các thách thức khi thị trường dầu thô thế giới biến động mạnh; khoảng cách chênh lệch giữa giá dầu thô và giá sản phẩm xăng

dầu bị thu hẹp... Nguồn dầu thô Azeri (xuất xứ từ Azerbaijan) là dầu thô chiến lược của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang bị áp mức thuế suất thuế nhập khẩu là 5% nên giảm hiệu quả khi chế biến.

Tuy nhiên, với việc triển khai các giải pháp đồng bộ, BSR đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 107% công suất thiết kế; kịp thời điều chỉnh kế hoạch sản xuất và cơ cấu sản phẩm linh hoạt theo thị trường; nghiên



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả. Ảnh: BSR

Trong Quý I/2019, BSR đã sản xuất hơn 1,7 triệu tấn sản phẩm các loại; tổng doanh thu đạt 23.054 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 2.443 tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế đạt hơn 606 tỷ đồng.

cứu triển khai các giải pháp tối ưu năng lượng và công nghệ; tăng cường kiểm soát định mức tiêu hao, tiết kiệm chi phí...

Trước khó khăn nguồn nguyên liệu dầu thô trong nước cung ứng



Các kỹ sư BSR tại Phòng điều khiển trung tâm Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bị suy giảm, BSR đã xây dựng các kịch bản cung ứng nguyên liệu; chủ động tìm kiếm các nguồn dầu thô nhập khẩu.

Chỉ tính riêng trong Quý I/2019, BSR đã sản xuất hơn 1,7 triệu tấn sản phẩm các loại; tổng doanh thu đạt 23.054 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 2.443 tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế đạt hơn 606 tỷ đồng. BSR đã cán mốc 20 triệu giờ công an toàn không xảy ra tai nạn mất ngày công - kỷ lục ít nhà máy lọc dầu trên thế giới đạt được.

Đối với Dự án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Bộ Tài nguyên và Môi trường đã ký Quyết định số 439/QĐ-BTNMT ngày 27/2/2019 phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường. Ngày 10/4/2019, Hội đồng quản trị BSR đã có Nghị quyết phê duyệt thiết kế tổng thể (FEED) và dự toán xây dựng công trình Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Dự kiến đến ngày 28/5/2019, BSR sẽ nhận hồ sơ thầu giai đoạn 1. Công tác thu xếp vốn cũng được BSR triển khai tích

cực, với mục tiêu tối ưu hóa tỷ lệ vốn chủ sở hữu và vốn vay.

Chia sẻ về các nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, Lãnh đạo BSR cho biết trọng tâm sản xuất kinh doanh của BSR là: Vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đảm bảo an toàn, ổn định, hiệu quả (duy trì ở 106 - 108% công suất thiết kế); tối ưu năng lực hiện có, nâng cao năng lực cạnh tranh và phát triển bền vững. BSR cũng áp dụng nhiều giải pháp đồng bộ như tối ưu hóa chi phí vận hành, áp dụng sáng kiến, cải tiến kỹ thuật; giảm hàng tồn kho dầu thô và sản phẩm đến mức tối ưu; triển khai các giải pháp năng lượng và công nghệ; tăng cường kiểm soát định mức tiêu hao, tiết kiệm chi phí;...

Đồng thời, BSR cho biết tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu doanh nghiệp theo Đề án đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt; triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất theo đúng kế hoạch đề ra.

Hồng Minh

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CÁC PHÁT HIỆN HYDROCARBON BỂ MALAY - THỔ CHU

Phan Văn Thắng¹, Hoàng Nhật Hưng¹, Nguyễn Thị Oanh Vũ¹, Nguyễn Thị Dậu²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bể trầm tích Malay - Thổ Chu nằm trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, gồm rìa Đông Bắc bể Malay và phía Nam của trũng Pattani. Kết quả nghiên cứu địa hóa đá mẹ cho thấy có sự hiện diện của 2 tầng đá mẹ sinh dầu khí (tuổi Oligocene và Miocene dưới). Trên cơ sở nghiên cứu mẫu dầu/condensate tại các phát hiện ở bể Malay - Thổ Chu xác định: Hydrocarbon ở khu vực Lô 46 và Lô 46/02 được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ đầm hồ và hỗn hợp lục địa - đầm hồ đang ở pha tạo dầu muộn. Hydrocarbon ở khu vực Lô B và Lô 52/97 có sự phân dị về nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa và hỗn hợp lục địa - đầm hồ, có độ trưởng thành khá cao. Không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong khu vực nghiên cứu còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới.

Từ khóa: Đặc điểm địa hóa, hydrocarbon, đá mẹ, vật chất hữu cơ đầm hồ, bể Malay - Thổ Chu.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Đông Bắc bể Malay và phía Nam trũng Pattani, có dạng kéo dài theo hướng Tây Bắc - Đông Nam (Hình 1). So với các bể trầm tích khác của Việt Nam, hoạt động nghiên cứu, tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực này được triển khai muộn hơn. Giai đoạn trước năm 1990 chủ yếu là hoạt động thu nổ địa chấn. Từ năm 1990 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký các hợp đồng chia sản phẩm, triển khai công tác khảo sát địa chấn, giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên các lô dầu khí và khu vực khai thác chung giữa Việt Nam và Malaysia (PM3). Kết quả tìm kiếm thăm dò đã chứng minh sự hiện diện của đá mẹ và sản phẩm trong khu vực nghiên cứu.

Tại bể Malay, trầm tích Cenozoic phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic với chiều dày lên tới trên 12km ở khu vực trung tâm bể [1 - 3], bao gồm trầm tích lục nguyên và carbonate. Còn lát cắt trầm tích Cenozoic trong vùng nghiên cứu gồm chủ yếu là trầm tích lục nguyên. Theo bản đồ đẳng sâu nóc mặt móng trầm tích Cenozoic (mặt phản xạ SHB), có nơi trầm tích Cenozoic dày tới trên 8km [4 - 6]. Các thành tạo đá móng trước Cenozoic trong khu vực nghiên cứu mới chỉ gặp tại một số giếng khoan như 46-NC-1X, 46-DD-1X, 46-PT-1X (Lô 46), B-KQ-1X (Lô

B)... Trầm tích tuổi Cenozoic trong vùng nghiên cứu gồm đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogene - Neogene đến Đệ Tứ, phủ bất chỉnh hợp lên tầng móng trước Cenozoic. Trầm tích Oligocene và Miocene dưới có chiều dày thay đổi từ hàng trăm tới hàng nghìn mét, chứa những tập sét kết xen kẽ với cát kết và bột kết, đôi khi gặp những lớp than và sét than. Trầm tích Miocene giữa và Miocene trên bao gồm các lớp than, sét than và sét kết xen với các tập cát kết, được thành tạo ở điều kiện đầm hồ - tam giác châu có ảnh hưởng của môi trường biển ven bờ (Hình 2), có mặt trong hầu hết các giếng khoan.

2. Hệ thống dầu khí ở khu vực bể Malay - Thổ Chu

2.1. Đá mẹ sinh dầu khí

Kết quả nghiên cứu đá mẹ trong vùng nghiên cứu [4, 7] cho thấy:

Trầm tích Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ. Đá mẹ Miocene dưới chứa vật chất hữu cơ loại III, có sự tham gia của vật chất hữu cơ loại I. Vật chất hữu cơ trong sét, bột kết Miocene dưới chủ yếu có nguồn gốc từ thực vật lục địa và số ít hỗn hợp lục địa và đầm hồ, có khả năng sinh khí là chính. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen là hỗn hợp loại I với loại III và loại III, có khả năng sinh dầu và khí. Tỷ lệ mẫu đá mẹ tuổi Oligocene có khả năng sinh dầu trội hơn so với mẫu đá mẹ Miocene dưới. Trên biểu đồ

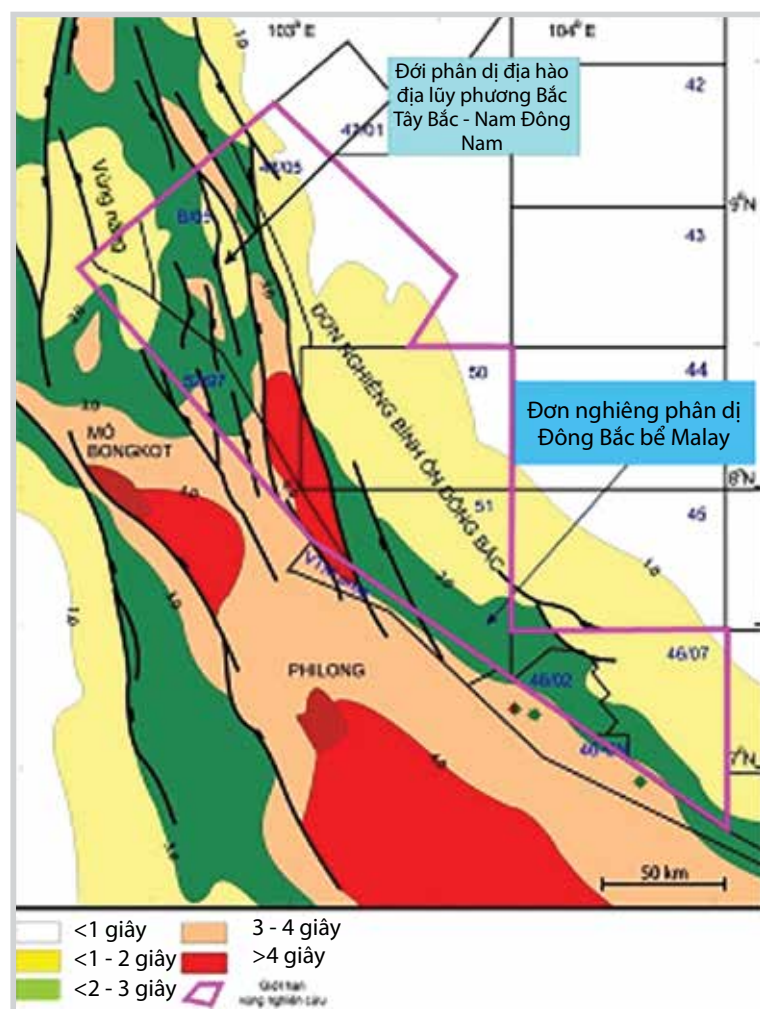
tiềm năng, các mẫu than và sét than trong trầm tích Miocene dưới và Oligocene đều phân bố trong vùng thiên về khả năng sinh khí.

Nhìn chung, vật chất hữu cơ trong đá mẹ ở khu vực Đông Nam vùng nghiên cứu có khả năng sinh dầu tốt hơn ở khu vực Tây Bắc.

Vật chất hữu cơ trong trầm tích tại các giếng khoan đạt cửa sổ tạo dầu (tương đương 0,72%Ro) ở độ sâu khoảng 2.800 - 3.000m, chưa giếng khoan nào đạt peak tạo dầu (tương đương 1,0%Ro).

Đá mẹ Oligocene và phía dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu. Trong đó, đá mẹ Oligocene đóng vai trò chính. Sự hiện diện của đá mẹ sinh dầu khí đã được minh chứng bởi các phát hiện dầu và khí trong quá trình tìm kiếm thăm dò dầu khí trong vùng nghiên cứu.

Dầu và khí đã phát hiện trong vùng nghiên cứu chủ yếu từ tầng chứa tuổi Miocene sớm, có nguồn gốc từ đá mẹ chứa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa. Sự thay đổi đặc trưng của đá mẹ theo bình đồ phù hợp với thực tế tìm kiếm thăm dò dầu khí: Tây Bắc khu vực nghiên cứu như: Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi các phát hiện chủ yếu là khí trong khi ở phía Đông Nam như Lô 46, Sông Đốc, Hoa Mai, PM3 lại phát hiện cả dầu và khí.



Hình 1. Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu

2.2. Đá chứa dầu khí

Vùng nghiên cứu có mặt 3 đối tượng chứa là cát kết Miocene giữa, cát kết Miocene dưới và cát kết Oligocene. Đến nay, chưa có phát hiện nào trong đá móng trước Cenozoic. Cát kết Miocene giữa tương đối sạch, độ lựa chọn tốt, độ hạt từ mịn đến trung bình, độ rỗng trung bình thay đổi từ 19 - 27%, độ thấm thay đổi từ hàng chục đến hàng nghìn milidarcy. Cát kết Miocene dưới có đặc điểm là sạch, độ hạt từ mịn đến thô, độ lựa chọn từ trung bình đến kém, độ rỗng tốt (18 - 25%), độ thấm thường > 100mD, đây là tầng đá chứa chính trong khu vực nghiên cứu. Cát kết Oligocene bị nén kết chặt nên ảnh hưởng đáng kể đến độ rỗng, làm giảm tính chất chứa của đá.

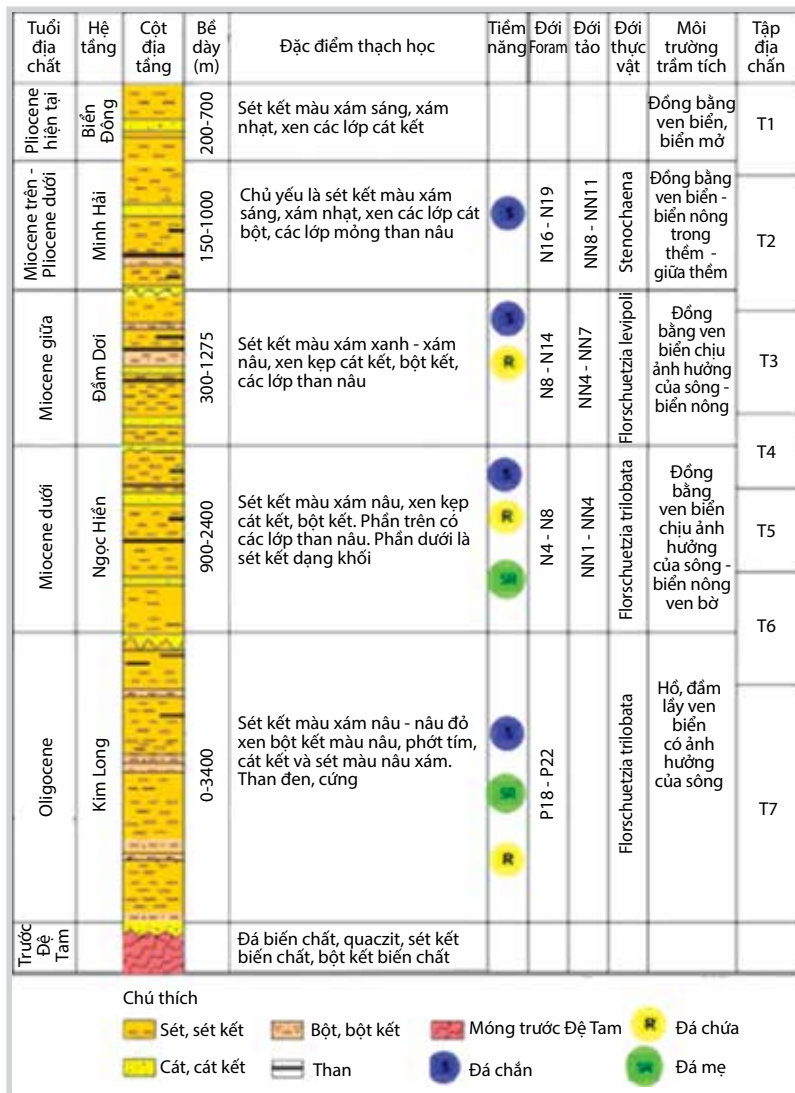
2.3. Đá chắn dầu khí

Các thành tạo chắn dầu khí trong khu vực nghiên cứu có thể được chia thành 2 loại chủ yếu là các thành tạo chắn hạt mịn tuổi Oligocene, Miocene và Pliocene - Đệ Tứ và màn chắn kiến tạo. Tầng chắn sét kết Pliocene - Đệ Tứ là các tập sét với bề dày hàng trăm mét, đóng vai trò tầng chắn khu vực. Tầng chắn sét kết Miocene dưới là các tập sét ở phần đáy tầng Miocene dưới, phân bố không liên tục, đóng vai trò tầng chắn địa phương cho các vỉa sản phẩm phía dưới. Tầng chắn sét kết Oligocene là các tập sét trong tầng Oligocene được thành tạo trong môi trường hồ có ảnh hưởng của biển, hàm lượng sét cao. Ngoài ra, trong khu vực nghiên cứu còn tồn tại các tầng chắn địa phương là các tập sét tuổi Miocene được thành tạo trong môi trường đồng bằng ngập lụt, biển ven bờ. Chế độ kiến tạo ở khu vực nghiên cứu có ảnh hưởng và chi phối mạnh tới việc hình thành và bảo tồn các tích tụ dầu khí, các hệ thống đứt gãy trong vùng nghiên cứu hoạt động khá sớm và tồn tại đến cuối Miocene do đó yếu tố màn chắn kiến tạo cũng có vai trò quan trọng.

3. Phương pháp nghiên cứu và cơ sở tài liệu

3.1. Phương pháp nghiên cứu

Bài báo sử dụng phương pháp tổng hợp, đối sánh trên cơ sở kết quả phân tích mẫu, kết quả mô hình địa hóa đá mẹ... Trong đó kết quả



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp vùng nghiên cứu

phân tích sắc ký khí (GC) và sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS) được sử dụng nhiều nhất.

- Phương pháp sắc ký khí: Nguyên tắc của tách chất trong sắc ký khí là sự phân bố giữa pha tĩnh và pha động thông qua cơ chế hấp phụ và giải hấp phụ. Bản chất của phép phân tích này là dựa vào khả năng tương tác vật lý giữa các cấu tử của hỗn hợp cần phân tích (mẫu hydrocarbon/bitum) với pha tĩnh (chất hấp phụ trong cột sắc ký) và pha động (khí mang). Mẫu được vận chuyển qua cột sắc ký trong môi trường khí trơ (khí heli hoặc nitơ tinh khiết) để đảm bảo không xảy ra phản ứng hóa học trong cột hấp phụ. Kết quả biểu thị hàm lượng các cấu tử hydrocarbon trong mẫu dưới dạng sắc đồ. Dạng dải phân bố và tỷ số giữa các peak được sử dụng để đánh giá nguồn gốc, mức độ trưởng thành và môi trường lắng đọng cũng như phân hủy vật chất hữu cơ ban đầu.

- Phương pháp sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS): Phương pháp phân tích GC-MS dựa trên nguyên tắc các cấu tử sau khi được tách bằng sắc ký khí sẽ được ion hóa và “bẻ gãy” thành những phân mảnh có khối lượng điện tử nhất định, được ký hiệu là m/z đầu và tiếp sau là khối lượng

điện tử của mảnh (ví dụ m/z 191, m/z 259...). Hỗn hợp các cấu tử đã được ion hóa sẽ luân chuyển qua cột hấp phụ. Các chu trình diễn ra ở giai đoạn này tương tự trong máy sắc ký khí, độ phổ biến của các cấu tử sẽ được khuếch đại và ghi lại dưới dạng sắc đồ. Sắc ký khí ghép khối phổ hiện nay được coi là một trong những phương pháp phân tích chi tiết, hữu hiệu trong việc liên kết dầu - dầu và dầu - đá mẹ, được xem như một kiểu “phân tích ADN” trong địa hóa dầu. Số liệu từ phép phân tích này được dùng để đánh giá nguồn gốc, môi trường lắng đọng, mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ ban đầu, mức độ phân hủy sinh vật... với độ tin cậy cao.

3.2. Cơ sở tài liệu

Bài báo sử dụng kết quả phân tích địa hóa nhiều mẫu dầu/condensate (DST, TST và MDT) từ các giếng khoan tại Lô 46, Lô 51, Lô B và Lô 52/97 [6, 7, 8 - 23]. Ngoài ra, nhóm tác giả tham khảo các báo cáo cuối cùng của các giếng khoan trong vùng nghiên cứu, báo cáo đánh giá tiềm năng dầu khí vùng nghiên cứu và khu vực lân cận.

4. Kết quả và thảo luận

Dầu và khí đã được phát hiện trong các tầng chứa tuổi Miocene tại các giếng khoan ở nhiều lò, trong đó mẫu được phân tích trong nghiên cứu này tập trung ở Lô 46/02, Lô 51, Lô B và Lô 52/97. Tất cả các mẫu dầu/condensate trong vùng nghiên cứu có tỷ trọng thay đổi từ 27 - 52°API, hàm lượng lưu huỳnh thấp (< 0,5%). Theo phân loại của BP, các mẫu dầu này thuộc loại C, D, E [4, 6, 9 - 16, 24, 25].

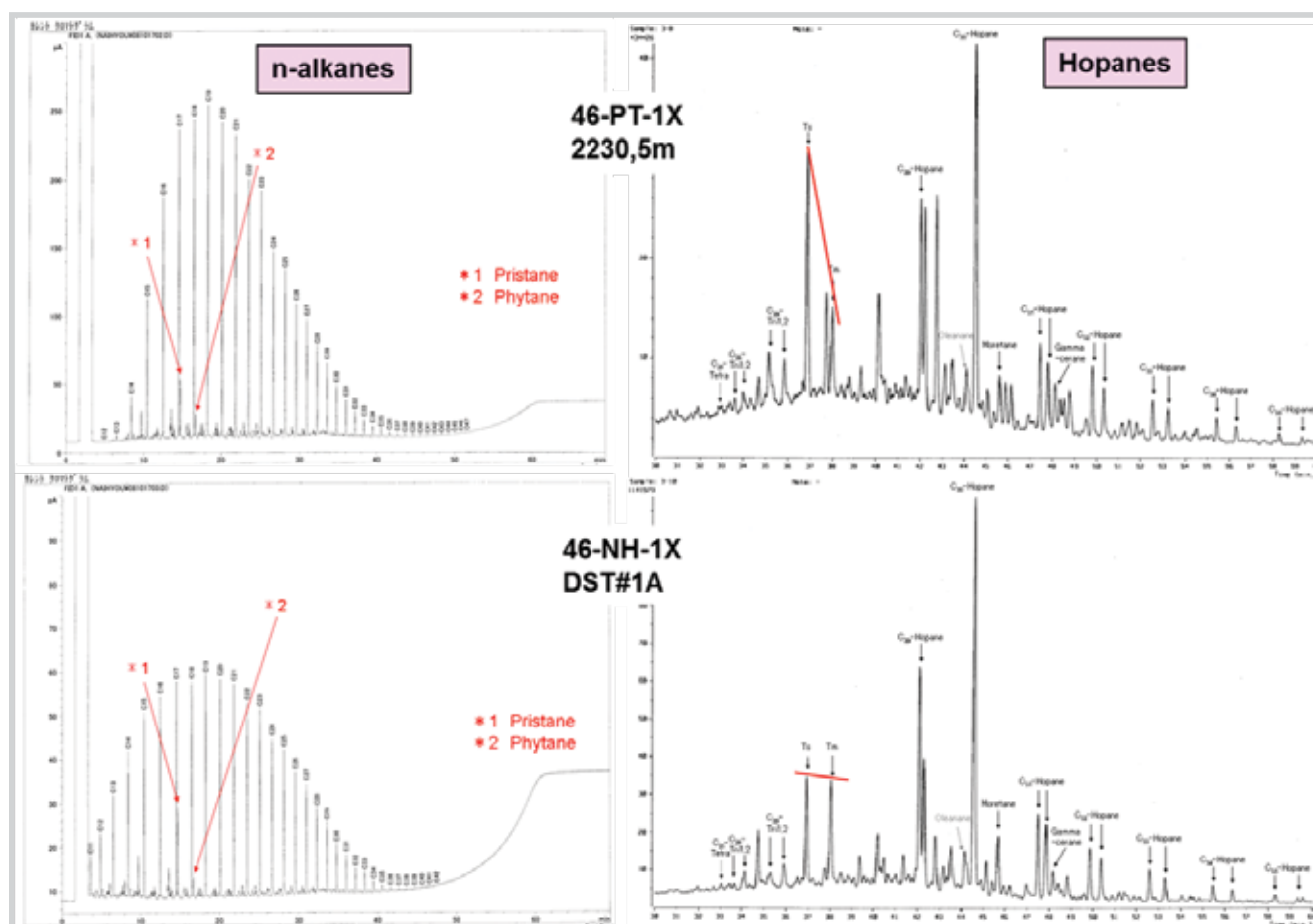
Dầu/condensate tại giếng khoan 46-CN-1X có tỷ trọng thay đổi trong khoảng 37,8 - 51,6°API, hàm lượng lưu huỳnh thấp (< 1%). Mẫu MDT#6, DST#3 và MDT#8 có hàm lượng oleanane thấp, có mặt gamacerane, bicadinane phản ánh nguồn vật chất hữu cơ ban đầu là hỗn hợp giữa algal đầm hồ và thực vật thượng đẳng. Ba mẫu dầu MDT#1, MDT#2 và MDT#3 tại giếng khoan 46-CN-1X có tỷ số Pristane/

Phytane (Pr/Phy) thấp (2,54, 2,44 và 1,98 tương ứng), giàu hydrocarbon thơm, hàm lượng sáp (waxy) thấp, hàm lượng oleanane và tricyclic terpane thấp đặc trưng cho nguồn gốc hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa [2, 6, 24, 25]. Tỷ số Ts/Tm của tất cả các mẫu dầu trên đều cao (1,25 - 2,98) chứng tỏ dầu được sinh ra từ đá mẹ đã trưởng thành đang ở pha tạo dầu muộn. Các mẫu dầu/condensate có chỉ số pristane/phytane giảm dần theo chiều sâu, đây là một trong những dấu hiệu chỉ ra sự tăng dần tính đầm hồ trong vật chất hữu cơ ban đầu.

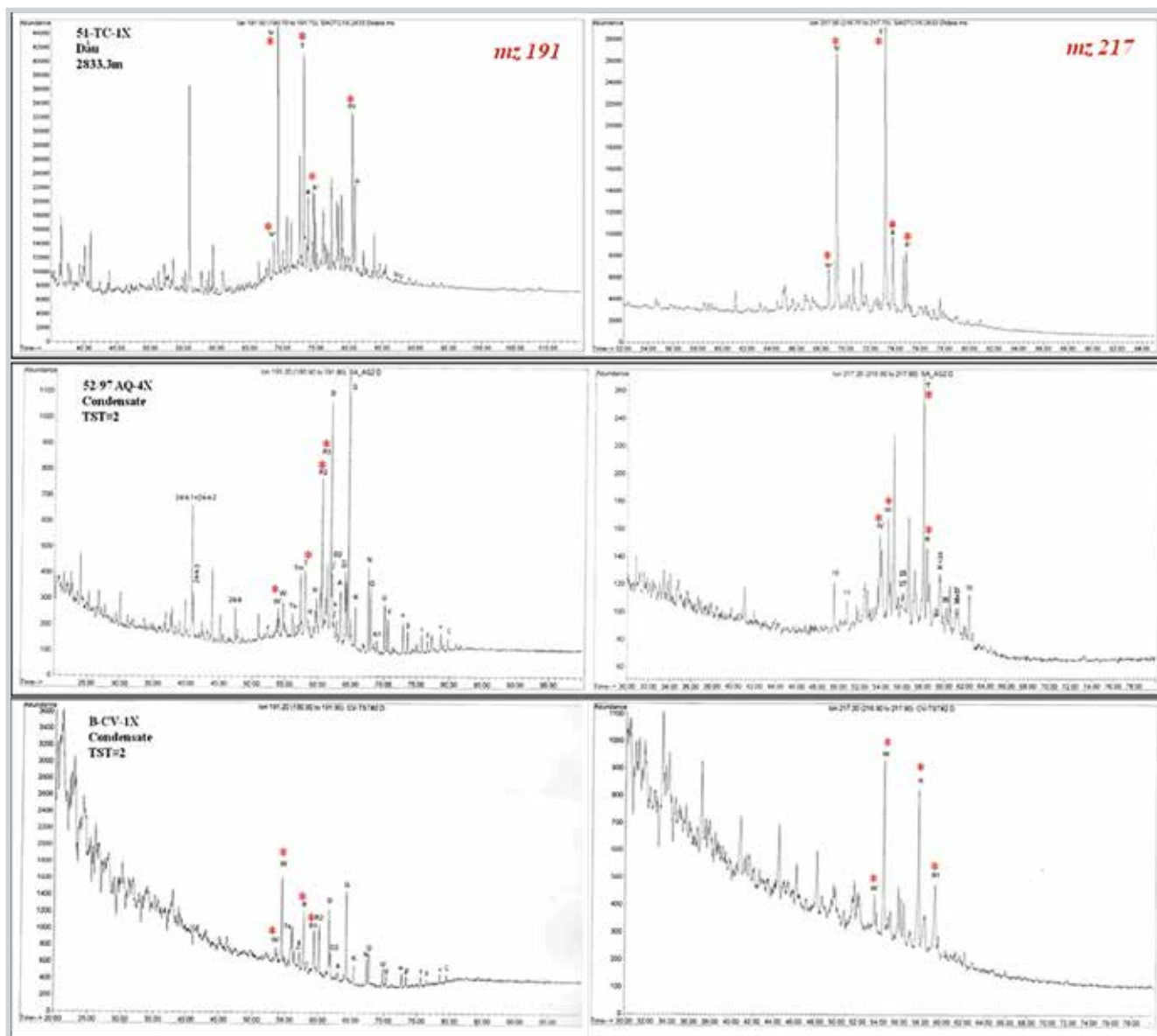
Theo kết quả phân tích của Robertson, cùng trong Lô 46 nhưng tại giếng khoan 46-NH-1X tính chất condensate (mẫu MDT#1 và MDT#2) trong đá chứa tuổi Miocene lại có tỷ số Pr/Phy cao (3,6 - 4,52), C_{29} sterane chiếm chủ yếu trong dãy C_{27} - C_{28} - C_{29} phản ánh đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Cả 2 mẫu đều có tính trội lể ở C_{19} , C_{21} , C_{23} và hàm lượng các cấu tử hydrocarbon giảm dần từ C_{26} - C_{34} , giàu hàm lượng hydrocarbon thơm và tỷ số Ts/Tm cao (1,84 và 1,88) có thể cho rằng các mẫu condensate này được sinh ra từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa, đang ở trong pha tạo dầu muộn.

Tại giếng khoan 46-PT-1X, 11 mẫu dầu trong tầng chứa T5 và T6 có tỷ trọng thay đổi từ 37 - 47,9°API. Kết quả phân tích GC và GC-MS cho thấy tất cả các mẫu dầu đều có tính chất tương tự nhau, hàm lượng sáp thấp, có mặt diahopane, bicadinane, Ts/Tm cao (1,48 - 1,87). Các chỉ tiêu trên chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có sự pha trộn giữa algal đầm hồ và thực vật bậc cao, có độ trưởng thành tương đương ở pha tạo dầu muộn. Các mẫu dầu trong tập chứa T6 (tầng Miocene dưới - Oligocene) có tỷ số Pr/Phy thấp hơn các mẫu dầu trong tầng chứa T5 (giữa Miocene dưới), có thể coi hợp phần lục địa trong vật chất hữu cơ ban đầu của dầu trong đá chứa thuộc tập T6 thấp hơn ở tập T5.

Kết quả phân tích GC và GC-MS hợp phần no trong mẫu dầu tại độ sâu 2230,5m giếng khoan 46-PT-1X và mẫu DST#1A giếng khoan 46-NH-1X (Hình 3) cho thấy dải phân bố n-alkane thể hiện trội rõ vùng C_{17} - C_{23} , có sự giảm rất nhanh từ C_{24} - C_{36} thể hiện đá mẹ sinh dầu chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, có độ trưởng thành tương đối cao (vượt quá peak tạo dầu); trên dải hopane có thể thấy gammacerane hiển thị khá rõ cho thấy môi trường lắng đọng đá mẹ có tính khỉ cao, oleanane thấp cùng với sự xuất hiện của moretane cho thấy có sự đóng



Hình 3. Dải phân bố GC và GC-MS (m/z 191) hydrocarbon no mẫu dầu Lô 46 [8]



Hình 4. Kết quả GC-MS hydrocarbon no mẫu dầu/condensate Lô 51, Lô B và 52/97 (*: Hợp phần lục địa)

góp của vật chất hữu cơ lục địa trong đá mẹ sinh dầu, đồng phân C_{35} hopane rất thấp là dấu hiệu của môi trường non-marine. Những dấu hiệu trên chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu của 2 mẫu dầu này có nguồn gốc đầm hồ với sự đóng góp của vật chất hữu cơ lục địa, được lắng đọng trong môi trường nghèo oxy.

Khu vực Lô B, phần lớn các giếng khoan đều gặp dầu nhẹ/condensate trong các tầng chứa cát kết tuổi Miocene dưới. Các mẫu dầu nhẹ/condensate có mùi thơm nhẹ, màu vàng sáng, rất sạch và gần như không có asphaltene [4]. Các mẫu hydrocarbon có tỷ trọng $> 45^\circ\text{API}$ (phổ biến là $47 - 52^\circ\text{API}$), hàm lượng lưu huỳnh rất thấp ($< 0,1\%$) và hàm lượng sáp cao ($> 10\%$) phản ánh mối liên quan với nguồn vật liệu ban đầu chủ yếu từ lớp biểu bì của thực vật bậc cao bị phân hủy. Chúng thuộc nhóm D, E có thể liên

quan với đá mẹ chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc chủ yếu là thực vật bậc cao.

Các mẫu Lô B và Lô 52/97 thường là dầu nhẹ/condensate, do ảnh hưởng độ phân hủy và mức độ trưởng thành nên nghèo dấu hiệu sinh vật hơn các mẫu thuộc Lô 46, đôi khi các dấu hiệu sinh vật trong một số mẫu từ Lô B và Lô 52/97 bị nhiễu gây khó xác định hoặc không xác định được. Nhìn chung dấu hiệu sinh vật trong các mẫu khu vực Lô 51, Lô B và Lô 52/97 phản ánh vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc khác nhau, tuy nhiên mẫu thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu nguồn lục địa là chính (Hình 4). Để tiện theo dõi, mẫu từ các giếng khoan Lô 46 (46/02 và 46/07) ký hiệu hình tam giác và tròn, mẫu từ các giếng khoan ở Lô 51 ký hiệu hình hoa thị và mẫu từ các giếng khoan Lô B và 52/97 ký hiệu bằng hình vuông.

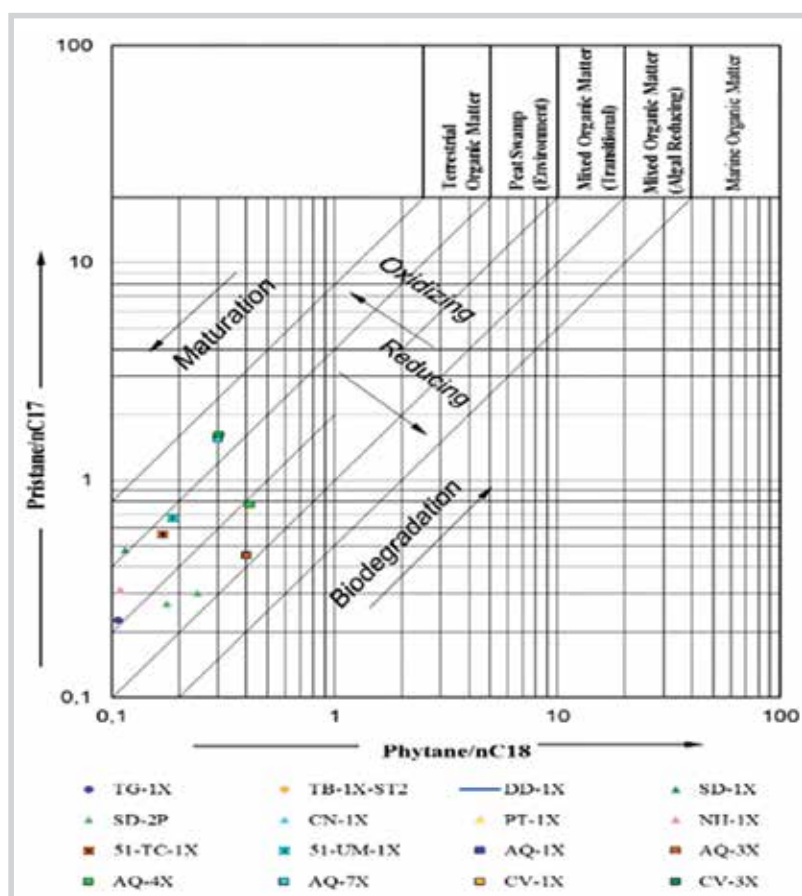
Kết quả phân tích GC hợp phần hydrocarbon no các mẫu dầu/condensate (Hình 5) cho thấy các mẫu thuộc Lô 46 và Lô 51 phân bố tập trung ở vùng thể hiện môi trường đầm lầy (peat Swamp), một số ít mẫu từ Lô 46 phân bố trong vùng chuyển tiếp. Mẫu từ các giếng khoan ở Lô B và Lô 52/97 phân bố rải rác từ lục địa đến chuyển tiếp cho thấy sự phức tạp trong nguồn vật chất hữu cơ ban đầu.

Trên biểu đồ quan hệ C_{27} - C_{28} - C_{29} sterane (Hình 6) ngoại trừ 1 mẫu từ giếng khoan 46-SD-1X phản ánh vật chất hữu cơ ban đầu nguồn gốc thực vật cạn (higher plant) là chính, các mẫu Lô 51 và Lô 46 phân bố trong vùng thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu ở vùng đầm lầy ngập nước (estuarine). Trong khi đó mẫu từ các giếng thuộc Lô B và Lô 52/97 lại phân bố rải rác, từ vùng lục địa đến đầm lầy ngập nước, đầm hồ. Điều này khá phù hợp với kết quả GC trên Hình 4.

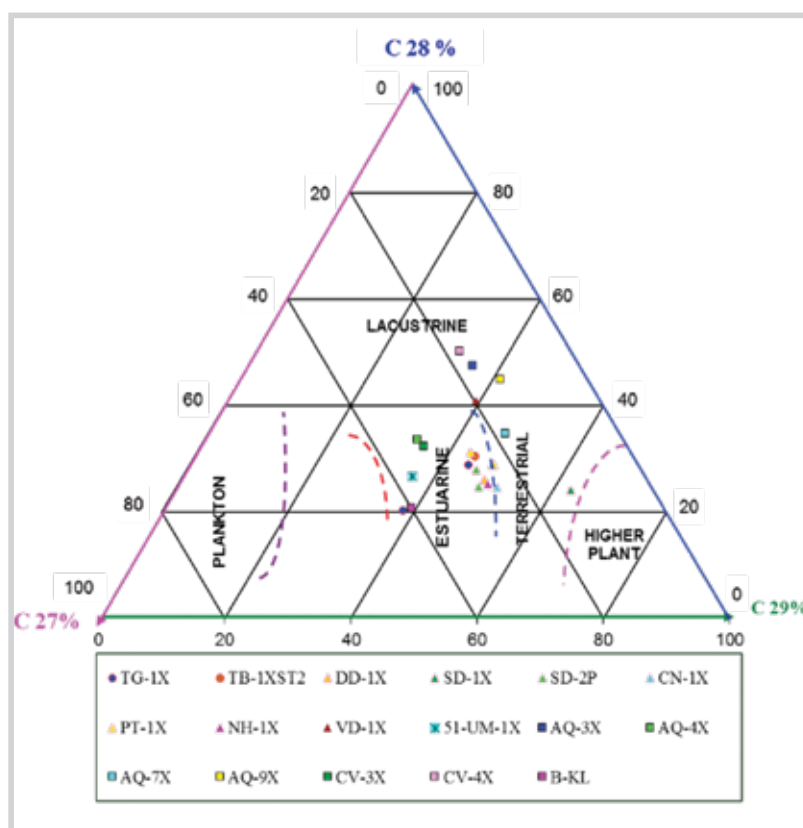
Hình 7 cho thấy phần lớn mẫu từ các giếng khoan thuộc Lô 46 phân bố ở khu vực thể hiện nguồn vật chất hữu cơ ban đầu chủ yếu là algal đầm hồ, riêng mẫu từ giếng khoan SD-1X phân bố ở vùng thể hiện vật chất hữu cơ chủ yếu nguồn gốc lục địa. Mẫu từ các giếng khoan Lô B và Lô 52/97 phân bố tản mát, thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu nhiều nguồn gốc (lục địa, đầm hồ và hỗn hợp).

Như vậy, các mẫu dầu/condensate trong vùng nghiên cứu thuộc dầu nhóm C, D, E là dầu được sinh từ đá mẹ chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc đầm hồ và hỗn hợp đầm hồ/lục địa. Dầu/condensate có đặc điểm địa hóa tương tự với chất chiết từ đá mẹ nhưng có độ trưởng thành tương đương pha tạo dầu muộn, cao hơn đá mẹ tại các giếng khoan nhiều chính vì vậy có thể đã được sinh từ đá mẹ ở trung sâu dịch chuyển lên và được nạp vào bể chứa như đã gặp tại các tầng chứa cát kết tuổi Miocene.

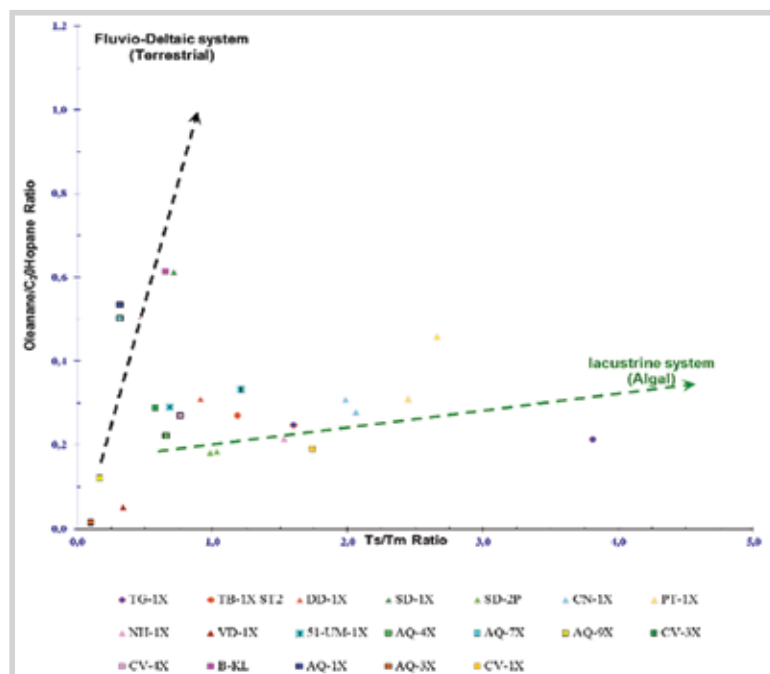
Theo Hwang và cộng sự (1998), hàm lượng benzocarbazole trong hydrocarbon



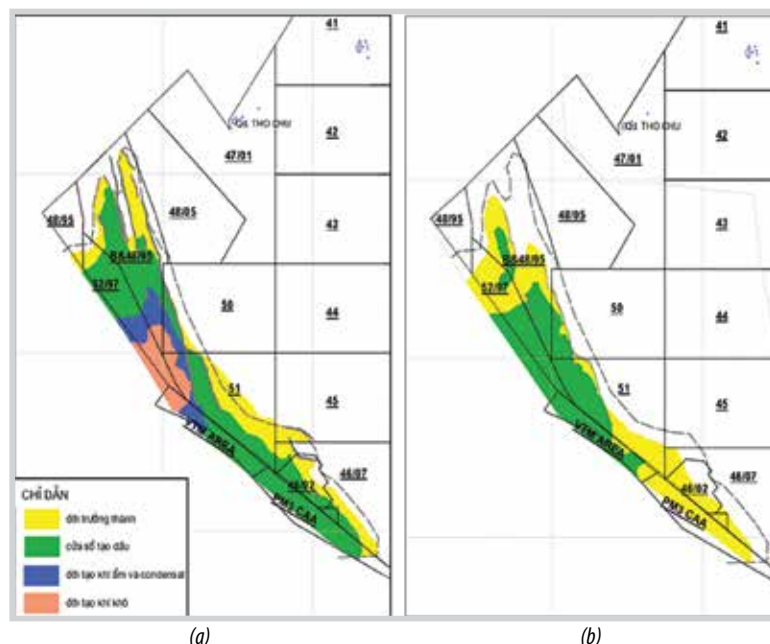
Hình 5. Biểu đồ quan hệ pristane/ nC_{17} và phytane/ nC_{18} các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 6. Biểu đồ quan hệ C_{27} - C_{28} - C_{29} sterane các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 7. Biểu đồ quan hệ chỉ số Ol và Ts/Tm các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 8. Bản đồ thể hiện độ trưởng thành của vật chất hữu cơ bể Malay - Thổ Chu (a) tại đáy tầng Oligocene và (b) tại nóc tầng Oligocene

là yếu tố quan trọng để xác định khoảng cách di cư của hydrocarbon. Trong đề án hợp tác nghiên cứu giữa PVN và Idemitsu, Idemitsu đã xác định hàm lượng nitơ hữu cơ, chỉ số benzocarbazole trong hydrocarbon và liên hệ với kết quả nghiên cứu của Hwang và cộng sự, kết quả dự đoán khoảng cách di cư của hydrocarbon đã phát hiện tại khu vực Lô 46 bể Malay - Thổ Chu khá lớn (ít nhất 20 - 30km) [8]. Khu vực Lô B và Lô 52/97 sản phẩm chủ yếu là khí nên độ linh hoạt cao hơn vì thế khoảng cách di cư có thể còn lớn hơn.

Theo kết quả nghiên cứu đá mẹ và mô hình địa hóa đá mẹ [6], vùng nghiên cứu có sự hiện diện của 2 tầng đá mẹ sinh dầu khí (Oli-

gocene và Miocene dưới). Bản đồ thể hiện độ trưởng thành của vật chất hữu cơ khu vực nghiên cứu (Hình 8) cho thấy tại khu vực trung sâu vật chất hữu cơ ở đáy tầng Oligocene đã đạt đời tạo khí khô, phần lớn diện tích còn lại nằm trong cửa sổ tạo dầu (Hình 8a), sản phẩm của đá mẹ Oligocene đã sinh và bắt đầu di cư từ Miocene sớm. Tại đáy tầng Miocene dưới ở các trung sâu phần lớn đang trong pha tạo dầu sớm (chưa đạt peak tạo dầu), rất ít chỗ mới đạt peak tạo dầu.

Để nhận diện sản phẩm của từng loại đá mẹ, các loại vật chất hữu cơ trong đá mẹ Oligocene và Miocene dưới trong vùng nghiên cứu đã được định nghĩa riêng và đưa vào cơ sở dữ liệu của mô hình [4]. Kết quả mô hình chạy trên phần mềm PetroMod cho thấy quá trình di cư hydrocarbon trên diện rộng bắt đầu từ 15 triệu năm trước (khoảng đầu Miocene giữa) vì vậy các tích tụ hydrocarbon chịu ảnh hưởng của pha hoạt động kiến tạo vào giai đoạn cuối Miocene giữa gây ra sự thất thoát hydrocarbon trong vùng nghiên cứu. Thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa theo kết quả mô hình cho thấy hydrocarbon chủ yếu được sinh từ đá mẹ Oligocene, chưa thấy dầu được sinh từ đá mẹ Miocene dưới trong các tầng chứa. Như vậy, đá mẹ chính trong vùng nghiên cứu là trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa và đầm hồ.

Hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu có độ trưởng thành khá cao (tương đương pha tạo dầu muộn trở lên trong khi độ trưởng thành của đá mẹ Miocene dưới trong vùng nghiên cứu chưa vượt quá peak tạo dầu (Hình 8) là minh chứng cho nhận định trên.

Ở khu vực sâu hơn (thuộc bể Malay), nơi đá mẹ Oligocene được chôn vùi sâu trên 12km, đá mẹ Miocene dưới được chôn vùi tới 7km (Hình 9) vật chất hữu cơ trong đá mẹ còn có độ trưởng thành cao hơn so với vùng nghiên cứu, sản phẩm của chúng đã được sinh và tham gia vào quá trình di cư, có thể một phần trong chúng đã di cư tới các bể ở phía Nam Lô 46/02 và Lô 46/07. Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ tuyến Seas 95-05 (Hình 10) minh họa cho nhận định này.

Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) [6], khu vực nghiên cứu tồn tại đồng thời 2 cơ chế dịch chuyển dầu khí đó là dịch chuyển ngang theo địa tầng và dịch chuyển thẳng đứng theo đứt gãy hoặc các khu vực xung yếu của các tầng, 2 cơ chế này luôn diễn ra song song. Dịch chuyển thẳng đứng của dầu khí thường mang tính cục bộ trong các khu vực phát triển đứt gãy hoặc khu vực xung yếu của các tầng. Trong khi đó dịch chuyển ngang có thể xảy ra trong các tầng và phạm vi dịch chuyển lớn hơn. Như vậy, không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu (đặc biệt là khu vực Lô B và 52/97) còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới (theo phương thức dịch chuyển ngang là chính). Trong các mẫu khí, hàm lượng đồng vị carbon C^{13} trong methane biến đổi trong khoảng khá rộng (-33,57‰ đến -38,28‰), trong khi ở khí C^{2+} chỉ số này biến đổi trong khoảng hẹp hơn (trong ethane là -28,82‰ đến -29,77‰, trong propane là -27,87‰ đến -29,1‰). Như vậy, độ trưởng thành của đá mẹ sinh ethane và propane gần tương đương và cao hơn độ trưởng thành của đá mẹ sinh methane. Theo kết quả nghiên cứu trên và báo cáo cuối cùng các giếng khoan trong

khu vực nghiên cứu [11 - 18], có thể cho rằng condensate ở tầng trên do khí methane hòa tan vào vỉa dầu có độ trưởng thành cao hơn được tích tụ từ trước. Khí có thể hình thành trong giai đoạn trưởng thành sớm của vật chất hữu cơ loại III trong trầm tích ở phần dưới Miocene dưới (?) (Hình 8 và 10).

5. Kết luận

Hydrocarbon khu vực Lô 46 có đặc điểm tương tự nhau, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ đầm hồ và hỗn hợp lục địa - đầm hồ đang ở pha tạo dầu muộn.

Hydrocarbon khu vực Lô B và Lô 52/97 có sự phân dị về nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa và hỗn hợp lục địa - đầm hồ, có độ trưởng thành khác nhau rõ rệt. Điều này phản ánh nguồn cấp hydrocarbon khá phức tạp.

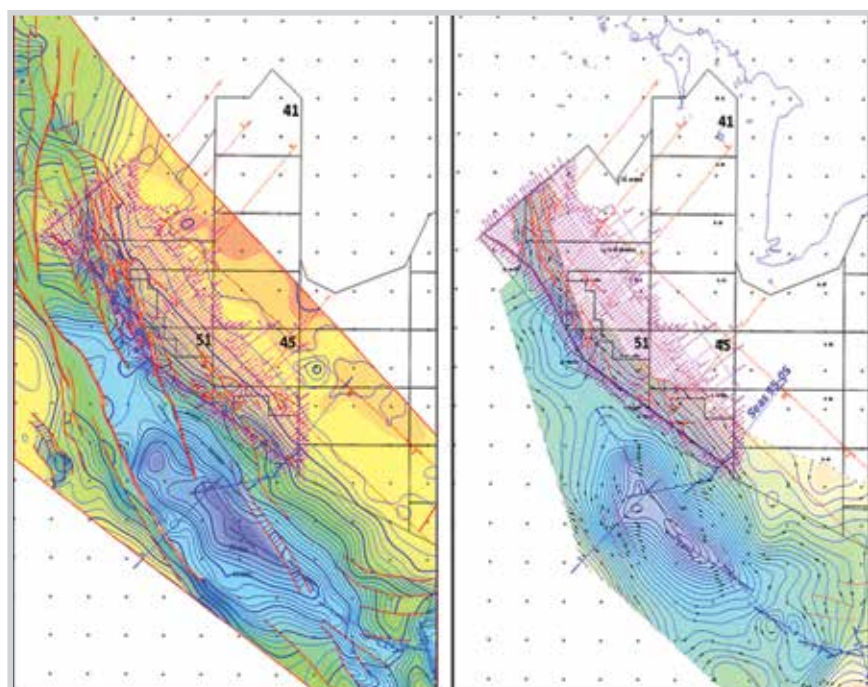
Không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới.

Mối quan hệ giữa quy luật phân bố hydrocarbon với đặc tính đá mẹ trong vùng nghiên cứu và nguồn cấp hydrocarbon cho các bể khu vực Lô B và Lô 52/97 cần được nghiên cứu, góp phần nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

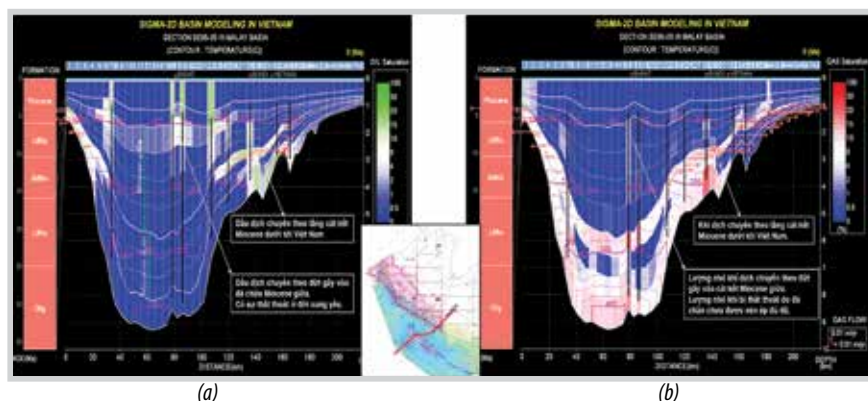
Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2001.

2. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Cấu trúc và tiềm năng dầu khí vùng nước sâu thềm lục địa Việt Nam*. Đề tài cấp Nhà nước mã số KC09-06. 2004.



Hình 9. Bản đồ đẳng sâu bể Malay [2] (a) tại nóc mặt móng Cenozoic và (b) tại nóc tầng Oligocene



Hình 10. Mô hình địa hóa đá mẹ tuyến Seas 95-05 qua trũng sâu của bể Malay sang khu vực Lô 46 [8] (a) độ bão hòa và hướng dịch chuyển dầu, (b) độ bão hòa và hướng dịch chuyển khí

3. Mazlan B.Hj.Madon. *The petroleum geology and resources of Malaysia, Chapter 8 Malay basin*. 1999.
4. Nguyễn Thị Dâu. *Mô hình địa hóa đá mẹ bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu, thêm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Luận án Tiến sĩ, Đại học Mở - Địa chất. 2009.
5. Nguyễn Thu Huyền, Phùng Sỹ Tài, Trịnh Xuân Cường. *Bể trầm tích Malay - Thổ Chu và tài nguyên dầu khí*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 611 - 630.
6. Viện Dầu khí Việt Nam. *Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam*. Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến 2020. 2014.
7. Phan Văn Thắng, Nguyễn Thị Oanh Vũ, Hoàng Nhật Hưng, Nguyễn Thị Dâu. *Đặc điểm địa hóa đá mẹ Cenozoic khu vực thềm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 7: trang 14 - 22.
8. Petrovietnam-Idemitsu. *Characterization of petroleum systems in Vietnam by State-of-the-art geochemical technology" phase 3: Malay - Tho Chu basin*. 2009.
9. Fina Exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NH-1X, 46-CN-1X, 46-KM-1X, 46-TL-1X, 46-PT-1X, 46-NC-1X, 46-DD-1X, 51-MH-1X*.
10. Geochemical Labs. *Geochemical evaluation of cutting, oil and water samples from 51-TC-1X*. 2013.
11. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-KL-2X, B-KL-3X, B-AQ-1X, B-AQ-3X, B-CV-1X wells drilled in offshore Vietnam*. 2000.
12. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-AQ-3X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
13. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-AQ-1X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
14. Geochemical Labs. *LC/GC/GCMS analysis results of the MDT fluids and TST condensates in the 52/97-CV-3X well drilled in offshore Vietnam*. 2001.
15. Geochemical Labs. *LC/GC/GCMS analysis results of the TST condensate samples in the 52/97-AQ-4X well drilled in offshore Vietnam*. 2001.
16. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-CV-1X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
17. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Elsevier. 1994.
18. Kennetch E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarkers guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. 1993.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF DISCOVERED HYDROCARBON IN MALAY - THO CHU BASIN

Phan Van Thang¹, Hoang Nhat Hung¹, Nguyen Thi Oanh Vu¹, Nguyen Thi Dau²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Petroleum Association

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Summary

The Malay-Tho Chu basin is located in the South Western continental shelf of Vietnam, including the North East margin of Malay basin and the North of Pattani trough. Results of geochemistry research of source rocks revealed the presence of two source rock sequences (Oligocene and early Miocene). Studies of oil and condensate samples taken from discoveries in the Malay-Tho Chu basin indicated that hydrocarbon discovered in blocks 46 and 46/02 were generated from source rock containing mainly lacustrine organic matter/mixture of lacustrine and terrestrial organic matters which were in the late oil window; hydrocarbon in blocks B and 52/97, which were different in original organic matter, were generated from source rock containing mainly terrestrial organic matter and mixture of terrestrial and lacustrine organic matter, and were highly matured. The possibility that hydrocarbon encountered in the research area were also generated from Oligocene and Miocene source rock in the deeper trough of the Malay basin and migrated from the Pattani trough to the Malay-Tho Chu basin is not excluded.

Key words: Geochemical characteristics, hydrocarbon, source rock, lacustrine organic matter, Malay-Tho Chu basin.

NGHIÊN CỨU THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP HỆ DUNG DỊCH KHOAN ỨC CHẾ "KCL-PROTEX STA" VÀ SỬ DỤNG KẾT HỢP HỢP CHẤT PROTEX STA VỚI CÁC HỆ DUNG DỊCH KHOAN CFL-AKK-KCL-PAG, KGAC BỔ SUNG ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ THI CÔNG GIẾNG KHOAN

Bùi Việt Đức¹, Ngô Văn Tự¹, Bùi Trọng Khải¹, Đặng Cửa¹, Bùi Việt Phương¹, Vũ Văn Hưng²

Hoàng Hồng Linh², Bùi Văn Thơm², Nguyễn Xuân Thảo³

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

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

³Hội Công nghệ Khoan - Khai thác Việt Nam

Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Tóm tắt

Để đáp ứng yêu cầu kỹ thuật công nghệ thi công giếng khoan, hệ dung dịch khoan ức chế mới KCI-Protex Sta đã được nghiên cứu, đưa vào thử nghiệm công nghiệp tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Đồng thời, Protex Sta cũng được kết hợp với các hệ dung dịch khoan CFL-AKK-KCL-PAG, KGAC đang sử dụng tại Vietsovpetro để nâng cao khả năng ức chế, nâng cao hiệu quả thi công giếng khoan với chi phí thấp và đảm bảo an toàn môi trường sinh thái.

Từ khóa: Hệ dung dịch ức chế, Protex Sta, phèn nhôm kali, KGAC, chèo khoan PDC.

1. Giới thiệu

Để gia tăng vận tốc cơ học khoan, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã áp dụng các giải pháp công nghệ tiên tiến như: việc sử dụng các thiết bị đo góc xiên trong khi khoan (MWD), hệ thống chỉnh xiên quay RSS và choòng khoan PDC có độ bền cao, đòi hỏi cải thiện các đặc tính kỹ thuật công nghệ của hệ dung dịch khoan, đặc biệt là khả năng ức chế, khả năng làm sạch bùn và các tính chất bôi trơn, đảm bảo độ an toàn tối đa cho thi công, góp phần nâng cao các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật thi công khoan.

Hệ dung dịch khoan ức chế truyền thống trước đây Vietsovpetro sử dụng không phù hợp khi áp dụng các giải pháp công nghệ trên, do có hàm lượng pha rắn cao, tính chất trượt loãng thấp và tính chất bôi trơn kém, không kịp làm sạch đáy giếng khi khoan liên tục với tốc độ khoan cao... Đặc tính này có thể gây ra nhiều tình huống phức tạp trong quá trình khoan giếng như: sập sụt lở thành giếng và vướng mút khi kéo thả bộ khoan cụ, làm tăng thời gian thi công và chi phí, giá thành thi công giếng khoan.

Trong thời gian qua, Vietsovpetro đã đưa vào sử dụng các hệ dung dịch ức chế tiên tiến "GLYDRILL" hoặc

hệ "ULTRADRILL" do Công ty MI-SWACO cung cấp. Các hệ dung dịch nhập khẩu có giá thành cao, chi phí lớn.

Vì vậy, để tiết giảm chi phí công nghệ dung dịch khoan, hạn chế sự phụ thuộc vào cung ứng từ bên ngoài, đáp ứng kịp thời yêu cầu thi công giếng khoan, việc nghiên cứu đưa vào áp dụng công nghiệp các hệ dung dịch khoan ức chế mới là rất cần thiết.

Việc đưa vào áp dụng thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế "Protex Sta" do Công ty TNHH MTV Công nghệ Khoan - Khai thác và Môi trường - DPEC sản xuất, phối hợp và chuyển giao công nghệ cho Vietsovpetro đã đem lại kết quả khả quan khi tiến hành thi công 2 giếng khoan ở bể Cửu Long.

2. Nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế mới "KCI-Protex Sta" [1]

2.1. Đặc tính lý hóa của chất ức chế Protex Sta

Protex Sta là hợp chất được cấp phối từ các polymer hữu cơ đang được sử dụng trong các hệ dung dịch khoan gốc nước kỹ thuật hoặc nước biển. Khi sử dụng kết hợp với các chất khác, hiệu quả ức chế sét thành hệ và sét mùn khoan của Protex Sta sẽ tăng lên đáng kể. Một số tính chất lý hóa cơ bản của Protex Sta được trình bày tại Bảng 1.

2.2. Thành phần sử dụng trong hệ dung dịch khoan ức chế KCl-Protex Sta

Các thành phần được đưa vào nghiên cứu thí nghiệm trong hệ dung dịch khoan “KCl-Protex Sta” đảm bảo khả năng ức chế cao các tầng sét hoạt tính dễ trương nở ở địa tầng Miocene dưới, giòn, có độ bền kém và các lớp sét dễ sập lở ở tầng Oligocene trên. Ngoài ra, Protex Sta còn cải thiện đáng kể tính chất chảy loãng, đáp ứng yêu cầu hoạt động tối đa các máy bơm có lưu lượng lớn, làm sạch bùn rất hiệu quả trong suốt quá trình khoan với vận tốc khoan cao.

Ngăn ngừa lắng đọng mùn sét trong quá trình khoan thuận túy và khi dừng khoan, giảm thiểu các tình huống phức tạp xảy ra trong thời gian khoan và kéo thả bộ khoan cụ. Các thành phần được đưa vào nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế “KCl-Protex Sta” được thể hiện ở Bảng 2.

2.3. Các bước nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế “KCl-Protex Sta”

Nghiên cứu thí nghiệm đánh giá khả năng ức chế sét của Protex Sta với các nồng độ khác nhau ở dạng sử dụng đơn lẻ, hoặc kết hợp với nhiều thành phần ức chế khác trong hệ, có so sánh với một số hệ dung dịch ức chế đang

được sử dụng ở các mỏ thuộc Vietsovpetro và các nhà thầu quốc tế đang thi công tại thềm lục địa Việt Nam.

Nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn nồng độ tối ưu của các thành phần sử dụng, nhằm tạo ra các thông số dung dịch khoan phù hợp với yêu cầu kỹ thuật thiết kế thi công giếng khoan và đặc điểm địa chất thành hệ đặc biệt là nhiệt độ và áp suất đáy giếng.

Nghiên cứu thí nghiệm ảnh hưởng đến chất lượng khoan mở vỉa sản phẩm, đánh giá phục hồi độ thấm khi khoan qua các tầng chứa dầu và khí.

3. Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế “KCl-Protex Sta” tại các giếng khoan ở các mỏ thuộc Vietsovpetro

Trên cơ sở đánh giá các kết quả nghiên cứu tại các phòng thí nghiệm của Vietsovpetro và DPEC, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI), Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Vietsovpetro đã đề xuất đưa vào áp dụng thử nghiệm công nghiệp tại giếng khoan 488 (BK-2) và giếng khoan 12H (ThTC-1), bể Cửu Long [2, 3].

Việc tiến hành thử nghiệm hệ dung dịch khoan ức chế “KCl-Protex Sta” tại 2 giếng khoan trên nhằm đánh giá chất lượng và so sánh với các hệ dung dịch khoan nhập

Bảng 1. Các tính chất lý hóa của hóa phẩm Protex Sta

TT	Tính chất lý hóa cơ bản	Đơn vị	Hàm lượng
1	Hình thái	-	Dạng lỏng
2	Hợp chất polymer hữu cơ	%	60 - 80
3	Chất phụ gia ổn định nhiệt	%	10 - 12
4	Chất hoạt tính bề mặt (PAV)	%	2 - 4
5	Chất tạo nhũ	%	7 - 8
6	Khối lượng riêng ở 25°C	g/cm ³	1,05 - 1,10
7	Độ nhớt ở 25°C	CPS	23 - 25
8	Độ kiềm - pH (1% dung dịch)	-	6,0 - 8,5
9	Độ hòa tan trong nước	%	100
10	Độ độc hại	-	Không độc

Bảng 2. Thành phần hệ dung dịch khoan KCl- Protex Sta

TT	Tên hóa phẩm	Chức năng chính	Chức năng phụ
1	Sodium carbonate-Na ₂ CO ₃	Khử độ cứng của nước	Tăng độ pH
2	Bio-polymer	Tạo độ nhớt	Giảm độ thải nước
3	Polymer anionic-PAC LV	Giảm độ thải nước	Ổn định độ nhớt, ức chế
4	Sodium asphalt sulfonate-Soltex	Giảm độ thải nước, ổn định thành giếng	Bít nứt, bôi trơn
5	Polyalkylene Glycol-PAG	Ức chế sét	Bôi trơn, giảm độ thải nước
6	Sodium hydroxide-NaOH	Tăng độ pH	-
7	Protex Sta	Ức chế sét	Ổn định nhiệt
8	Potassium chloride-KCl	Ức chế sét	Tăng trọng
9	Calcium carbonate-F/M	Xi măng hóa lớp vỏ bùn giếng khoan	Bít nứt, tăng trọng
10	Barite	Tăng trọng	-
11	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa và chậm phân rã dung dịch khoan	-
12	Nước kỹ thuật, nước biển	Môi trường phân tán	-

khẩu và các hệ dung dịch khoan “KGAC Plus M”, “KGAC Plus I” Vietsovpetro đang sử dụng trong đó tập trung vào các nhiệm vụ sau:

- Đánh giá khả năng ức chế sét của hệ dung dịch khoan ức chế “KCI-Protex Sta”.
- Đánh giá sự ổn định của các thông số dung dịch ở điều kiện đáy giếng khoan (nhiệt độ và áp suất); thông số dung dịch được coi là ổn định nếu sau khi kéo thả bộ khoan cụ và đo địa vật lý giếng khoan, thay đổi không đáng kể so với thiết kế.
- Đánh giá sự ảnh hưởng của dung dịch đến các thông số khoan (tốc độ khoan, số mét khoan trên choòng).
- Đánh giá mức độ ảnh hưởng của dung dịch đến các tình huống phức tạp, sự cố xảy ra khi khoan và chi phí thời gian phi sản xuất khi thi công.
- Đánh giá khả năng gây bó choòng khi khoan qua các tập sét dày thuộc các địa tầng Miocene dưới và Oligocene trên.
- Xác định mức độ ảnh hưởng của dung dịch đến thiết bị khoan, các chi tiết cao su máy bơm bùn và động cơ đáy.
- Xác định mức tiêu hao hóa phẩm và giá thành chi phí để gia công và xử lý dung dịch cho thi công giếng khoan đến chiều sâu thiết kế.

- Đưa ra kết luận về khả năng áp dụng hệ dung dịch mới này cho thi công tại các vùng hoạt động của Vietsovpetro có sự so sánh với các hệ dung dịch khác.

3.1. Địa điểm và thời gian tiến hành thử nghiệm

Thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế “KCI-Protex Sta” được tiến hành trên giếng khoan 488 và 12H, công đoạn khoan từ 2.655 - 4.079m [2].

3.2. Thiết bị và dụng cụ cần thiết để thử nghiệm

Trong quá trình tiến hành thử nghiệm, sử dụng các thiết bị chuyên dụng để điều chế, xử lý và làm nặng dung dịch, đồng thời còn sử dụng hệ thống làm sạch bùn sản có trên các giàn khoan đang thi công. Ngoài ra khi thử nghiệm còn sử dụng thiết bị thí nghiệm tiêu chuẩn để kiểm tra các thông số dung dịch trong thời gian khoan.

3.3. Công tác chuẩn bị

Thành lập tổ công tác chịu trách nhiệm việc thử nghiệm hệ dung dịch “KCI-Protex Sta” tại giếng khoan 12H và giếng khoan 488 gồm đại diện của DPEC, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, NIPI, Phòng khoan - Bộ máy điều hành Vietsovpetro.

Bảng 3. Thành phần, chức năng và hàm lượng hóa phẩm sử dụng trong hệ dung dịch khoan ức chế “KCI-Protex Sta”

TT	Tên hàng thương phẩm	Tên khoa học	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng sử dụng kg/m ³
1	Na ₂ CO ₃	Sodium carbonate	Kết tủa Ca++	Tăng độ pH	0,5 - 1,2
2	NaOH	Sodium hydroxide	Tăng độ pH	-	1,2 - 2,0
3	Bio-polymer	Xanthan gum	Tăng độ bền Gel	Tăng độ nhớt Giảm độ thải nước	3 - 5
4	PAC-LV	Polymer anionic	Giảm độ thải nước	Ổn định độ nhớt	10 - 15
5	DPEC-HT	Tinh bột biến tính	Giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao	Tăng độ nhớt	5 - 8
6	Soltex	Sodium asphalt Sulfonate	Ổn định thành giếng	Giảm độ thải ở nhiệt độ cao	8 - 10
7	KCI	Potassium chloride	Ức chế sét	Tăng trọng	100
8	PAG	Polyalkylene Glycol	Ức chế sét	Bôi trơn	30 - 35
9	Protex Sta	-	Ức chế sét	Ổn định nhiệt	10 - 20
10	CaCO ₃ -F/M	Calcium carbonate hạt mịn và trung bình	Bít nhét	Xi măng hoá thành giếng khoan	5 - 10
11	Chất diệt khuẩn	Bactericide	Diệt khuẩn ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1 - 2
12	Chất bôi trơn LUB-LS*, Viet Lub 150 M	Lubricant	Bôi trơn	Tăng tốc độ khoan	20 - 40
13	Chất khử bọt	Antifoam	Phá bọt	-	1 - 2
14	Barite-BaSO ₄	Barium sulfate	Tăng trọng	-	Theo yêu cầu thiết kế giếng khoan
15	Nước kỹ thuật	-	Môi trường phân tán	-	-

Bảng 4. Thông số dung dịch khoan đoạn khoan 2.654 - 4.079m

Đoạn khoan (m)		Thông số dung dịch khoan							
		γ (g/cm ³)	FV (cek)	FL (cm ³ /30)	K (mm)	Gels _{1/10} (lb/100ft ²)	PV (cPs)	YP (lb/100ft ²)	pH
2.654 - 3.617	Thiết kế	1,14 ± 0,02	50 - 65	< 4	< 1,5	6 - 12/10 - 25	20 - 30	25 - 35	9 ± 0,5
	Thực tế	1,14 - 1,25	53 - 63	2,9 - 3,8	1	7 - 12/9 - 17	25 - 35	25 - 44	8,5
3.617 - 3.898	Thiết kế	1,24 - 1,32	50 - 60	< 4	< 1,5	10 - 13/12 - 17	20 - 30	20 - 30	9 ± 0,5
	Thực tế	1,25 - 1,29	57 - 60	2,9 - 3,3	1	9 - 12/16 - 21	34 - 36	35 - 48	8,5
3.898 - 4.079	Thiết kế	1,28 - 1,32	50 - 65	< 4	< 1,5	10 - 14/14 - 18	25 - 35	25 - 35	9 ± 0,5
	Thực tế	1,29 - 1,36	57 - 63	3	1	9 - 11/17 - 21	34 - 40	37 - 42	8,5

3.4. Các bước thử nghiệm

3.4.1. Thiết lập đơn pha chế ban đầu về thành phần hàm lượng chức năng các hóa phẩm sử dụng trong hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" (Bảng 3).

3.4.2. Điều chế thể tích ban đầu dung dịch khoan "KCI-Protex Sta" cần thiết đủ để đảm bảo làm đầy dung dịch trong giếng khoan, trên hệ thống tuần hoàn và các bể chứa với thành phần và hàm lượng hóa phẩm như trong Bảng 3.

3.4.3. Điều chỉnh các thông số dung dịch phù hợp với yêu cầu thiết kế thi công giếng khoan như trong Bảng 4.

Thông số dung dịch khoan theo yêu cầu thiết kế giếng khoan ở đoạn chiều sâu từ 2.654 - 4.079m cho giếng khoan 12H (Bảng 4).

3.4.4. Điều chế và xử lý dung dịch khoan thành hệ Miocene dưới và Oligocene trên

a. Hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" được điều chế tại giàn khoan theo đơn pha chế có các thành phần và nồng độ như Bảng 5.

Sau khi phá cốc xi măng, phải bỏ dung dịch khoan cũ và thay thế hoàn toàn bằng dung dịch khoan mới được điều chế ("KCI-Protex Sta") theo các thành phần và hàm lượng như Bảng 5.

Để cho các hóa phẩm tan hoàn toàn và phân tán đều trong dung dịch, sau khi cho các hóa phẩm vào bể chứa, cần trộn thêm ít nhất khoảng 2 giờ, sau đó mới bơm vào hệ thống tuần hoàn dung dịch khoan.

b. Quy trình xử lý, điều chỉnh thông số dung dịch trong quá trình khoan

Trong quá trình khoan, để đảm bảo thể tích dung dịch đã mất ở hệ thống làm sạch và lấp đầy trong đoạn khoan mới nhằm đạt được các thông số dung dịch phù hợp với yêu cầu thiết kế cần phải điều chế hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" mới theo đơn pha chế

Bảng 5. Thành phần và hàm lượng pha chế của hệ dung dịch "KCI-Protex Sta"

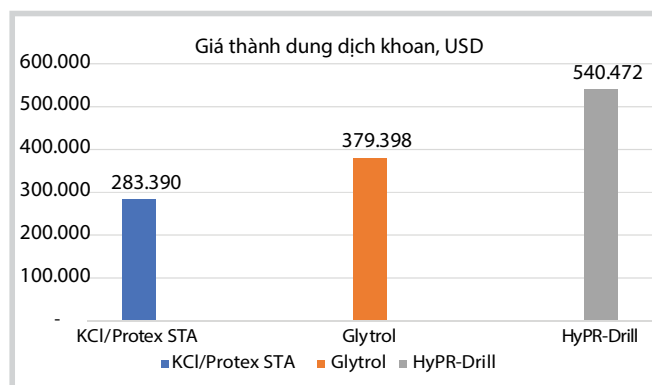
TT	Tên hóa phẩm	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Nước kỹ thuật	70/30
2	Na ₂ CO ₃	0,5 - 1,2
3	NaOH	1,2 - 2,0
4	Xanthan gum	3 - 5
5	PAC-LV	10 - 15
6	DPEC-HT	5 - 8
7	Soltex	8 - 10
8	KCI	100
9	Glycol	30 - 35
10	Protex Sta	10 - 20
11	CaCO ₃ F/M (theo yêu cầu)	10/5
12	Chất diệt khuẩn	1 - 2
13	Chất bôi trơn	20 - 40
14	Chất khử bọt	1 - 2
15	Barite	123 - 393

(Bảng 5), sau đó dung dịch mới được bổ sung vào dung dịch tuần hoàn. Tùy vào thông số dung dịch tuần hoàn, cần bổ sung các hóa phẩm để duy trì tuần hoàn lượng cần thiết trong dung dịch, đảm bảo các thông số như thiết kế.

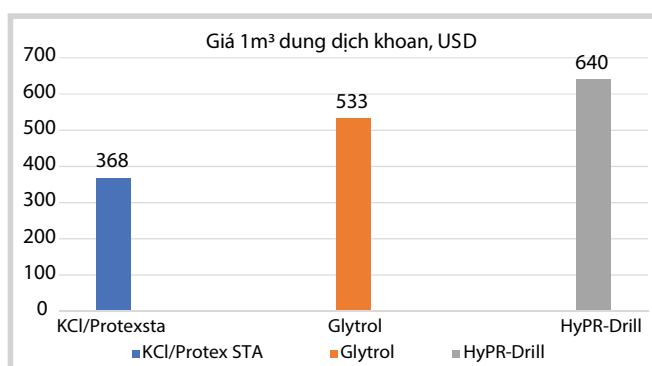
4. Đánh giá kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" tại Vietsovpetro

Nghiên cứu chọn đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế mới "KCI-Protex Sta" và các kết quả áp dụng thử nghiệm công nghiệp thu nhận được của hệ tại 2 giếng khoan ở Vietsovpetro đã khẳng định ý nghĩa thực tiễn của hệ mới. Thực tế thi công các giếng khoan 12H và 488 khi khoan đoạn thuộc địa tầng Miocene dưới và Oligocene trên có đặc điểm địa chất rất phức tạp do sự có mặt của tập sét dày hoạt tính, dễ trương nở và sập sụt khi mở giếng, cho thấy:

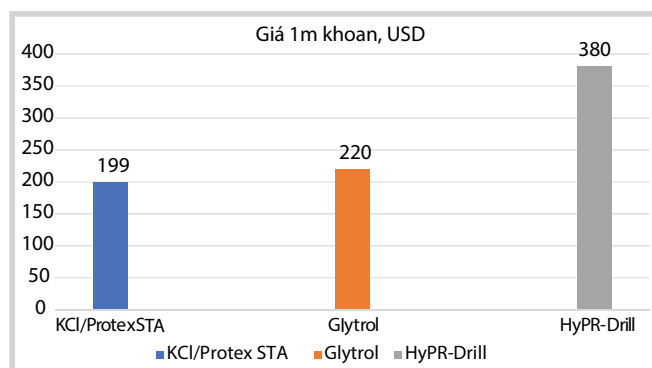
- Hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" đã đáp ứng đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật thiết kế thi công giếng khoan.
- Không xảy ra hiện tượng bó chèo, bám dính sét trên chèo và bộ khoan cụ khi kéo lên từ lòng giếng.



Hình 1. Giá thành dung dịch khoan



Hình 2. Giá 1m³ dung dịch khoan



Hình 3. Chi phí dung dịch cho 1m khoan

- Các thông số dung dịch khá ổn định trong quá trình khoan (Bảng 4), hầu hết các thông số dung dịch đều nằm trong giới hạn cho phép của yêu cầu thiết kế giếng khoan. Ngoại trừ một số thông số khác như độ nhớt dẻo - PV, độ nhớt động - YP, hàm lượng pha keo MBT và moment quay có giá trị cao hơn so với giới hạn thiết kế nhưng không quá khác xa so với yêu cầu thiết kế thi công giếng khoan trong khoảng khoan từ 3.400 - 4.079m.

- Trong quá trình khoan, hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" không gây ảnh hưởng xấu đến các chi tiết cao su của máy bơm và bộ khoan cụ.

- Không xảy ra hiện tượng kẹt bộ khoan cụ trong thời gian khoan và kéo thả.

- Tốc độ khoan đạt được trung bình là 16m/giờ, hoàn toàn đáp ứng yêu cầu kỹ thuật thiết kế thi công giếng khoan.

- Không xảy ra các tình huống phức tạp thời gian thực hiện công tác đo địa vật lý giếng khoan.

- Mức tiêu hao hóa phẩm để điều chế hệ dung dịch khoan ức chế "KCI-Protex Sta" hoàn toàn phù hợp với yêu cầu thiết kế thi công giếng khoan Vietsovpetro và giá thành chi phí thấp hơn so với hệ dung dịch khoan "Glydrill" của DMCWS và hệ "Hyprdrill" của Scomi (Bảng 6 và Hình 1 - 3).

5. Áp dụng thử nghiệm công nghiệp bổ sung hợp chất Protex Sta vào hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali đang sử dụng tại Vietsovpetro

5.1. Sử dụng hóa phẩm Protex Sta khi thi công giếng khoan 488

Cuối tháng 11/2017, Vietsovpetro đã đưa vào sử

Bảng 6. Giá thành chi phí của các hệ dung dịch khoan

Giếng khoan	Hệ dung dịch	Đoạn khoan (m)	Giá thành (USD)	Giá 1m³ dung dịch khoan (USD)	Giá thành 1m khoan (USD)
8010	Glydrill	1.728	379.398	532,64	219,56
TBT-9H	Hyprdrill	1.423	540.742	639,60	379,81
TBT-12H	KCI-Protex Sta	1.425	283.390	367,93	198,87

Bảng 7. Thông số dung dịch khoan thi công giếng khoan 488

Ngày tháng	Đoạn khoan (m)	Thông số dung dịch khoan							
		γ (g/cm³)	FV (cek)	FL (cm³/30)	K (mm)	Gels _{1/10} (lb/100ft²)	PV (cPs)	YP (lb/100ft²)	pH
7/12/2017	2.214	1,14	60	4,4	1	8/12	20	24	9
8/12/2017	2.649	1,16	62	4,9	1	9/11	25	35	8,5
9/12/2017	2.911	1,20	56	4,2	1	9/13	32	41	8,5
10/12/2017	3.044	1,26	54	4,2	1	10/14	34	44	8,5
11/12/2017	3.137	1,28	55	4,5	1	9/14	37	39	8,5
12/12/2017	3.170	1,28	54	4	1	9/12	36	43	8,5

dụng hệ dung dịch khoan ức chế truyền thống phen nhôm kali. Hệ dung dịch này cho đến thời điểm hiện tại chủ yếu được sử dụng để thi công các giếng khoan ở giàn cố định RP-2 phù hợp với hệ thống thiết bị cũ với tốc độ khoan thấp.

Để đảm bảo an toàn tối đa, giảm thiểu tình huống phức tạp và sự cố trong quá trình khoan, phù hợp với giải pháp công nghệ khoan mới có tốc độ khoan cao, khi thi công giếng khoan 488, hóa phẩm Protex Sta cùng với muối KCl hàm lượng thấp đã được Vietsovpetro đưa vào sử dụng, bổ sung cho hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali nhằm làm tăng khả năng ức chế sét của hệ này.

Các nghiên cứu tính tương thích của hóa phẩm Protex Sta và muối KCl với các thành phần của hệ dung dịch ức chế phen nhôm kali đã được tiến hành trong các phòng thí nghiệm của NIPI, DPEC và Ban Dung dịch khoan Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng. Các kết quả nghiên cứu cho thấy khả năng ức chế của hệ dung dịch khoan ức chế gồm phen nhôm kali kết hợp với hóa phẩm Protex Sta và muối KCl hàm lượng thấp đã tăng lên đáng kể so với chỉ hệ ức chế phen nhôm kali. Điều này đã được khẳng định trong quá trình khoan giếng, các thông số dung dịch thu nhận được tại hiện trường thường xuyên đảm bảo phù hợp với yêu cầu thiết kế thi công giếng khoan (Bảng 7).

Bảng 8. Giá thành chi phí của các hệ dung dịch khoan

Giếng khoan	Hệ dung dịch	Đoạn khoan (m)	Giá thành (USD)	Giá 1m ³ dung dịch khoan (USD)	Giá thành 1m khoan (USD)
8010	Glydrill	1.728	379.398	532,64	219,56
TBT-9H	Hyprdrill	1.423	540.742	639,60	379,81
TBT-12H	KCl-Protex Sta	1.425	283.390	367,93	198,87
488	Protex Sta + Phen nhôm kali	956	86.763	-	90,75

Bảng 9. Tiêu hao hóa phẩm cho đoạn khoan 2.214m - 3.170m giếng khoan 488

TT	Tên hóa phẩm	Đơn vị tính	Tổng mức tiêu cho đoạn khoan	Hàm lượng (kg/m ³) dung dịch khoan
1	Barite	Tấn	151	321
2	KCl	"	4,25	9
3	NaOH	"	155	3,3
4	Chất diệt khuẩn	"	1	2
5	Chất khử bọt	"	1,275	2,7
6	AKK	"	1,8	3,8
7	Na ₂ CO ₃	"	0,65	1,4
8	KOH	"	0,5	1,1
9	Xanthan gum	"	1,2	2,51
10	LUB-LS*	"	1,56	3,31
11	KCl	"	20	42,51
12	PAC-LV	"	8	17,1
13	Soltex	"	3	6,4
14	Polyalkylene Glycol-PAG	"	-	-
15	Graphit	"	1,3	2,8
16	CaCO ₃ -F	"	4	8,5

Trong thời gian thi công đoạn khoan từ chiều sâu 2.214 - 3.170m của giếng khoan 488, mức tiêu hao hóa phẩm dung dịch khoan thấp hơn rất nhiều so với một số giếng khoan khác cùng điều kiện thi công. Chi phí giá thành dung dịch khoan trên m khoan và trên m³ dung dịch điều chế có so sánh với các giếng khoan lân cận do các công ty quốc tế đảm nhận (Bảng 8).

Qua các số liệu tiêu hao hóa phẩm trong quá trình khoan cho thấy khi sử dụng bổ sung hóa phẩm Protex Sta và muối KCl hàm lượng thấp (40kg/m³) trong hệ ức chế truyền thống phen nhôm kali đã làm giảm đáng kể sử dụng hợp chất Ferrochrome lignosulphonate-FCL có tính độc hại cao và thành phần ức chế phen nhôm kali. Tiêu hao hóa phẩm FCL là 9kg/m³ và AKK là 3,8kg/m³ trong hệ dung dịch hỗn hợp "KCl Protex Sta". Trong khi đó, trong hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali, mức tiêu hao hóa phẩm FCL là 30kg/m³ và AKK là 7 - 9kg/m³ dung dịch khoan (Bảng 9).

Trong quá trình thi công giếng khoan 488 tới chiều sâu thiết kế là 3.170m, các bước công việc như đo địa vật lý giếng khoan, chống ống và bơm trám xi măng giếng khoan đã được thực hiện bình thường đến chiều sâu 3.167m và đã không xảy ra các phức tạp và sự cố giếng khoan.

5.2. Sử dụng Protex Sta trong hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali để khoan các giếng khoan 122B và giếng khoan 1903 qua địa tầng Oligocene trên có dị thường áp suất cao (tới tỷ trọng 1,8 g/cm³)

Sau khi được đưa vào sử dụng bổ sung cho hệ dung dịch ức chế phen nhôm kali, nhận thấy hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali kết hợp với hóa phẩm Protex Sta và muối KCl hàm lượng thấp đã làm tăng đáng kể khả năng ức chế của dung dịch khoan, đảm bảo ổn định các thông số kỹ thuật công nghệ trong quá trình khoan, hóa phẩm Protex Sta còn được tiếp tục đưa vào sử dụng để khoan giếng khoan 122B có dị thường áp suất rất lớn, yêu cầu tỷ trọng dung dịch rất cao lên tới 1,77g/cm³ và thường xuyên xảy ra biểu hiện mất dung dịch. Mặc dù vậy, nhờ sự kết hợp hóa phẩm Protex Sta với hệ dung dịch đang sử dụng thi công giếng khoan đã đạt tới chiều sâu thiết kế và không xảy ra bất kỳ phức tạp và sự cố nào.

Tại giếng khoan 1903, hóa phẩm Protex Sta cũng được đưa vào sử dụng hỗ trợ tăng khả năng ức chế trong điều kiện thiếu muối KCl do không kịp thời cung ứng. Tuy nhiên, việc thay thế muối KCl bằng hóa phẩm Protex đã tương thích với hệ dung dịch khoan đang sử dụng, góp phần tăng khả năng ức chế, đảm bảo an toàn tối đa cho thi công đến chiều sâu thiết kế và thuận lợi cho các bước đo địa vật lý giếng khoan sau khi khoan giếng.

6. Kết luận và đề xuất

Trên cơ sở phân tích, đánh giá và kết quả áp dụng thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan ức chế mới "KCl-Protex Sta" và hóa phẩm Protex Sta cùng với muối KCl có hàm lượng thấp (30 - 40kg/m³) trong hệ dung dịch ức chế truyền thống phen nhôm kali, có thể rút ra kết luận sau:

- Nhờ có khả năng ức chế sét hiệu quả và các thông số kỹ thuật - công nghệ của hệ hoàn toàn đáp ứng các yêu cầu thiết kế thi công giếng khoan, nên hệ dung dịch khoan ức chế "KCl-Protex Sta" đã được áp dụng thử nghiệm rất thành công khi khoan giếng khoan 12H, đảm bảo an toàn cho thi công và các công việc phụ trợ sau khi khoan như đo địa vật lý giếng khoan... đến chiều sâu thiết kế, góp phần tăng tốc độ khoan, giảm đáng kể giá thành chi phí dung dịch khoan trên 1m khoan và cho giếng khoan.

- Hóa phẩm Protex Sta được sử dụng rất hiệu quả khi kết hợp với các thành phần của hệ dung dịch ức chế phen nhôm kali và hệ dung dịch KGAC, sự có mặt của hóa phẩm ức chế Protex Sta trong các hệ dung dịch trên đã làm tăng đáng kể hiệu quả ức chế sét, đáp ứng kịp thời tiến độ thi công các giếng khoan trong điều kiện thiếu các hóa phẩm ức chế khác (như muối KCl và PAG).

- Áp dụng hệ dung dịch khoan ức chế "Protex Sta" và hóa phẩm Protex Sta trong các hệ dung dịch ức chế "phen nhôm kali" và "KGAC" góp phần tăng tính thân thiện với môi trường nhờ giảm thiểu sử dụng hợp chất Ferrochrome Lignosulfonate (FCL) có tính độc hại cao.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất đưa vào áp dụng đại trà hệ dung dịch ức chế mới "KCl-Protex Sta" để thi công các giếng khoan qua các hệ tầng sét Miocene dưới và Oligocene trên tại các mỏ thuộc Vietsovpetro. Có thể cho phép sử dụng đơn lẻ hóa phẩm ức chế Protex Sta bổ sung vào các hệ dung dịch khoan ức chế "phen nhôm kali" và "KGAC" góp phần nhằm làm tăng khả năng ức chế sét, đảm bảo an toàn tối đa cho thi công.

Tài liệu tham khảo

1. Đặng Cửa, Ngô Văn Tự, Bùi Việt Đức, Vũ Văn Hưng, Hoàng Hồng Linh. *Nghiên cứu, ứng dụng các hóa phẩm và hệ dung dịch ức chế mới cho khoan dầu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 2: trang 28 - 34.
2. V.K.Trosin, K.V.Kliogiev, Đặng Hữu Quý, Vũ Văn Hưng, Lê Văn Tú, Đào Viết Văn, Thái Dương Hệ. *Áp dụng thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan mới KCL-PROTEX STA*. Công ty DPEC-VT-2016.
3. Nguyễn Tấn Trường, Phạm Văn Quý, Nguyễn Xuân Quang, R.V. Kapapetov. *Chương trình thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch KCL-PROTEX STA khi khoan giếng khoan GK-488-BK-3 giàn Cửu Long*. 2017.
4. Vũ Văn Hưng. *Báo cáo tổng kết "Kết quả thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan KCL-PROTEX STA tại Vietsovpetro"*. 2018.

RESEARCH AND FIELD-TRIAL OF "KCL-PROTEX STA" DRILLING MUD SYSTEM AND USING PROTEx STA IN COMBINATION WITH CFL-AKK-KCL-PAG, KGAC DRILLING MUD SYSTEMS TO IMPROVE WELL DRILLING EFFICIENCY

Bui Viet Duc¹, Ngo Van Tu¹, Bui Trong Khai¹, Dang Cua¹, Bui Viet Phuong¹, Vu Van Hung²
Hoang Hong Linh², Bui Van Thom², Nguyen Xuan Thao³

¹DPEC Drilling - Production Technology and Environment Co., Ltd.

²Vietsovpetro Joint Venture

³Viet Nam Drilling - Production Technology Association

Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Summary

To satisfy the technical requirements for well drilling, Protex Sta drilling mud system has been studied and put into field-trial at Vietsovpetro. At the same time, Protex Sta product has also been applied in combination with CFL-AKK-KCL-PAG, KGAC drilling mud systems which are currently used at Vietsovpetro to increase the inhibition capability of muds, improve the efficiency of well drilling at reasonable costs and ensure ecological environment safety.

Key words: Inhibiting mud system, Protex Sta, potassium alum, KGAC, PDC drill bit.

CÁC THÁCH THỨC TRONG QUÁ TRÌNH PHÁT TRIỂN MỎ KHÍ CONDENSATE SƯ TỬ TRẮNG

Nguyễn Văn Quế, Hoàng Ngọc Đông, Trương Tuấn Anh, Trần Hà Minh, Nguyễn Văn Tuấn

Hoàng Nam Hải, Đinh Hoàng Khanh, Lê Nguyên Vũ, Nguyễn Chu Đạt

Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long

Email: dinh.h.khanh@cljoc.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả thăm dò, thăm lường và thách thức trong quá trình phát triển mỏ khí condensate Sư Tử Trắng, Lô 15-1. Kế hoạch phát triển mỏ theo từng giai đoạn (phase) là giải pháp chính nhằm từng bước giải quyết các thách thức về mặt địa chất, khả năng khai thác, công nghệ khoan và hoàn thiện giếng, lắng đọng condensate. . .

Mỏ Sư Tử Trắng đã phát triển qua giai đoạn khai thác thử dài hạn để xác định cấu trúc địa chất, sự bất đồng nhất trong tính chất vỉa, đánh giá các đứt gãy, tính chất chất lưu, giải pháp bơm ép khí khô xuống vỉa để giảm thiểu tác động của hiện tượng lắng đọng condensate trong vỉa (condensate banking) khi nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp. Trong giai đoạn tiếp theo, mỏ Sư Tử Trắng sẽ được phát triển (giai đoạn 2) nhằm đáp ứng nhu cầu của thị trường khí, đồng thời tiếp tục được thăm lường đánh giá khả năng cho dòng tại các khu vực cánh của cấu tạo.

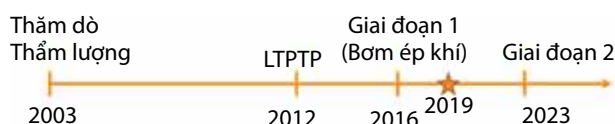
Từ khóa: Bơm ép khí, lắng đọng condensate, khai thác thử dài hạn, mỏ Sư Tử Trắng.

1. Giới thiệu

Mỏ Sư Tử Trắng nằm ở Đông Nam Lô 15-1 thềm lục địa Việt Nam, ở độ sâu 56m nước, cách đất liền khoảng 62km và cách Vũng Tàu khoảng 135km về phía Đông. Mỏ Sư Tử Trắng được phát hiện từ giếng thăm dò ST-1X năm 2003 và thăm lường qua các giếng ST-2X, ST-3X và ST-4X kết thúc năm 2006. Đối tượng vỉa chứa chính của mỏ Sư Tử Trắng là khí condensate tại tầng cát kết Oligocene E và F với tiềm năng được xác nhận bởi các giếng thăm dò/thăm lường ST-1X, ST-2X và ST-3X. Giếng thăm lường ST-4X phát hiện thêm dầu nhẹ tại điều kiện vỉa.

Tính chất đá chứa của mỏ Sư Tử Trắng được đặc trưng bởi sự bất đồng nhất, với đá chứa đặc sít hơn theo độ sâu và khả năng cao về sự tồn tại của các đứt gãy chắn gần các thân giếng khoan thăm dò được xác nhận qua đánh giá tài liệu địa vật lý giếng khoan và kết quả thử vỉa. Ngoài ra, khí mỏ Sư Tử Trắng rất giàu condensate dẫn đến lắng đọng condensate ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng cho dòng của giếng khí áp suất vỉa giảm dưới điểm sương [1]. Điều này yêu cầu cần có tính toán kỹ trước khi bước vào đàm phán bao tiêu khí (TOP) và quyết định cam kết đầu tư phát triển lâu dài toàn mỏ. Kế hoạch khai thác thử dài

hạn (LTPTP) được đề xuất và phê duyệt vào năm 2010 với mục tiêu giảm rủi ro, thu thập thông tin, đồng thời đem lại doanh thu từ việc khai thác condensate và khí. Khí khai thác được xuất bán trên cơ sở hạ tầng hiện hữu thu gom và vận chuyển khí đồng hành từ các mỏ dầu lân cận trong Lô 15-1. Pha 1 được phát triển với mục đích là thiết kế nhằm đẩy cao lưu lượng sản phẩm khai thác trong điều kiện nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp do hạ tầng trung chuyển, tiêu thụ khí chưa sẵn sàng; tăng thu hồi condensate nhờ việc bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa (gas cycling) và đưa ra giải pháp kỹ thuật tối ưu để hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai. Giai đoạn 2 là bước phát triển mỏ tiếp theo nhằm thu hồi triệt để và tối ưu khu vực trung tâm của mỏ Sư Tử Trắng, xuất bán khí theo thỏa thuận bao tiêu phù hợp với nhu cầu của thị trường/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và khả năng cung cấp của mỏ, đồng thời tiếp tục thăm định khả năng khai thác dài hạn của các đối tượng ở khu vực cánh với mục đích giảm thiểu rủi ro cho công tác phát triển toàn mỏ trong tương lai.



Hình 1. Quá trình phát triển cụm mỏ Sư Tử

Ngày nhận bài: 14/12/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/12/2018 - 23/1/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2019.

Bảng 1. Các thách thức của cụm mỏ Sư Tử

Giai đoạn phát triển	Thời gian	Mục tiêu và các thách thức
Thăm dò thăm lượng	2003 - 2012	Đánh giá trữ lượng, tiềm năng của mỏ Sư Tử Trắng
Khai thác thử dài hạn	2012 - 2016	Làm rõ các thách thức về mặt địa chất: bất đồng nhất, cấu trúc đứt gãy, đặc tính vỉa chứa Đánh giá sơ bộ khả năng khai thác ở khu vực cánh cấu tạo
Giai đoạn 1	2016 - 2023	Làm rõ hiện tượng condensate banking, bơm ép khí khô tuần hoàn vỉa, nâng cao hệ số thu hồi condensate Đẩy cao lưu lượng sản phẩm khai thác trong điều kiện nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp do hạ tầng trung chuyển, tiêu thụ khí chưa sẵn sàng
Giai đoạn 2	2023 trở đi	Phát triển vùng trung tâm của mỏ theo nhu cầu của thị trường hộ tiêu thụ theo hợp đồng mua bán khí Phát triển các khu vực còn lại của mỏ cho các cấu tạo ở vùng cánh của mỏ

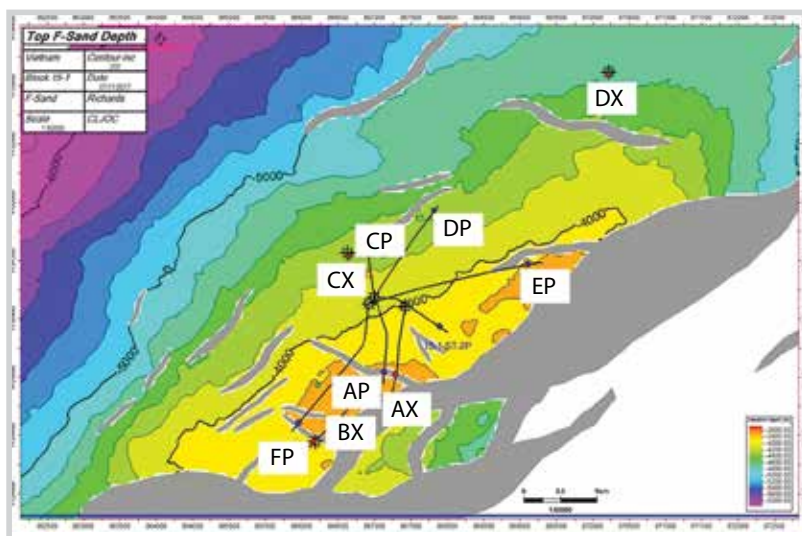
Quá trình phát triển cụm mỏ Sư Tử được chia làm các giai đoạn như Hình 1 nhằm giải quyết các thách thức và khó khăn trong từng giai đoạn của dự án (Bảng 1).

2. Kết quả thăm dò thăm lượng và phát triển

2.1. Giai đoạn thăm dò và thăm lượng

Giếng tìm kiếm đầu tiên được khoan vào khu vực Đông Nam của Lô 15-1 (Hình 2) nhằm kiểm tra vị trí cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng. Giếng được khoan đến độ sâu 4.026,2m TVDss (4.435m MDRTE). Mặc dù không tiến hành thử tầng móng do cấu trúc giếng khoan không cho phép nhưng 3 khoảng thử vỉa DST đã được thực hiện (khoảng DST#1 trong tầng chứa tập D cho lưu lượng 1,7 triệu ft³/ngày và 590 thùng dầu/ngày, khoảng DST#2 trong tầng sản phẩm tập F với lưu lượng khí tối đa là 32 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate 3.604 thùng/ngày, DST#3 trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng khí tối đa 37,7 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 4.033 thùng/ngày). Giếng được đóng và hủy theo tiêu chuẩn cho giếng phát hiện khí, condensate và dầu. Do diện tích mỏ lớn và chưa phát hiện ranh giới khí/nước, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) cần phải khoan thêm các giếng thăm lượng.

Giếng thăm lượng đầu tiên được khoan để đánh giá tầng móng nứt nẻ và vỉa cát kết thuộc tập trầm tích E và F tuổi



Hình 2. Vị trí giếng thăm dò thăm lượng và phát triển

Oligocene của cấu tạo Sư Tử Trắng phía Tây Nam Lô 15-1. Giếng được khoan tới độ sâu 4.810,36m TVDss (5.093m MDRTE). Thử vỉa DST được thực hiện với lưu lượng condensate tối đa là 386 thùng/ngày và lưu lượng khí là 3 triệu ft³/ngày (cỡ còn mở 40/64" trong giai đoạn dòng chảy chính).

Giếng thăm lượng thứ 2 được khoan để thăm lượng phần cánh kéo dài của các tập E và F cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng được khoan tới độ sâu 4.872,7m TVDss (4.912m MDRTE). Hai khoảng thử vỉa DST được thực hiện với kết quả lưu lượng trong giai đoạn dòng chảy chính như sau: DST#1 trong tầng sản phẩm tập F với lưu lượng condensate tối đa là 2.264 thùng/ngày và lưu lượng khí tối đa là 7,1 triệu ft³/ngày, DST#2A trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng khí tối đa là 6,8 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 1.100 thùng/ngày, DST#2 trong tập E với lưu lượng khí tối đa là 9,3 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 1.200 thùng/ngày.

Giếng thăm lượng thứ 3 được khoan để thăm lượng cánh phía Đông Bắc cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng, cách giếng thăm lượng thứ hai 4,5km về phía Đông Bắc. Giếng được khoan thẳng đứng nhằm thăm định các

Bảng 2. Các thông số kết quả của giai đoạn thăm dò và thẩm lượng

Giếng	Giếng thăm dò số 1	Giếng thăm dò số 1	Giếng thăm lượng số 1	Giếng thăm lượng số 2	Giếng thăm lượng số 2	Giếng thăm lượng số 3
DST	2	3	1	1	2	2
Via chứa	Tập F Khí condensate	Tập E Khí condensate	Đá móng Khí condensate	Tập F Khí condensate	Tập E Khí condensate	Tập E Dầu nhẹ
Lưu lượng khí (triệu ft ³ chuẩn/ngày)/Lưu lượng dầu (thùng dầu/ngày)	32	38	10	9	11	8/2.200
Khí	2.247	3.402	8	70	94	84

tầng sản phẩm tập E và F. Giếng được khởi công vào ngày 16/6/2006 và kết thúc vào ngày 3/10/2006. Giếng được khoan qua tập E từ độ sâu 3.916,8 - 4.361,8m TVDss, tập F từ độ sâu 4.646,7m TVDss đến độ sâu tổng là 4.873,3m TVDss (4.908m MDRTE). Kết quả thử vỉa trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng dòng condensate/khí và dầu tối đa là 2.796 thùng/ngày (38,34API) và 7,9 triệu ft³/ngày (cỡ cơn 32/64").

Kết quả thăm dò và thẩm lượng cho thấy trữ lượng tại chỗ mỏ Sư Tử Trắng khá lớn, tính chất vỉa và chất lưu thay đổi trên cả bình diện ngang và theo chiều sâu. Đặc biệt, hiệu ứng bên trong kết quả phân tích thử vỉa cũng như lưu lượng khí thấp từ các giếng thẩm lượng có thể gây ảnh hưởng đến khả năng cho dòng của giếng về lâu dài. Còn tồn tại nhiều rủi ro về mặt địa chất như: sự phân bố vỉa chứa trong không gian, tính chất của vỉa chứa và loại hình chất lưu của mỏ. Các rủi ro này rất khó định lượng, do vậy cần khắc phục bằng các giải pháp thu thập thêm và đủ các số liệu để tiệm cận đến bản chất thực tế nhiên của vỉa chứa, từ đó có được các dự báo chính xác cần thiết, tránh được sự bất cập trong công tác đầu tư, phục vụ tối ưu hóa phương án phát triển mỏ, đem lại lợi nhuận cho nhà đầu tư nếu kế hoạch phát triển mỏ được thực thi. Khai thác thử dài hạn với đầu tư ban đầu thấp nhất là bước đi đầu tiên trong chuỗi kế hoạch đảm bảo luận chứng kinh tế - kỹ thuật tối ưu nhất. Khi có cơ sở số liệu thu thập đáng tin cậy, phát triển mỏ khí Sư Tử Trắng theo các giai đoạn sẽ được thực hiện một cách thận trọng.

2.2. Giai đoạn khai thác thử dài hạn

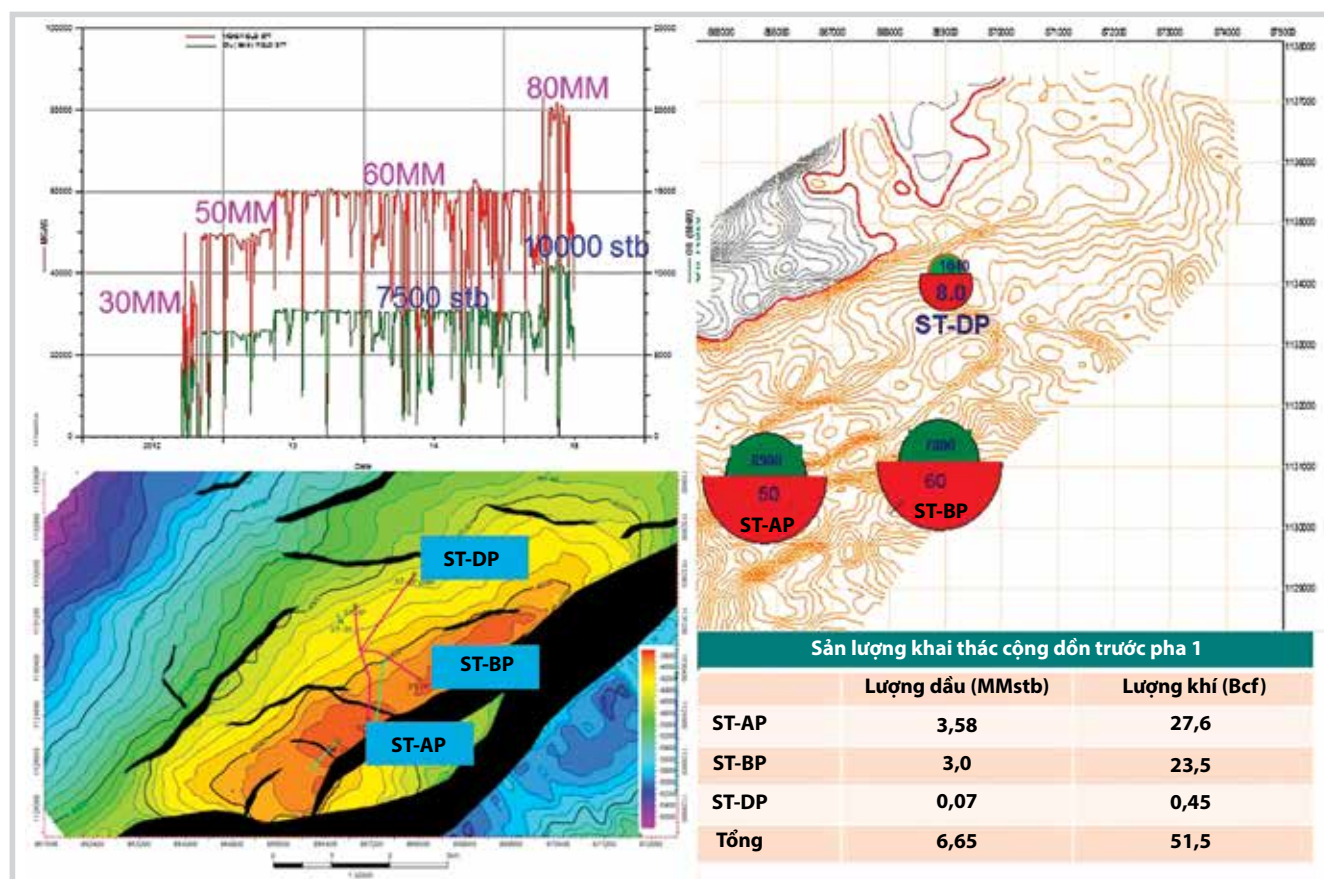
Kế hoạch khai thác thử dài hạn nhằm đưa mỏ Sư Tử Trắng vào khai thác sớm đồng thời thu thập thêm thông tin để giải quyết những vấn đề đặt ra từ kết quả thăm dò và thẩm lượng. Kế hoạch này được thực hiện với 4 giếng

khai thác nhằm xác định tính chất vỉa và khả năng cho dòng; lợi ích của nứt vỉa thủy lực đối với việc tăng mức độ cho dòng; lắng đọng condensate ảnh hưởng đến khả năng khai thác của giếng.

Giếng khai thác đầu tiên được khởi công ngày 8/7/2012, là giếng khai thác khí đầu tiên trong mỏ Sư Tử Trắng. Giếng được khoan tại vị trí Tây Nam của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng được khoan từ giàn WHP-C, khoan vào các tầng sản phẩm E và F, đến đỉnh của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng chạm nóc vỉa cát kết tập E tại độ sâu 3.938,3mMD (3.595,1m TVDss), đến nóc vỉa cát kết tập F tại độ sâu 4.106,6mMD (3.723,9m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.346,8mMD (3.907,7m TVDss). Lưu lượng dòng khai thác là 35 triệu ft³/ngày và 4.550 thùng/ngày (tháng 11/2016).

Giếng khai thác thứ 2 trong mỏ Sư Tử Trắng được khoan vào vỉa cát kết tập F ở phần đỉnh của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng cũng được khoan từ giàn WHP-C, giếng chạm nóc tập E tại độ sâu 3.780mMD (3.564,3m TVDss), đến nóc vỉa cát kết tập F tại độ sâu 4.146,6mMD (3.888m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.425mMD (4.132,6m TVDss). Vỉa cát kết tập F tại giếng được xác định là rất tốt nhưng tầng sản phẩm tập E lại chặt sít. Lưu lượng dòng khai thác là 55 triệu ft³/ngày và 7.150 thùng/ngày (tháng 3/2018).

Giếng khai thác thứ 3 của mỏ Sư Tử Trắng, gần với giếng thẩm lượng thứ 2, mục tiêu là tầng sản phẩm tập E. Giếng được khoan từ giàn WHP-C, chạm nóc tập cát E tại 3.835,1mMD (3.722,3m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.259mMD (4.138,1m TVDss). Dựa vào tài liệu địa vật lý giếng khoan, tập E tại giếng ban đầu được minh giải là chứa dầu khí. Tuy nhiên, các kết quả thử vỉa cho thấy một khoảng trung gian (tầng E3) là vỉa chứa nước có độ mặn rất thấp. Ở độ sâu thấp hơn, trong khoảng E1 và E2, kết quả thử vỉa sau một thời gian ngắn cho thấy dầu khai thác có thành phần dead oil tương tự với giếng thẩm lượng thứ 3.



Hình 3. Sản lượng khai thác của mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn khai thác thử dài hạn

Giếng khai thác thứ 4 trong mỏ Sư Tử Trắng được khoan từ giàn WHP-C xuyên qua vỉa cát dày tập E vào trong tập cát tập F ở rìa phía Bắc của mỏ Sư Tử Trắng. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.046,1mMD (3.722,6m TVDss), nóc tập cát F tại độ sâu 4.653,4mMD (4.315,5m TVDss) và đạt đến độ sâu 5.101mMD (4.751,6m TVDss). Đây cũng là giếng cuối cùng của kế hoạch khai thác thử dài hạn. Giếng được khoan, đo địa vật lý giếng khoan và nứt vỉa thủy lực, sau đó chuyển qua cho bộ phận khai thác.

Sản lượng khai thác của mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn khai thác thử dài hạn phụ thuộc vào nhu cầu nhận khí của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS). Lưu lượng khai thác khí khoảng 40 - 80 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$ (Hình 3).

Kết thúc giai đoạn khai thác thử dài hạn này đã đạt được một phần các mục đích đề ra: (1) xác định được tính chất vỉa và khả năng cho dòng lâu dài (giếng khai thác thứ 1 có độ thấm trung bình với lưu lượng khí 35 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$ và giếng khai thác thứ 2 độ thấm tốt với lưu lượng 65 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$); (2) chưa thấy rõ được lợi ích của nứt vỉa thủy lực cho các giếng ở phần sườn của cấu tạo; (3) đánh giá ảnh hưởng lắng đọng condensate đến khả năng khai thác sẽ được tiếp tục trong giai đoạn tiếp theo khi áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương.

Kế hoạch khai thác thử dài hạn cho phép Cuu Long JOC khẳng định chắc chắn rằng tiềm năng khai thác của vùng đỉnh cấu tạo rất tốt, sẵn sàng để đầu tư phát triển. Tuy nhiên, việc phát triển mỏ ở vùng rìa của cấu tạo vẫn cần xem xét thêm kết quả kinh tế - kỹ thuật của công nghệ nứt vỉa thủy lực 2 giếng khoan khai thác thử 3 và 4 chưa khả quan. Trong giai đoạn này, nhu cầu tiêu thụ khí từ PV GAS không ổn định, giếng thường xuyên phải khai thác dưới khả năng. Ngoài ra, cơ sở hạ tầng thu gom khí về bờ hạn chế việc khai thác condensate và khí từ mỏ Sư Tử Trắng.

2.3. Giai đoạn phát triển giai đoạn 1

Kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1 được thiết kế nhằm đẩy mạnh khai thác condensate trong khu vực mỏ đã xác minh và tăng thu hồi condensate nhờ bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa (gas cycling) đồng thời đưa ra giải pháp kỹ thuật tối ưu để hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai. Khi nhu cầu thị trường tiêu thụ khí hạn chế thì việc bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa là một giải pháp chính xác về kinh tế và kỹ thuật:

- Làm khô hóa vỉa giảm hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai.

- Tăng cường khai thác sớm condensate.
- Thu thập thêm thông tin địa chất - công nghệ mỏ.

Bơm ép khí trong giai đoạn 1 bắt đầu từ tháng 11/2016 với cơ sở hạ tầng mới bao gồm một giàn khai thác và bơm ép (PIP) và một khu nhà ở (LQ). Kế hoạch ban đầu của giai đoạn 1 tập trung vào việc bơm ép vào vỉa với lưu lượng 100 triệu ft^3 khí khô mỗi ngày qua 2 giếng đang khai thác số 1 và 2 được chuyển đổi sang bơm ép và khoan thêm 2 giếng khai thác mới. Giếng khai thác số 1 được đặt trên nóc cấu tạo của mỏ Sư Tử Trắng và được chuyển thành giếng bơm ép khí vào tháng 11/2016. Việc bơm ép khí khô trở lại vỉa là giải pháp kỹ thuật tối ưu để giảm ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate, giúp khô hóa vỉa, duy trì áp suất vỉa kéo dài và tối ưu hệ số thu hồi của mỏ dài hạn.

Giếng khai thác thứ 5 được khoan từ giàn PIP, giếng khai thác trong Oligocene. Giếng được khoan vào vỉa tập F của mỏ Sư Tử Trắng trong cùng một khu vực cấu tạo với giếng khai thác thứ 2. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.265,2mMD (3.577,5m TVDss), nóc tập cát F tại độ sâu 4.562mMD (3.800,7m TVDss) và đạt đến độ sâu 4.964,5mMD (4.150,1m TVDss). Giếng được khai thác với lưu lượng 57 triệu ft^3 /ngày và 7.410 thùng/ngày (tháng 3/2018). Giếng khai thác thứ 5 được chuyển đổi bơm ép vào tháng 7/2018 (thay vì giếng khai thác thứ 2, nhằm tối ưu hóa khai thác và bơm ép), hoàn thành mục tiêu chính của kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1.

Giếng khai thác thứ 6 được khoan từ giàn PIP, giếng khai thác trong Oligocene. Giếng được khoan vào các vỉa tập E và F, phía Tây Nam của giếng khai thác thứ 1. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.088,9mMD (3.478,9m TVDss), tập cát F tại độ sâu 4.420,6mMD (3.733m TVDss) và đạt đến độ sâu 4.650mMD (3.930,3m TVDss). Giếng khai thác 27 triệu ft^3 /ngày và 3.510 thùng/ngày (tháng 3/2018).

Giếng thứ 3 thuộc giai đoạn 1 là ST-CPST đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt vào tháng 5/2018. Theo kế hoạch, giếng đã được đưa vào khai thác từ tháng 10/2018 với lưu lượng khoảng 40 triệu ft^3 khí/ngày.

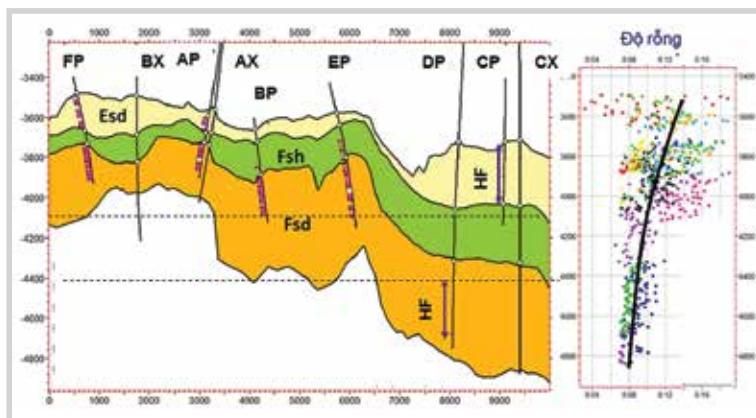
3. Thách thức trong quá trình phát triển mỏ Sư Tử Trắng

3.1. Địa chất và tính chất vỉa chứa

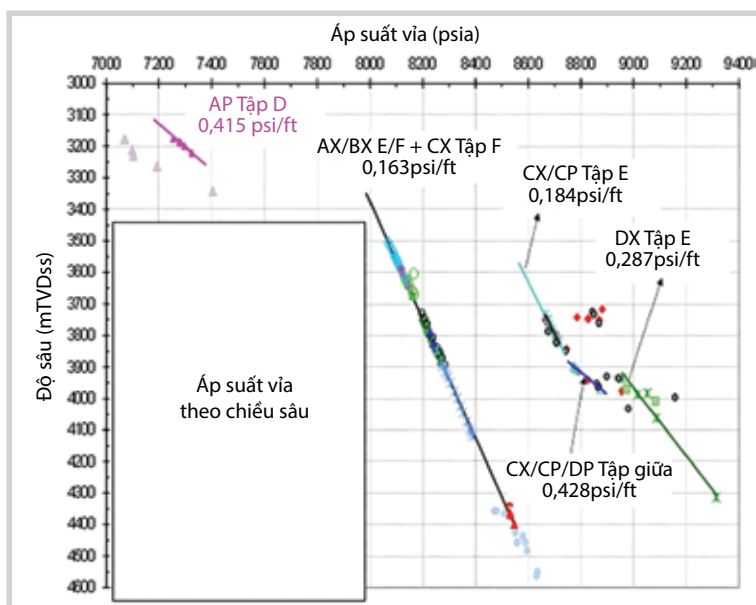
Các vỉa trong mỏ Sư Tử Trắng có độ rỗng và độ thấm từ kém đến tốt, biến đổi kém hơn về phía sườn cấu tạo và theo chiều sâu (Hình 4). Ngoài ra có khả năng tồn tại những tầng chứa riêng biệt thể tích lớn với nhiều loại hydrocarbon khác nhau (khí, condensate, dầu nhẹ) tạo thành các gradient áp suất khác nhau quan sát trên kết quả MDT và DST (Hình 5). Do đó, các kết quả tính toán trữ lượng tại chỗ và thu hồi của mỏ Sư Tử Trắng còn tồn tại rất nhiều rủi ro, chịu ảnh hưởng lớn của việc xác định ranh giới hydrocarbon/nước, độ chính xác của bản đồ cấu trúc, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa nước và loại hydrocarbon.

Địa chất phức tạp như có nhiều đứt gãy, nhiều khu vực bị bào mòn, do đó khả năng tồn tại những khu vực cô lập nhỏ do bị chia cắt, tạo thành các biên không thấm hạn chế dòng chảy và sự liên thông với các giếng khác.

Để giải quyết khó khăn này, Cuu Long JOC sẽ tiếp tục thu thập thông tin địa chất - công nghệ mỏ từ các giếng khoan tiếp theo, giúp



Hình 4. Phân bố độ rỗng theo chiều sâu mỏ Sư Tử Trắng



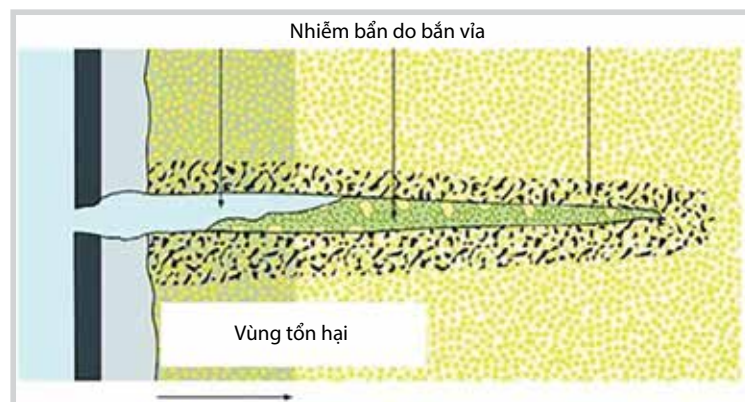
Hình 5. Áp suất vỉa theo chiều sâu thu được từ MDT/RCI

xây dựng mô hình địa chất/tính toán trữ lượng và thủy động lực để giảm thiểu rủi ro trong quá trình phát triển sau này.

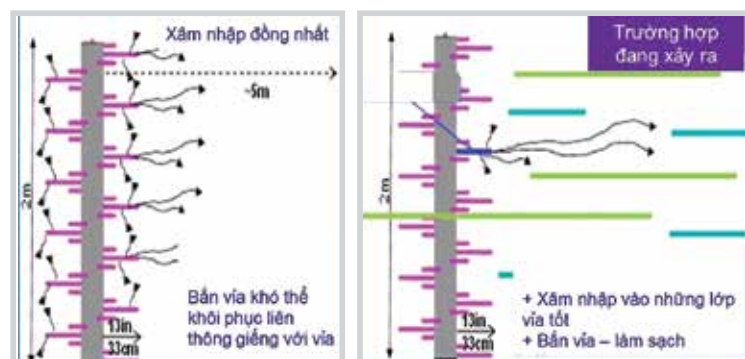
3.2. Công tác khoan và hoàn thiện giếng

Trong quá trình phát triển giai đoạn 1 tuần hoàn khí khô ngược lại vỉa, giếng ST-EP hoàn thiện ở tập F có chất lượng kém hơn dự kiến và khả năng cho dòng thấp hơn mức mong đợi. Trong khi đó giếng ST-FP hoàn thiện ở cả 2 tập cát kết E và F. Từ kết quả đo MDT/RCI sau khi khoan đã xác định rằng tập E có độ linh động thấp, tập F chỉ có khoảng 100m có độ linh động cao, khả năng cho dòng tốt. Dựa trên kết quả đánh giá ban đầu, cả 2 giếng đều có hiệu quả khai thác kém. Kết quả đo PLT cho thấy chỉ có một vài lớp với độ thấm cao thì được khai thác, còn lại chủ yếu không cho dòng. Hiện tượng này là dấu hiệu của sự nhiễm bẩn thành hệ. Những phân tích về cơ chế nhiễm bẩn được xem xét như: bẩn vỉa trên cân bằng làm khoảng bẩn bị bít nhét (Hình 6); xâm nhập của chất lưu hoàn thiện giếng trong một thời gian chờ lắp đặt hệ thống thượng tầng khai thác (khoảng 9 tháng) gây trương nở sét giảm độ rỗng, độ thấm (Hình 7).

Cuu Long JOC đã tiến hành thực hiện giải pháp để gia tăng khả năng khai thác của giếng là bơm vỉa lại từng phần vào Quý I/2017 và toàn phần vào Quý IV/2017. Sau khi bơm, cả 2 giếng cho thấy sự gia tăng khả năng khai thác (sản lượng giếng ST-EP tăng 4,2 lần từ 17 triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$ lên 71 triệu ft^3 chuẩn/ngày, giếng ST-FP tăng 3,3 lần từ 9 triệu ft^3 chuẩn/ngày lên 30 triệu ft^3 chuẩn/ngày).



Hình 6. Sự nhiễm bẩn do bơm vỉa trên cân bằng



Hình 7. Xâm nhập của chất lưu hoàn thiện giếng

Từ đó rút ra bài học trong công tác khoan và hoàn thiện cho các giếng tiếp theo ở các mặt sau:

- Thực hiện các thí nghiệm tương tác chất lưu với mẫu lõi để lựa chọn dung dịch hoàn thiện giếng thích hợp.
- Phương pháp bơm vỉa và gọi dòng: bơm vỉa dưới cân bằng, bơm trong chất lưu vỉa hơn là trong dung dịch hoàn thiện giếng.
- Thời gian chờ đưa vào khai thác phải được hạn chế thấp nhất.

Trong tương lai, khi áp suất vỉa bị suy giảm nhiều, thì công tác khoan qua những tầng xen kẽ áp suất thấp (đã bị suy giảm áp suất do khai thác) và cao (chưa bị suy giảm áp suất do khai thác) sẽ trở nên thách thức.

3.3. Ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate

Một trong những thách thức cho việc phát triển toàn bộ mỏ Sư Tử Trắng là sự không chắc chắn đến khả năng cho dòng của giếng do ảnh hưởng lắng đọng condensate. Sự lắng đọng này xảy ra khi condensate hình thành xung quanh đáy giếng với áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương. Độ bão hòa dầu tăng thêm theo thời gian với khoảng cách có thể lên đến vài trăm mét sâu bên trong vỉa dẫn đến việc giảm độ thấm khí tương đối k_{rg} hoặc chỉ số khai thác của giếng PI (Hình 8) [2, 3].

Mức độ ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate là thấp nếu độ thấm của vỉa chứa cao vì giếng vẫn còn khả năng tăng dòng để bù cho sự suy giảm PI do ảnh hưởng này gây ra. Tuy nhiên, mức độ này sẽ trở nên nghiêm trọng đối với các vỉa chứa độ thấm thấp và trung bình vì giếng đã đạt đến giới hạn áp suất vận hành của hệ thống bề mặt. Các công bố trên thế giới cho thấy PI có thể giảm từ 45 - 80% đối với các mỏ khí có độ thấm thấp [1, 5].

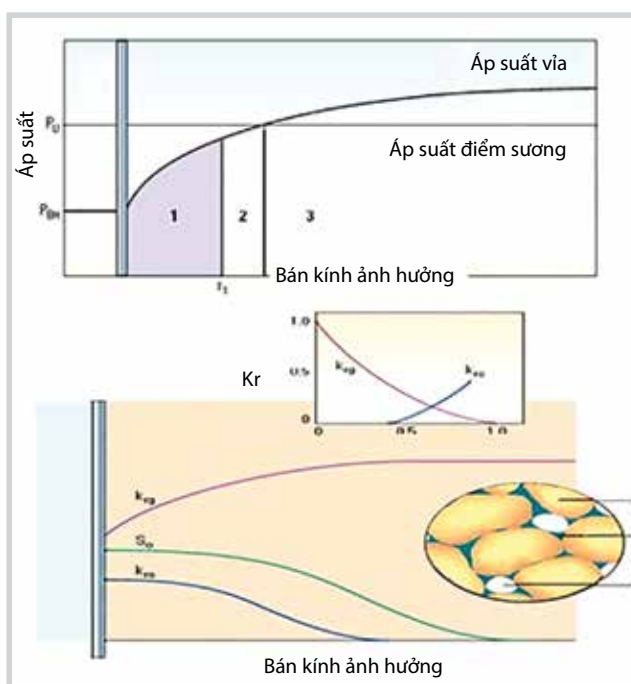
Về mặt định lượng, kịch bản của sự lắng đọng condensate trong vỉa có thể xảy ra dưới 2 dạng: không thể cung cấp lượng khí xuất theo hợp đồng (DCQ) đã cam kết, hoặc yêu cầu thêm giếng để cung cấp đủ DCQ (Hình 9). Điều này sẽ gây tổn thất tài chính đáng kể cho các nhà đầu tư.

Thấy được tầm quan trọng do ảnh hưởng của sự lắng đọng condensate trong vỉa, mục tiêu chính của kế hoạch khai thác thử dài hạn là kiểm tra ảnh hưởng này về khả năng cho dòng lâu dài của các giếng. Tuy nhiên, trong giai đoạn khai thác thử dài hạn chưa đánh giá được hiện tượng lắng đọng condensate do các giếng đều vẫn khai thác ở trên áp suất điểm sương, do vậy mục tiêu này sẽ tiếp tục thực hiện trong giai đoạn 1 khi áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương.

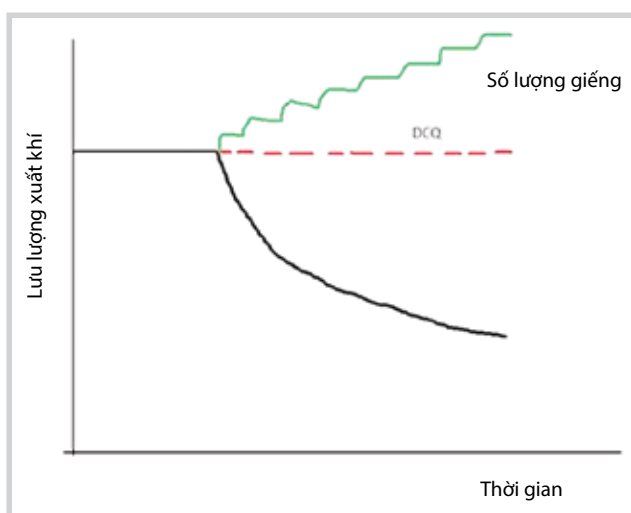
Trong thực tế, việc bơm khí khô trong giai đoạn 1 vẫn là phương pháp tốt nhất để giảm hiệu ứng lắng đọng condensate khi khí khô được bơm vào vỉa chứa giúp thay thế khí ẩm được đẩy tới giếng khai thác. Quá trình này làm cho thành phần khí trong vỉa trở nên khô hơn theo thời gian và làm giảm lượng chất lỏng ngưng tụ khi so sánh với việc khai thác giảm áp chất lưu nguyên thủy của vỉa.

Mặt khác, dữ liệu lưu lượng - áp suất dòng chảy dưới áp suất điểm sương là rất cần để hiệu chỉnh mô hình động nhằm mô phỏng chính xác hiệu ứng lắng đọng condensate trong vỉa. Nhằm thu thập thêm thông tin khai thác thực tế về hiệu ứng lắng đọng condensate trong vỉa, Cuu Long JOC đã tiến hành khai thác và theo dõi các giếng khai thác thứ 5 và 6 dưới áp suất điểm sương trong dài hạn. Giếng khai thác thứ 5 được cho phép khai thác dưới áp suất điểm sương từ ngày 10/8/2017 và cho đến nay chưa quan sát thấy dấu hiệu nghiêm trọng của hiệu ứng lắng đọng condensate. Giếng khai thác thứ 6 được cho vận hành với áp suất bên dưới điểm sương bắt đầu từ tháng 3/2018. Lưu lượng hiện tại ở cỡ còn lớn nhất là 52 triệu ft^3 chuẩn/ngày ở áp suất đáy 2.800psia, gần 1.600psi dưới áp suất điểm sương tính ở độ sâu nóc bồn vỉa. Tương tự với giếng khai thác thứ 5, quan sát trong vài tháng cho thấy giếng chưa có dấu hiệu nghiêm trọng của hiệu ứng lắng đọng condensate. Tham khảo các tài liệu về sự lắng đọng condensate cho thấy hiện tượng này có thể quan sát sau nhiều tháng, hoặc nhiều năm khai thác dưới áp suất điểm sương khi độ bão hòa dầu tăng lên một lượng và làm giảm lưu lượng khí dẫn đến giảm khả năng khai thác [4, 5].

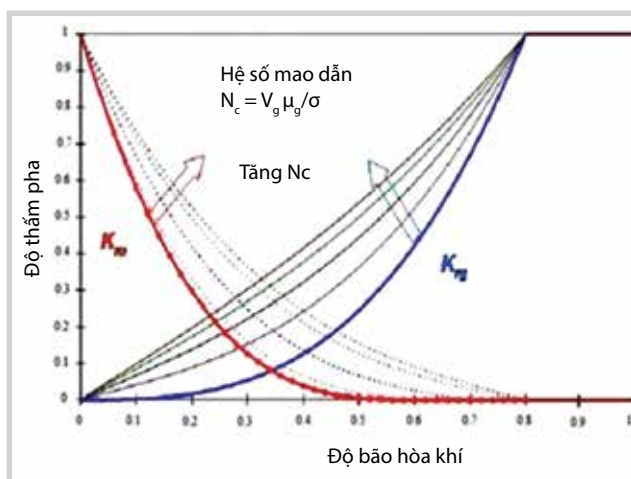
Bên cạnh đó, các nghiên cứu trên thế giới cho thấy hiệu ứng lắng đọng condensate là mờ nhạt khi chỉ số mao dẫn tăng do vận tốc dòng chảy cao ở vùng lân cận giếng khai thác dẫn đến sự gia tăng độ thấm tương đối như Hình 10 (Curtis và các cộng sự) [5]. Kết quả khớp lịch sử khai thác từ mô hình động đa thành phần (Eclipse E300) cho thấy độ thấm tương đối tăng đã vượt qua ảnh hưởng gây hại của hiện tượng lắng đọng condensate, duy trì chỉ số khai thác của giếng PI ở áp suất vỉa hiện hành.



Hình 8. Lắng đọng condensate và suy giảm độ thấm k_{rg} [5]



Hình 9. Các kịch bản có thể xảy ra khi bị lắng đọng condensate



Hình 10. Độ thấm tương đối tăng với vận tốc dòng chảy cao

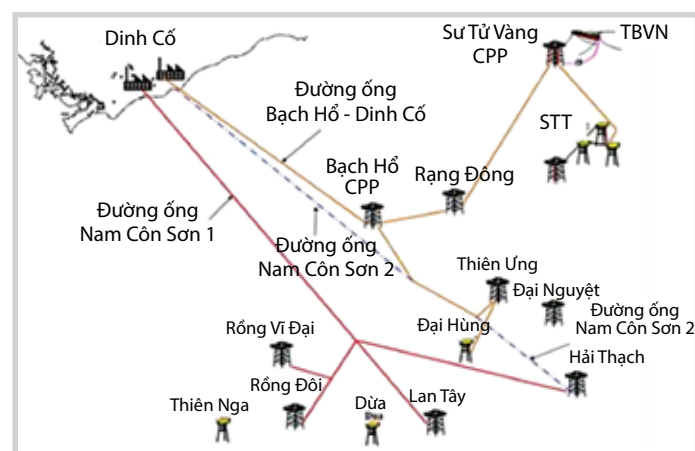
Trong thời gian tới, giếng khai thác thứ 2 có thể được kiểm tra vận hành khai thác dưới áp suất điểm sương nhưng giới hạn vận tốc ăn mòn của ống khai thác làm cho giếng chưa thể đưa áp suất về dưới áp suất điểm sương. Tuy nhiên, việc khai thác dưới giới hạn áp suất điểm sương đối với tất cả các giếng là không thể tránh khỏi để duy trì sản lượng của mỏ Sư Tử Trắng và giá trị tổng thể của dự án.

3.4. Phát triển cơ sở hạ tầng và hệ tiêu thụ khí

Giá trị của dự án Sư Tử Trắng được quyết định bởi 2 yếu tố chính là lưu lượng xuất bán khí và lưu lượng bơm ép khí khô ngược lại vỉa. Lượng xuất bán khí và bơm khí càng cao thì lượng khí khai thác và condensate thu được tương ứng càng cao theo công thức: lượng xuất bán khí + lượng bơm ép khí = lượng khai thác khí.

Tuy nhiên, lượng bơm ép khí bị hạn chế bởi công suất nén hiện hành. Hơn nữa, việc xuất bán khí cho PV GAS phụ thuộc vào nhu cầu khí theo mùa. Trong ngắn hạn, công tác khai thác mỏ Sư Tử Trắng phụ thuộc chủ yếu vào giới hạn xuất bán khí khi đã vận hành 100% công suất bơm ép khí. Điều này ảnh hưởng đến mục tiêu sản lượng condensate và khí khai thác hàng năm của Lô 15-1.

Về lâu dài, tổng sản lượng của mỏ Sư Tử Trắng sẽ bị suy giảm tự nhiên. Do đó, cần bổ sung thêm các giếng khai thác trong các giai đoạn tiếp theo; đồng bộ hóa việc phát triển mỏ Sư Tử Trắng ở các khu vực đã xác minh (phần đỉnh của cấu tạo) cũng như cơ sở hạ tầng vận chuyển khí về bờ, xử lý khí và phát triển hệ tiêu thụ khí (nhà máy điện/đạm, khí hóa lỏng...). Hiện nay khí từ mỏ Sư Tử Trắng cùng với các nguồn khí đồng hành Sư Tử Vàng - Sư Tử Đen được xuất bán qua đường ống Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố (Hình 11). Theo thực tế, tuyến đường ống này đã vận hành từ năm 2002 và hoạt động tối đa công suất, được ưu tiên để thu gom khí đồng hành từ các mỏ xung quanh. Do đó, việc phát triển đường ống dẫn khí từ mỏ Sư Tử



Hình 11. Tuyến đường ống xuất khí từ mỏ Sư Tử Trắng và các mỏ lân cận

Trắng về bờ và phát triển hệ tiêu thụ khí là rất quan trọng song song với việc phát triển khai thác mỏ ngoài khơi.

3.5. Kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn tiếp theo

Kết quả thu được trong thời gian khai thác mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn khai thác thử dài hạn và giai đoạn 1 cho thấy hiệu quả lớn về kỹ thuật và kinh tế góp phần gia tăng sản lượng và dòng tiền sớm. Việc mở rộng phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong tương lai là cần thiết và cấp bách. Với các số liệu thu thập được như các số liệu tĩnh (tính chất rỗng thấm của vỉa, đặc điểm thạch học và phân bố tương trầm tích...), các số liệu khai thác, hiệu ứng ngưng tụ condensate và các bài học kinh nghiệm rút ra (như các bài học về bắn vỉa và hoàn thiện giếng) sẽ giúp giảm thiểu rủi ro cho công tác phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn tiếp theo. Các kế hoạch phát triển đang được đề nghị gồm: khoan thêm các giếng khai thác mới, bổ sung bắn vỉa, can thiệp giếng...

Giai đoạn 2 phát triển mỏ Sư Tử Trắng sẽ được tập trung phát triển hoàn toàn khu vực đỉnh của cấu tạo với một giàn xử lý trung tâm CGF kết nối với các giàn khai thác, tuyến đường ống hiện tại, cũng như xây dựng đường ống mới với thỏa thuận bán khí theo hợp đồng (ToP). Đồng thời, xây dựng kế hoạch thăm lường để đánh giá chính xác hơn về khả năng khai thác ở vùng rìa và sâu của cấu tạo và triển khai đánh giá thêm việc áp dụng công nghệ nứt vỉa thủy lực hợp lý và kinh tế để phát triển toàn bộ mỏ Sư Tử Trắng trong tương lai.

4. Kết luận

Mỏ Sư Tử Trắng là mỏ khí có tiềm năng lớn để phát triển với trữ lượng lớn. Tuy nhiên, đây là mỏ khí có đối tượng vỉa chứa khá sâu, có đặc điểm áp suất và nhiệt độ cao, có khá nhiều rủi ro về mặt địa chất và tính chất vỉa, do vậy công tác phát triển mỏ Sư Tử Trắng rất rủi ro và thách thức. Nhằm đánh giá hiệu quả khả năng khai thác từ mỏ Sư Tử Trắng, tối ưu cho công tác đầu tư của mỏ, Cuu Long JOC đã chia thành nhiều giai đoạn phát triển mỏ, để vừa tiến hành khai thác, vừa thu thập thêm thông tin giúp giảm thiểu rủi ro từ việc tập trung đầu tư lớn từ giai đoạn đầu.

Tính phức tạp của mỏ Sư Tử Trắng cho thấy nếu chỉ sử dụng số liệu, kết quả thăm dò và thăm lường

thì công tác đầu tư và phát triển mỏ sẽ gặp nhiều rủi ro. Vì thế, với triết lý “ném đá dò đường” bằng giải pháp khai thác thử dài hạn đã được Cuu Long JOC xem xét và lần đầu tiên áp dụng tại Việt Nam để thu thập các số liệu thực và đầy đủ nhất của mỏ để sử dụng cho công tác phát triển mỏ tiếp theo.

Trong quá trình phát triển mỏ Sư Tử Trắng, Cuu Long JOC đã đưa ra các giải pháp để tăng cường khai thác sớm condensate, khắc phục các khó khăn gặp phải về địa chất mỏ, giảm thiểu hiện tượng lắng đọng condensate trong vỉa, các khó khăn về thị trường tiêu thụ, cơ sở hạ tầng vận chuyển khí. Việc thực hiện phát triển và khai thác giai đoạn 1 này không những thu thập được các số liệu khảo cứu hiện tượng ngưng tụ condensate, duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa hệ số thu hồi của mỏ mà còn tăng cường lợi nhuận sớm cho các nhà đầu tư, cũng như ngân sách của nhà nước và đảm bảo an toàn năng lượng quốc gia.

Khi có được các số liệu địa chất mỏ và khai thác cũng như các bài học kinh nghiệm ở mọi khía cạnh chính (địa chất, mức độ ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate, khoan và hoàn thiện giếng) gặp phải ở giai đoạn khai thác thử dài hạn và giai đoạn 1, thì việc tiến hành công tác phát triển mỏ giai đoạn 2 chắc chắn sẽ được tối ưu hơn rất nhiều, đặc biệt về dự báo khai thác (trong đó bao gồm TOP), số lượng giếng khoan, hệ thống thiết bị khai thác và xử lý trên bề mặt, do vậy sẽ giúp cho dự án đạt hiệu quả kinh tế cao nhất.

Từ năm 2017, Cuu Long JOC đã triển khai Dự án phát triển và khai thác mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2. Để đạt được mốc tiến độ đưa mỏ vào khai thác (dự kiến cuối năm

2023) vẫn còn các thách thức trong công tác đàm phán thời hạn hợp đồng dầu khí, lượng bán khí và giá bán khí.

Tài liệu tham khảo

1. Deddy Afidick. *Production performance of a retrograde gas reservoir: A case study of the Arun field*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia. 7 - 10 November, 1994.
2. O.Fevang, C.H.Whitson. *Modeling gas-condensate well deliverability*. SPE Reservoir Engineering. 1996; 11(4): p. 221 - 230.
3. Michael Golan, Curtis Whitson. *Well performance (2nd edition)*. NTNU. 1996.
4. Robert Mott, Andrew Cable, Mike Spearing. *Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas - condensate relative permeability*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 1 - 4 October, 2000.
5. Li Fan, Billy W.Harris, A.(Jamal) Jamaluddin, Jairam Kamath, Robert Mott, Gary A.Pope, Alexander Shandrygin, Curtis Hays Whitson. *Understanding gas - condensate reservoirs*. Oilfiel Review. 2005/2006: p.14 - 27.
6. Cuu Long JOC. *Su Tu Trang field phase 1 report*. 2017.
7. Cuu Long JOC. *Báo cáo tóm tắt đánh giá trữ lượng dầu khí tại chỗ và trữ lượng thu hồi*. 2018.
8. Cuu Long JOC. *Su Tu Trang outline development plan*. 2018.

CHALLENGES IN SU TU TRANG GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT

**Nguyen Van Que, Hoang Ngoc Dong, Truong Tuan Anh, Tran Ha Minh, Nguyen Van Tuan, Hoang Nam Hai
Dinh Hoang Khanh, Le Nguyen Vu, Nguyen Chu Dat**

Cuu Long Joint Operating Company
Email: dinh.h.khanh@cljoc.com.vn

Summary

This article presents the results of exploration and appraisal as well as challenges during the development of Su Tu Trang gas condensate field, Block 15-1. Development plan by phases is the primary solution to step by step solving the challenges of geological aspect, production capability, drilling and well completion, condensate deposition, etc.

Su Tu Trang field production potential has been verified through a long-term production testing plan, bringing information on geological uncertainty, faults, reservoir heterogeneity, fluid properties and gas injection as a solution to low gas export and condensate banking mitigation. The next development phase of Su Tu Trang (Phase 2) will focus on meeting the gas market's demand, along with appraisal of the flank of Su Tu Trang structure for further development phase.

Key words: Gas injection, condensate banking, long-term production testing plan, Su Tu Trang field.

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐỊA THỐNG KÊ TRONG DỰ BÁO CÁC THÔNG SỐ ĐỊA CƠ HỌC VÀ ỨNG DỤNG MÔ HÌNH SANDPIT3D TRONG DỰ BÁO SINH CÁT CHO GIẾNG KHAI THÁC Ở BỂ NAM CÔN SƠN

Tạ Quốc Dũng¹, Lê Thế Hà², Nguyễn Tiến Đạt¹

¹Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tqdung@hcmut.edu.vn; halt01@pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo ứng dụng phương pháp địa thống kê trong việc dự báo các thông số địa cơ học cho 1 giếng khai thác ở bể Nam Côn Sơn. Kết quả thu được của mô hình địa cơ học sẽ được sử dụng để đánh giá khả năng sinh cát của giếng theo mô hình tính toán ứng suất cắt của S.M. Wilson dựa trên tiêu chuẩn Mohr-Coulomb. Áp suất đáy giếng tới hạn ứng với mỗi áp suất vỉa tại từng thời điểm khác nhau cũng được tính toán nhằm đưa ra chế độ khai thác hợp lý trong quá trình quản lý mỏ.

Từ khóa: Địa thống kê, variogram, kriging, mô hình địa cơ, sandpit3D, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Nguồn tài nguyên dầu khí trong khu vực bể Nam Côn Sơn chủ yếu được chứa trong đá trầm tích. Các giếng đang trong giai đoạn đầu của quá trình khai thác nên chưa xảy ra hiện tượng sinh cát.

Tuy nhiên, sau một thời gian khai thác, hiện tượng sinh cát có thể xuất hiện do áp suất vỉa giảm, xuất hiện nước trong giếng khai thác.

Hiện tượng sinh cát gây khó khăn cho quá trình khai thác, ăn mòn các thiết bị hoặc làm tắc nghẽn đường ống, gây thiệt hại lớn về kinh tế... do đó cần nghiên cứu dự báo sớm.

Dữ liệu cần thiết của giếng sẽ được nội suy từ các giếng lân cận đã khoan trước đó. Việc dự đoán các thuộc tính địa cơ học, các thông số vỉa, độ bền thành hệ cho các khu vực lân cận chỉ có thể thực hiện nhờ vào địa thống kê.

Lĩnh vực này bao gồm các quá trình: thu thập dữ liệu, xử lý dữ liệu thô, thiết lập thuật toán, mô phỏng, kết quả cuối cùng là đưa ra mô hình của giếng lân cận.

2. Phương pháp địa thống kê và dự báo khả năng sinh cát của giếng

2.1. Phương pháp địa thống kê

2.1.1. Variogram

Variogram được sử dụng trong kỹ thuật địa thống kê để mô tả mối quan hệ không gian. Variogram được định nghĩa như là một nửa kỳ vọng toán học của biến ngẫu nhiên $[Z_x - Z_{x+h}]^2$, nghĩa là [1, 2]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[Z_x - Z_{x+h}]^2 = \frac{1}{2} \int [Z_x - Z_{x+h}]^2 dv \quad (1)$$

Trong đó: Z_x, Z_{x+h} : 2 đại lượng ở 2 điểm nghiên cứu cách nhau một đoạn h . Variogram thực nghiệm được xác định [1, 2]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z_x - Z_{x+h}]^2 \quad (2)$$

2.1.2. Covariance

Nếu 2 biến ngẫu nhiên Z_x và Z_{x+h} cách nhau một đoạn " h " có phương sai, chúng cũng có 1 covariance và được diễn đạt [1, 2]:

$$C(h) = E\{[Z_x - m][Z_{x+h} - m]\} \quad (3)$$

Với m là kỳ vọng toán học của hàm $C(h)$ thực nghiệm được tính [1, 2]:

$$C(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} \{[Z_x - m][Z_{x+h} - m]\} \quad (4)$$

2.1.3. Kriging

Tùy vào ứng dụng thực tế, các thuật toán khác nhau sẽ sử dụng cho mục đích khác nhau.

Simple Kriging (SK): Đơn giản nhất nhưng không phù hợp với thực tiễn.

Ordinary Kriging (OK): Sử dụng phổ biến nhất, linh hoạt hơn Simple Kriging và cho phép các biến thay đổi cục bộ.

CoKriging (Co-K): Cho phép ước tính 1 biến dựa trên thông tin không gian của các biến khác liên quan. Đặc biệt hữu ích khi có 1 biến được lấy mẫu rộng rãi và 1 biến được lấy mẫu thưa thớt và chúng có tương quan không gian.

Universal Kriging (UK): Dùng khi dữ liệu mẫu biểu hiện theo 1 phương và giả thiết ổn định có thể không hợp lệ.

Do tính phổ biến và ứng dụng linh hoạt hơn các phương pháp khác nên nhóm tác giả sẽ sử dụng phương pháp Ordinary Kriging cho việc tính toán.

Ordinary Kriging:

Trong thuật toán SK, giả thiết rằng giá trị trung bình $m(u)$ được biết. Bằng giả thiết ổn định bậc 1, $m(u)$ giảm thành m . Phải biết giá trị m trước khi sử dụng 1 biểu thức SK. Trong thực tiễn, giá trị trung bình thực toàn cục rất hiếm khi được biết nếu không giả thiết giá trị trung bình mẫu bằng giá trị trung bình toàn cục. Ngoài ra, giá trị trung bình cục bộ trong vùng nghiên cứu lân cận có thể thay đổi trên khu vực quan tâm, do đó giả thiết ổn định có thể không hoàn toàn hợp lệ. Thủ tục OK sẽ khắc phục vấn đề này bằng cách xác định phương trình ước tính.

Xét phương trình [1, 2]:

$$z^*(u_0) = \lambda_0 + \sum_{i=1}^n \lambda_i \times z(u_i) \quad (5)$$

Với điều kiện không lệch, yêu cầu thỏa mãn điều kiện phương sai cực tiểu. Cực tiểu hóa phương sai với ràng buộc thu được kết quả:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j C(u_i, u_j) + \mu = C(u_i, u_0) \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

Với μ là thông số Lagrange và C đại diện cho hiệp phương sai. Phương trình có thể được viết dưới dạng ma trận [1, 2]:

$$\begin{bmatrix} C(u_1, u_1) & C(u_1, u_2) & \dots & C(u_1, u_n) & 1 \\ C(u_2, u_1) & C(u_2, u_2) & \dots & C(u_2, u_n) & 1 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ C(u_n, u_1) & C(u_n, u_2) & \dots & C(u_n, u_n) & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C(u_1, u_0) \\ C(u_2, u_0) \\ \vdots \\ C(u_n, u_0) \\ 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Khi λ_i được tính, giá trị ước tính $z^*(u_0)$ sẽ thu được từ phương trình. Ước tính hiệp phương sai [1, 2]:

$$\sigma_{OK}^2 = C(u_0, u_0) - \sum_{i=1}^n \lambda_i C(u_i, u_0) - \mu \quad (8)$$

2.2. Hiện tượng sinh cát trong các giếng khai thác

2.2.1. Khái niệm sinh cát

Sinh cát là hiện tượng xuất hiện số lượng nhỏ hay lớn về thành phần hạt rắn đi cùng với dung dịch chất lưu trong vỉa. Số lượng có thể khác nhau từ vài gam hoặc ít hơn trên một tấn dung dịch. Khi lượng cát sinh ra lớn hơn một giới hạn sinh cát nào đó (giới hạn này phụ thuộc vào điều kiện mỏ quy định) thì cần phải áp dụng các biện pháp khống chế cát [3].

Sinh cát phụ thuộc vào 3 thành phần chính:

- Độ bền của đá và các tính chất cơ học khác của đá.
- Các ứng suất tác dụng xung quanh giếng hoặc lỗ bắn mở vỉa.
- Tải trọng cục bộ tác dụng lên giếng hoặc lỗ bắn mở vỉa do sự hiện diện của dòng chảy, áp suất lỗ rỗng suy giảm, sự hiện diện của nước.

Nếu không thể kiểm soát được lượng cát sinh ra sẽ gây ra thiệt hại rất lớn, có thể sụp lở trong thành hệ, làm bào mòn các thiết bị hoặc làm nghẽn đường ống.

Độ bền của thành hệ cát kết được kiểm soát bởi các yếu tố [3]:

- Số lượng và loại của xi măng dùng để giữ các hạt riêng lẻ lại với nhau.
- Lực ma sát giữa các hạt.
- Áp suất chất lưu trong các lỗ rỗng của đá.
- Lực ép mao dẫn.

2.2.2. Đồ thị đường log UCS - TWC

Biểu đồ log UCS - TWC giúp dự báo các khoảng độ sâu mà thành hệ có khả năng bị phá hủy và sinh cát, từ đó đưa ra quyết định bắn mở vỉa ở khoảng độ sâu phù hợp và kế hoạch hoàn thiện giếng tốt nhất.

Để xây dựng được biểu đồ này, cần chú ý đến các giá trị như Dt - Wave Transit time (đơn vị $\mu\text{s}/\text{ft}$) và giá trị độ rỗng ϕ .

Đối với giá trị Dt, trong quá trình đo địa vật lý các bộ phát sóng âm của thiết bị truyền các tia sóng gặp thành hệ và phản hồi về các đầu thu.

Ứng với mỗi thành hệ cũng như mỗi tập khác nhau thì giá trị thu về sẽ khác nhau, thông qua minh giải sẽ được một giá trị là Dt, từ đó xác định được lần lượt giá trị UCS và TWC.

Đối với giá trị độ rỗng ϕ , log mật độ là phương pháp dùng để xác định độ rỗng, thông qua việc đo mật độ electron trong vỉa. Nó có thể giúp các nhà địa chất: xác định được các khoáng vật lắng đọng từ sự bốc hơi của các dung dịch, đánh giá các đới chứa khí, xác định hàm lượng hydrocarbon, đánh giá độ sét trong đá chứa dạng cát pha và một số đặc điểm thạch học. Dụng cụ đo mật độ gồm nguồn phát ra năng lượng tia gamma sao cho các tia gamma đi vào bên trong vỉa. Nguồn gamma có thể là Co-60 (Cobalt) hay Ce-137 (Cesium).

Khi biết các giá trị Dt và ϕ có thể tính UCS (psi) theo công thức sau:

Mô hình của McNally (1987) [4]:

$$UCS = 40165 e^{-10\phi} \quad (9)$$

Giá trị UCS trong khoảng 300 và 52.000psi và độ rỗng ϕ bé hơn 0,3 [4]:

$$UCS = 36830(1 - 2,7\phi)^2 \quad (10)$$

Thành hệ cát kết đã cố kết với độ rỗng $\phi < 0,3$ [4]:

$$TWC = 80,8765 UCS^{0,58} \quad (11)$$

Giá trị TWC (psi) được xác định từ UCS như sau (áp dụng cho hầu hết vỉa cát kết trên thế giới) [4]:

$$TWC = 20,62\phi^{-3,54} \quad (12)$$

Ngoài ra còn có thể xác định TWC theo giá trị độ rỗng ϕ ở thành hệ cát kết yếu [4]:

$$\sigma_{t1} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_{wf}(1 - A) - Ap_r \quad (13)$$

Mô hình dựa trên việc tính toán UCS và TWC theo độ sâu, vẽ được đường cong tích lũy để xác định được giá trị ứng suất P (% đất đá thành hệ có độ bền nhỏ hơn, các điểm có giá trị TWC nhỏ hơn thì thành hệ tại đó yếu nhất) là điểm ứng suất tới hạn cho sự phá hủy cát và sinh cát từ việc áp dụng xác suất cho giếng, khoảng đường cong TWC nào có giá trị nhỏ hơn đường P thì tại đó có khả năng sinh cát nhất.

2.2.3. Mô hình áp suất phá hủy thành hệ (SandPit3D)

Mô hình sau đây được xây dựng để bắt đầu tính toán sinh cát, tức là tính toán áp suất dòng chảy đáy giếng tới hạn dẫn đến sinh cát, CBHFP. Mô hình có thể áp dụng cho

cả giếng thân trần và giếng hoàn thiện ống chống, bắn mở vỉa. Các ứng suất cục bộ được biểu diễn như Hình 1. Sự định hướng của giếng khoan được thể hiện trong tính toán của các ứng suất tiếp σ_1, σ_2 với $\sigma_1 > \sigma_2$ (hay còn gọi là ứng suất vòng) từ các ứng suất chính tại vị trí đó (σ_H, σ_h). Các ứng suất tiếp trên bề mặt của thành giếng được xác định bởi [5]:

$$\sigma_{t1} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_{wf}(1 - A) - Ap_r \quad (14)$$

$$\sigma_{t2} = 3\sigma_H - \sigma_h - p_{wf}(1 - A) - Ap_r \quad (15)$$

Trong đó:

p_{wf} : Áp suất đáy giếng;

p_r : Áp suất vỉa;

A: Hệ số poro-elastic được tính theo công thức sau [5]:

$$A = \frac{(1 - 2\nu)\alpha}{(1 - \nu)} \quad (16)$$

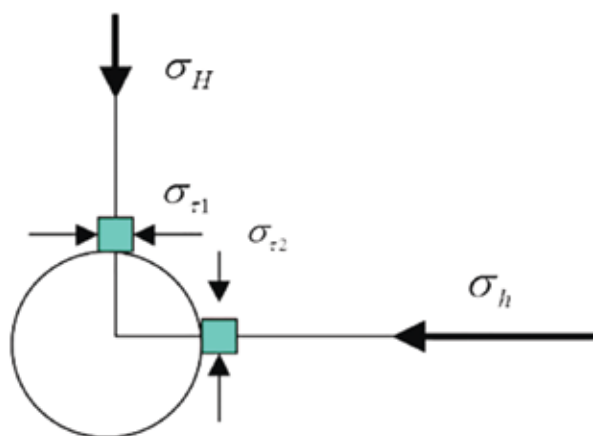
Với ν là hệ số Poisson và α là hệ số Biot's

Sự phá hủy xảy ra khi các giá trị ứng suất tiếp tuyến bị thay đổi, mặc dù các giá trị ứng suất khác cũng đóng vai trò vào việc gây ra sự phá hủy, tuy nhiên không đáng kể. Để tránh việc cát xuất hiện thì giá trị ứng suất tiếp tuyến hiệu dụng lớn nhất tại vị trí đang xét ($\sigma_{t2} - p_{wf}$) phải nhỏ hơn độ bền hiệu dụng U của thành hệ, như vậy ta có quan hệ [5]:

$$(\sigma_{t2} - p_{wf}) \leq U \quad (17)$$

Thay (15) vào (17) ta có mối quan hệ cho CBHFP như sau [5]:

$$p_{wf} \geq CBHFP = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2 - A} - p_r \frac{A}{2 - A} \quad (18)$$



Hình 1. Các ứng suất tại thành giếng [5]

Với: p_{wf} : Áp suất đáy giếng (psi);

CBHFP (psi): Áp suất đáy giếng tới hạn để thành hệ không bị phá hủy;

p_r : Áp suất vỉa (psi);

A: Hệ số poro-elastic;

U: Độ bền hiệu dụng thành hệ (psi).

Độ giảm áp tới hạn-Critical Drawdown Pressure (CDP) được định nghĩa là độ giảm áp từ áp suất vỉa tới giá trị áp suất tại đó gây ra sự phá hủy thành hệ. Khi đó, áp suất đáy giếng được xác định [5]:

$$p_{wf} = p_r - CDP \quad (19)$$

Từ (18) và (19) ta có biểu thức tính sau [5]:

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2p_r - (3\sigma_H - \sigma_h - U)] \quad (20)$$

Áp suất vỉa tới hạn (Critical Reservoir Pressure, CRP), là giá trị áp suất vỉa mà tại đó vỉa bị phá hủy dưới bất kỳ độ giảm áp nào. Với $CDP = 0$ ta có công thức tính CRP [5]:

$$CRP = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2} \quad (21)$$

Độ bền hiệu dụng của thành hệ U, được xác định dựa vào thí nghiệm mẫu trục thành dày (TWC) với tỷ số đường kính ngoài và đường kính trong nằm trong khoảng từ 3 - 3,8. Với giá trị b_f dựa vào thí nghiệm để hiệu chỉnh [5]:

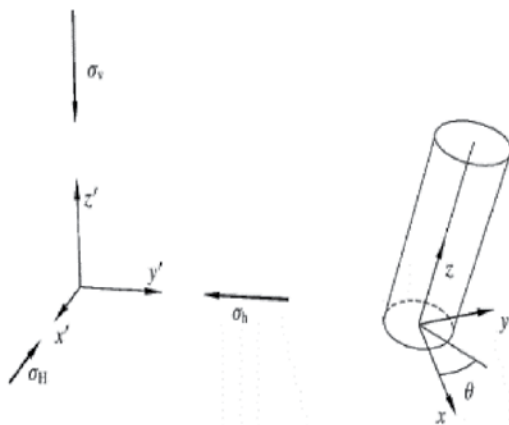
$$U = b_f \times 1,55 \times TWC \quad (22)$$

Với: $b_f = 1,6$ đối với giếng thân trần;

$b_f = 2$ đối với giếng ống chống bắn mở vỉa.

Chuyển đổi tọa độ:

Từ các thông số như trên có thể xây dựng 1 mô hình



Hình 2. Phương pháp đổi trục tọa độ [6]

phá hủy đơn giản cho các giếng thẳng đứng với các số liệu đầu vào tương ứng. Tuy nhiên, các giếng được hoàn thiện chủ yếu đều có độ nghiêng, do đó cần phải hiệu chỉnh các giá trị ứng suất cho phù hợp. Cách đơn giản nhất là sử dụng phương pháp dời trục tọa độ để tính lại các giá trị ứng suất mới (Hình 2) [6]:

Việc dời trục sẽ cho các giá trị ứng suất mới. Do đó cần phải tính toán lại các giá trị này theo các giá trị ứng suất cũ kết hợp với góc nghiêng và góc phương vị tương ứng tại vị trí giếng.

Hình 3 cho thấy việc xác định các ứng suất mới sẽ phụ thuộc vào các góc nghiêng i và góc giữa hướng giếng khoan với phương của ứng suất ngang lớn nhất θ . Các giá trị ứng suất mới sẽ được tính toán theo các công thức dưới đây [6]:

$$\sigma_x = \sigma_H \cos^2 \theta \cos^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i \quad (23)$$

$$\sigma_y = \sigma_H \sin^2 \theta + \sigma_h \cos^2 \theta \quad (24)$$

$$\sigma_z = \sigma_H \cos^2 \theta \sin^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i \quad (25)$$

Trong đó, với giếng hoàn thiện ống chống, bắn mở vỉa thì góc nghiêng i sẽ là góc ψ_{perf} (góc nghiêng của lỗ bắn mở vỉa) và góc θ sẽ là góc β_{perf} (góc giữa hướng bắn vỉa với ứng suất ngang lớn nhất). Các đại lượng được tính theo công thức sau [7]:

$$\psi_{perf} = 90 - \psi \cos(\phi_{perf}) \quad (26)$$

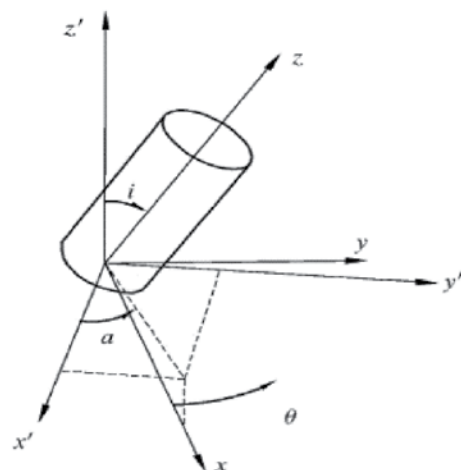
$$\lambda_{perf} = W_{az} + 90 \sin(\phi_{perf}) \quad (27)$$

$$\beta_{perf} = \sigma_{haz} + 90 - \lambda_{perf} \quad (28)$$

Trong đó:

ϕ_{perf} : Góc bắn mở vỉa;

λ_{perf} : Góc phương vị của lỗ bắn mở vỉa;



Hình 3. Các thông số hình học mới của giếng [6]

$$\beta_{perf} = 0 \text{ nếu } \psi_{perf} = 0.$$

Như các biểu thức đã nêu trên, thông qua công thức liên hệ (19) và tính các thông số liên quan như CRP, hệ số A, TWC, độ bền hiệu dụng U... ta tính được CDP theo từng giá trị áp suất vỉa thay đổi, dựa vào công thức (19) tính được CBHFP áp suất đáy giếng tới hạn để thành hệ không bị phá hủy và sinh cát. Từ đó vẽ được đồ thị giữa CBHFP và áp suất vỉa sẽ được mô hình phá hủy thành hệ.

3. Dự báo các thông số địa cơ học cho giếng P

Từ dữ liệu của các giếng ban đầu là giếng 5, giếng 9 và giếng 11. Tiến hành dự báo các thông số địa cơ học cho giếng P lân cận.

3.1. Xác định thêm các thông số địa cơ học của các giếng đầu vào

- Độ rỗng đá

Độ rỗng của đá được tính dựa vào công thức thực nghiệm, dựa vào UCS đã cho tính được độ rỗng theo mô hình Venik (1993) với thành hệ cát kết có độ rỗng nhỏ hơn 0,3:

$$\phi = \frac{1 - \sqrt{\frac{UCS}{36830}}}{2,7}$$

- Độ bền nén một trục UCS

Để xác định đồ thị log UCS dọc theo độ sâu của thành hệ một cách chính xác, lấy kết quả thí nghiệm nén 1 trục UCS ở các độ sâu khác nhau để hiệu chỉnh với mô hình phù hợp cho mỗi thành hệ với các dữ liệu well logs như thời gian truyền sóng, độ rỗng, neutron, thể tích sét... Để xác định đường log UCS từ dữ liệu well log cho toàn thân giếng dùng công thức thực nghiệm của McNally (1987):

$$UCS = 10^5 e^{(-0,037 Dt)}$$

Vì trong bài báo này các thông số UCS và các giá trị ứng suất đã được tính trước từ mô hình địa cơ nên tác giả sẽ không tính lại UCS từ đường log sonic.

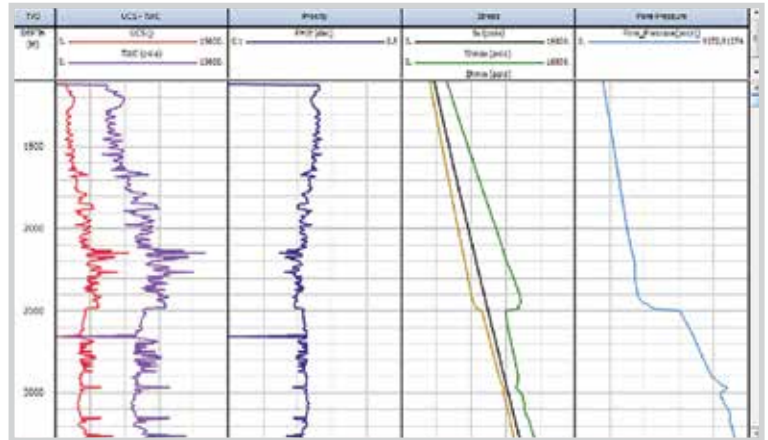
- Độ bền TWC (mẫu trực thành dày)

Các thí nghiệm TWC thường được sử dụng trong các dự báo về sinh cát, phân tích và lưu lượng cát. Trong các thí nghiệm này, một mẫu hình trụ rỗng được đặt quanh buồng nén, bên

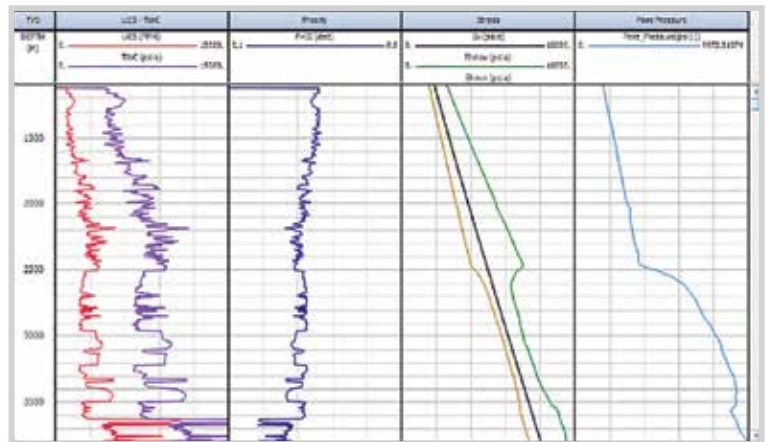
trong dưới sự gia tăng của áp lực thủy tĩnh, tăng đều áp lực theo chiều dọc và chiều ngang cho đến khi sự sập lở xảy ra trong mẫu. Nhóm tác giả xây dựng đường TWC từ tương quan thực nghiệm với đường log UCS theo công thức áp dụng cho các vỉa cát kết:

$$TWC = 80,8765 UCS^{0,58}$$

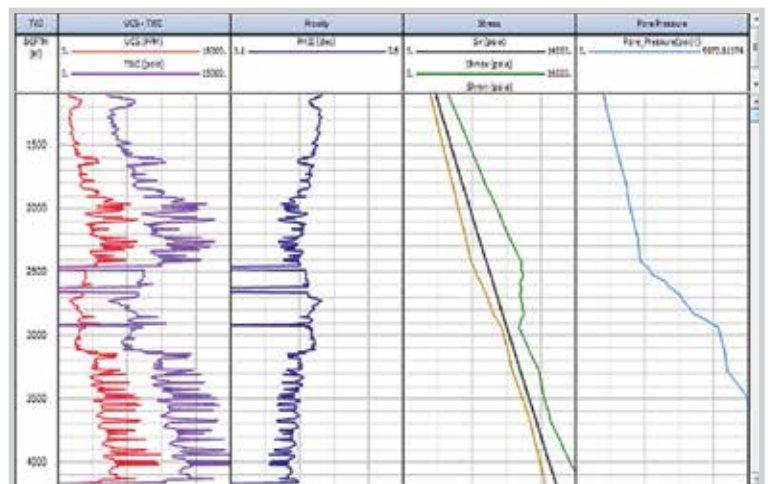
Từ các thông số trên, xây dựng được các thông số địa cơ học cho từng giếng.



Hình 4. Các thông số địa cơ học của giếng 5



Hình 5. Các thông số địa cơ học của giếng 9



Hình 6. Các thông số địa cơ học của giếng 11

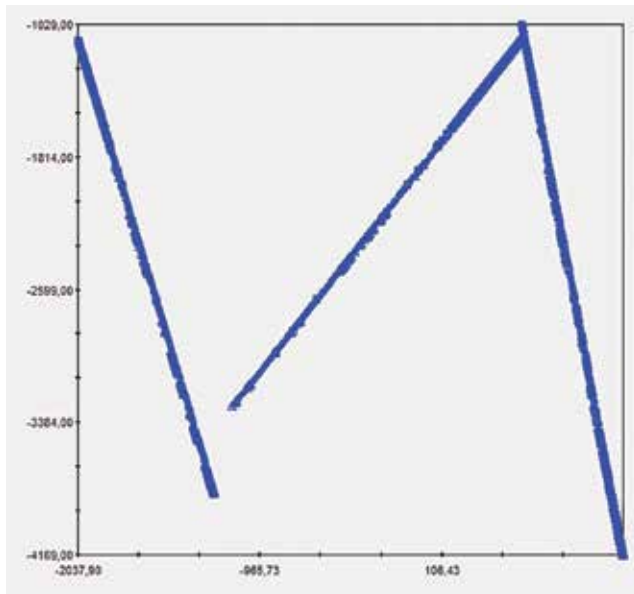
3.2. Nội suy Kriging giá trị UCS

Từ các số liệu đầu vào từ giếng 5, giếng 9, giếng 11 và các đường log xây dựng được trên IP, tiến hành nội suy các thông số địa chất cho giếng P. Xây dựng mô hình nội suy Kriging cho 3 giếng theo mặt cắt 2D. Mặt cắt theo phương TVD (y) và Bắc - Nam (x).

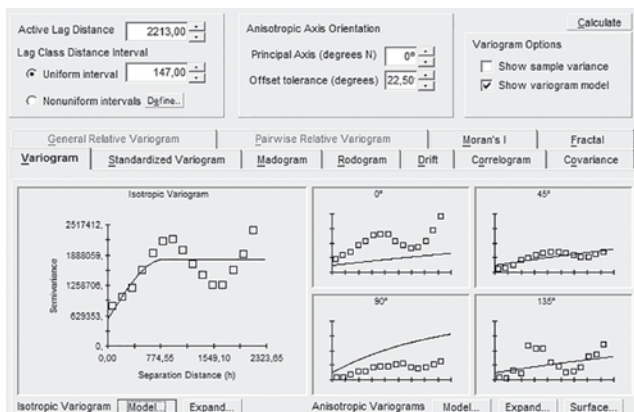
Tiến hành chạy mô hình Variogram với mẫu là độ bền nén một trục UCS để kiểm tra dữ liệu và chọn mô hình phù hợp cho việc nội suy Kriging.

Từ kết quả Hình 8 và 9 thu được kết quả mô hình Variogram của UCS chung cho 3 giếng là mô hình cầu (Spherical). Các thông số khác cũng được thể hiện trên Hình 9 như: bán kính ảnh hưởng (A), giá trị Sill, hệ số tương quan r^2 .

Một cách đơn giản mô hình Variogram là hàm biểu hiện mối quan hệ không gian giữa các dữ liệu. Mô hình



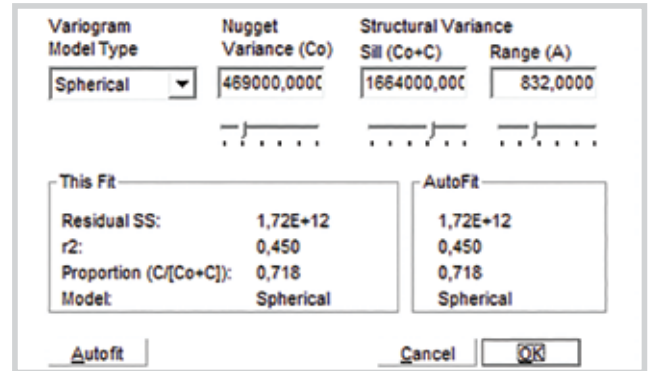
Hình 7. Mặt cắt của giếng khoan 5, giếng 9 và giếng 11 theo phương TVD - Bắc



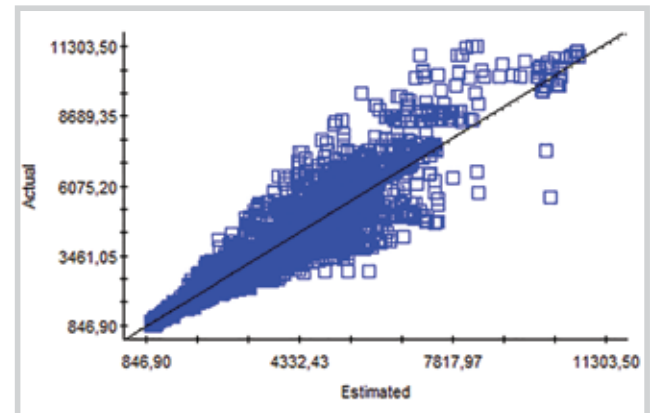
Hình 8. Kết quả tính toán mô hình Variogram của UCS theo phương TVD - Bắc

được lựa chọn là mô hình cầu và cũng là loại mô hình phổ biến nhất thường được sử dụng. Vì các loại như mô hình Gaussian, mô hình mũ thì yêu cầu về tính đồng nhất địa chất, yêu cầu về bán kính nên có tính liên tục kém và thường ít sử dụng.

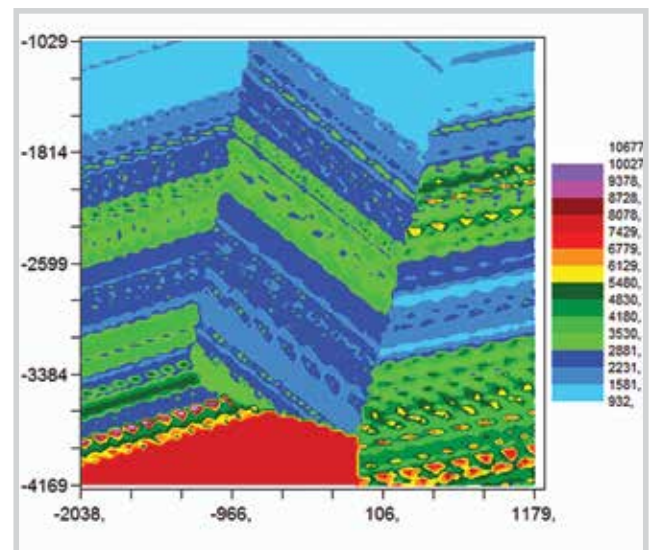
Mô hình có giá trị Sill đạt được là 1.664.000 và bán kính ảnh hưởng là 832m. Sill là ngưỡng phương sai khi giá



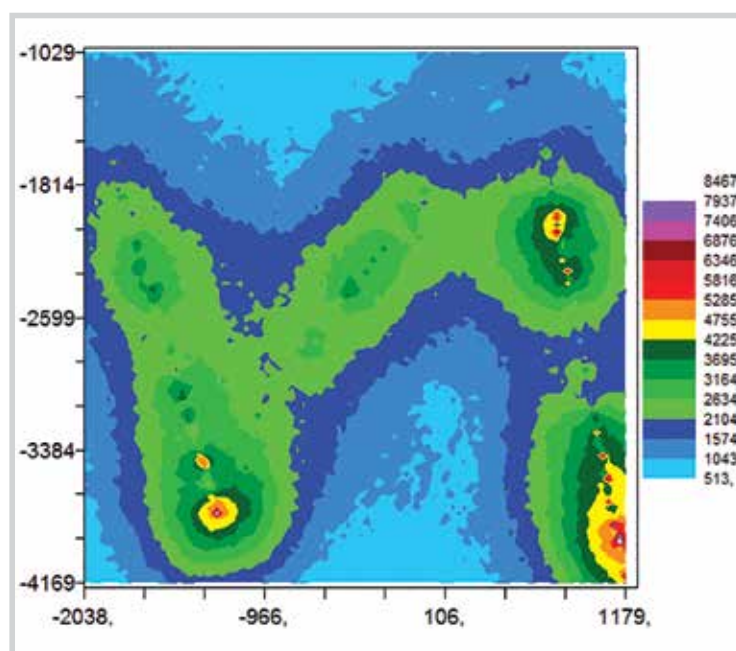
Hình 9. Thông số mô hình Variogram của UCS



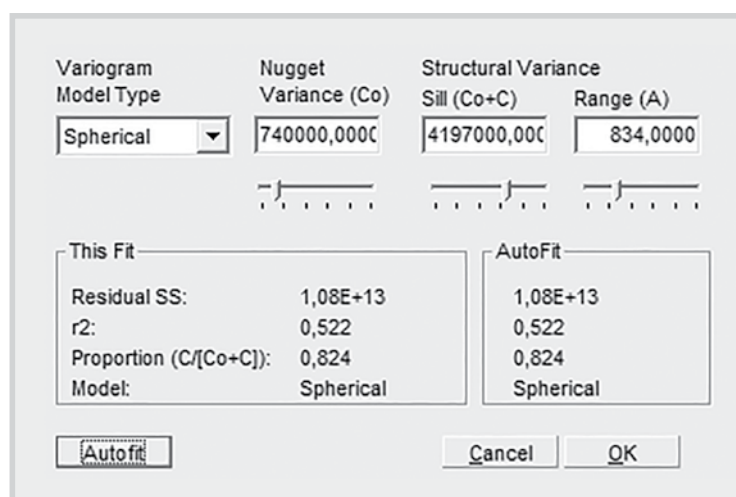
Hình 10. Cross Validation của UCS



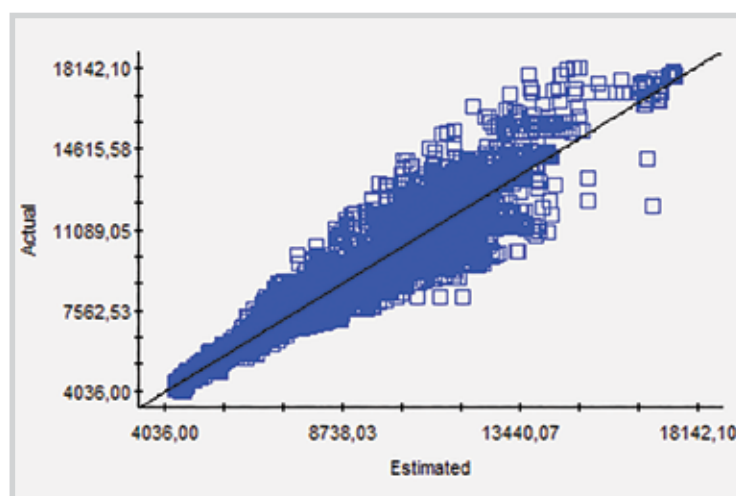
Hình 11. Nội suy Kriging giá trị UCS của 3 giếng cho khu vực nghiên cứu



Hình 12. Mô phỏng giá trị UCS cho khu vực nghiên cứu



Hình 13. Thông số mô hình Variogram



Hình 14. Kiểm định mô hình của TWC

trị h (separation distance) càng tăng thì đồ thị sẽ đạt đến Sill. Giá trị Sill càng cao thì sai số của bộ dữ liệu càng lớn. Bán kính ảnh hưởng càng lớn thì càng làm giảm phương sai của Kriging.

Có được mô hình Variogram phù hợp, tiến hành nội suy Kriging nhưng trước hết cần kiểm tra hệ số hồi quy của dữ liệu (Hình 10).

Từ kết quả cho thấy dữ liệu đầu vào là rất tốt, bởi hệ số tương quan giữa điểm mẫu và điểm ước tính là $r^2 = 0,923$ và hệ số hồi quy là 1,013 gần bằng 1. Tức là ứng với mỗi điểm giá trị thực ta có, dựa vào Kriging có thể nội suy ra giá trị ước tính gần như chính xác (các điểm nằm quy tụ gần đường thẳng).

3.3. Nội suy Kriging giá trị TWC

Cũng tương tự như quá trình nội suy của UCS, đầu tiên tiến hành chạy mô hình Variogram để kiểm tra sự liên quan giữa các giá trị và tìm ra mô hình phù hợp cho cả 3 giếng, dùng cho nội suy Kriging.

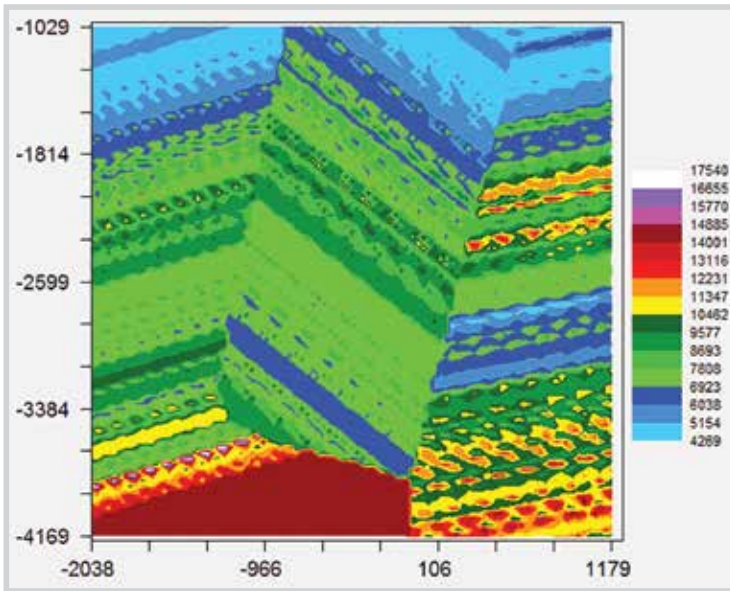
Từ kết quả chạy mô hình Variogram (Hình 13), mô hình được lựa chọn là mô hình cầu (Spherical). Giá trị ngưỡng Sill là 4.197.000 và bán kính ảnh hưởng là 834m. Để biết tính chính xác của mô hình nội suy ta cần kiểm định mô hình (Cross validation) dựa trên bộ số liệu có sẵn.

Kiểm định cho thấy giá trị hồi quy rất tốt là 1,009 và hệ số tương quan giữa các điểm mẫu và điểm ước tính là 0,943 (Hình 14). Hai hệ số này nằm trong khoảng cho phép để nội suy dữ liệu.

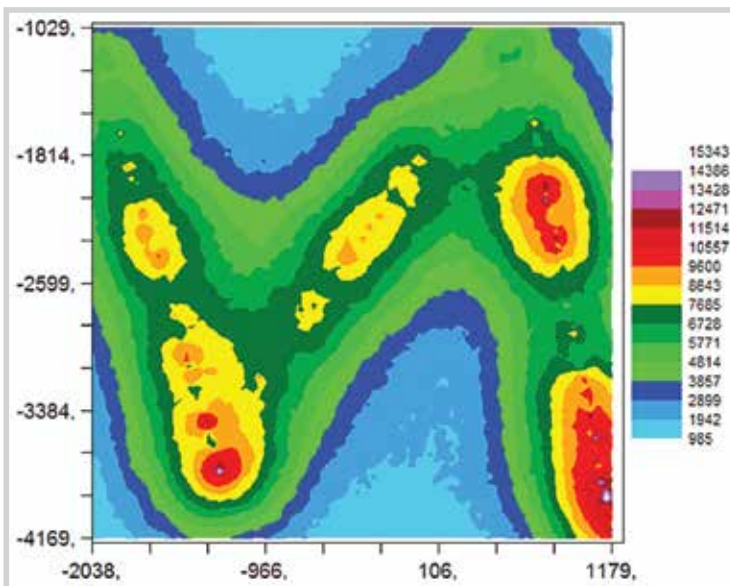
Tương tự như việc nội suy cho độ bền thành hệ UCS và TWC, còn nội suy các thông số địa cơ học khác như: độ rỗng, ứng suất ngang nhỏ nhất, ứng suất ngang lớn nhất, ứng suất thẳng đứng, áp suất lỗ rỗng... để cung cấp đầy đủ các thông số trong việc dự báo sinh cát. Kết quả thu được là đáng tin cậy với hệ số hồi quy ban đầu cao.

4. Dự báo sinh cát cho giếng P

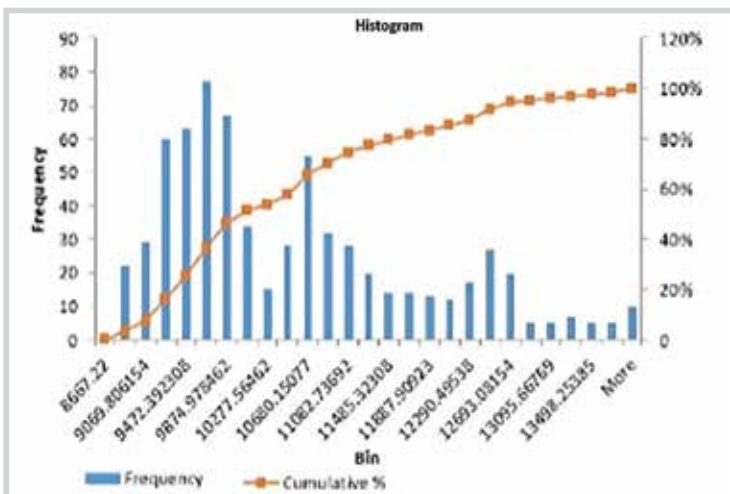
Từ các dữ liệu nội suy được ở phần trước cho giếng P, nhóm tác giả sẽ xây dựng biểu đồ đường log UCS - TWC cho giếng, tính toán khoảng bắn và không nên bắn mở vỉa. Từ đó sẽ khảo sát độ nhạy sinh cát bằng mô hình Sandpit3D ở một độ sâu nhất định, thay đổi theo góc bắn mở vỉa khác



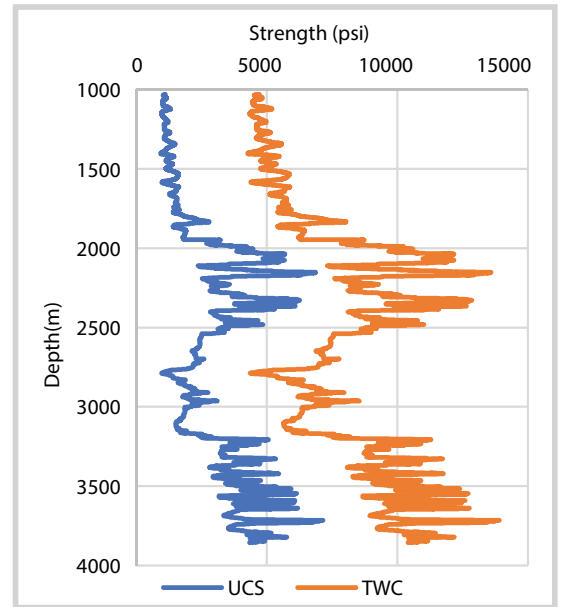
Hình 15. Nội suy Kriging giá trị TWC của 3 giếng cho khu vực nghiên cứu



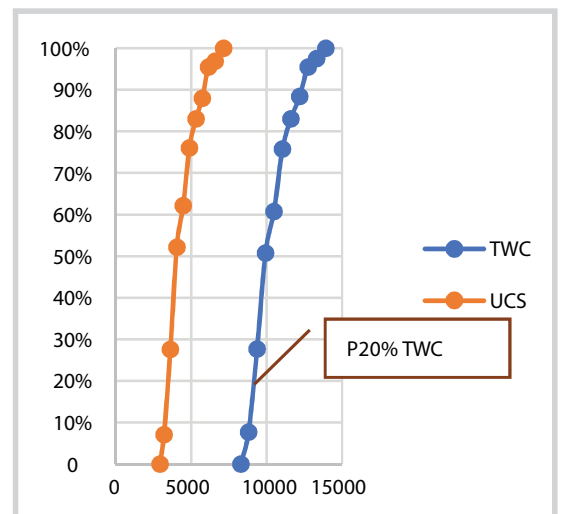
Hình 16. Mô phỏng giá trị TWC cho khu vực giếng nghiên cứu



Hình 19. Biểu đồ Histogram và phần trăm tích lũy của giá trị TWC



Hình 17. Biểu đồ log UCS_TWC cho toàn bộ thân giếng P



Hình 18. Biểu đồ tích lũy của UCS và TWC

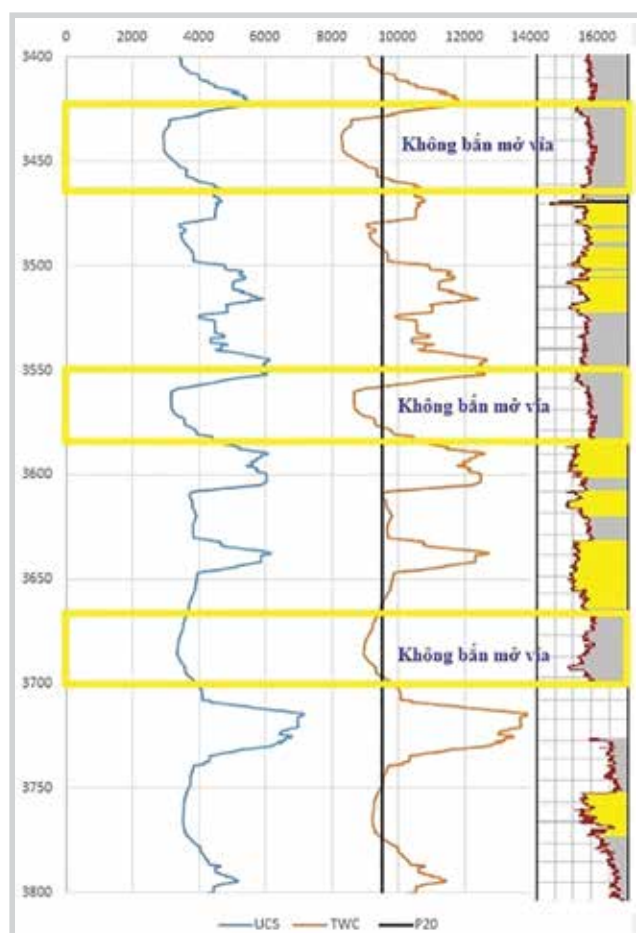
n nhau. Cuối cùng là xây dựng đường áp suất khai thác dự kiến cho giếng P.

4.1. Xác định khoảng bắn mở vỉa

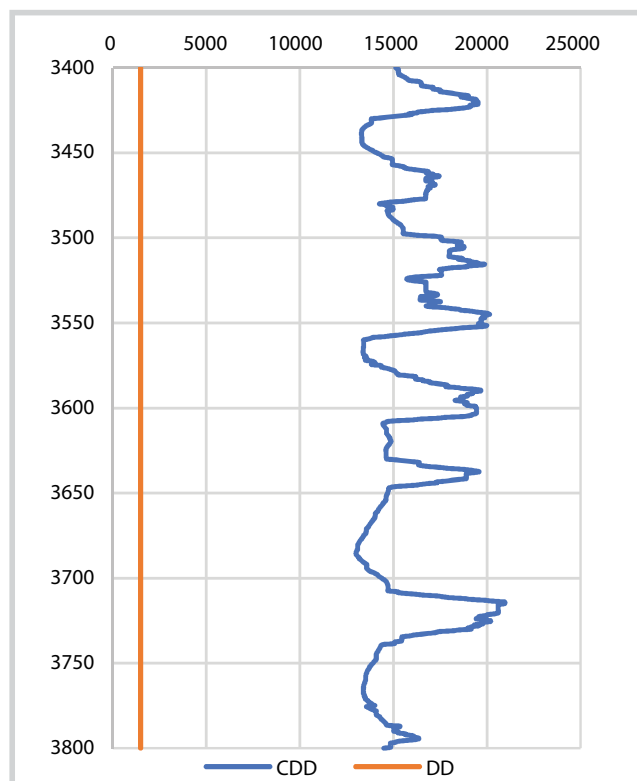
Nhóm tác giả lựa chọn vỉa để khảo sát sinh cát cho nghiên cứu. Vĩa LMH10 độ sâu từ 3.458 - 3.542m, LMH20 độ sâu từ 3.542 - 3.667m, LMH30 độ sâu từ 3.667 - 3.771m.

- Xác định bằng đường P20

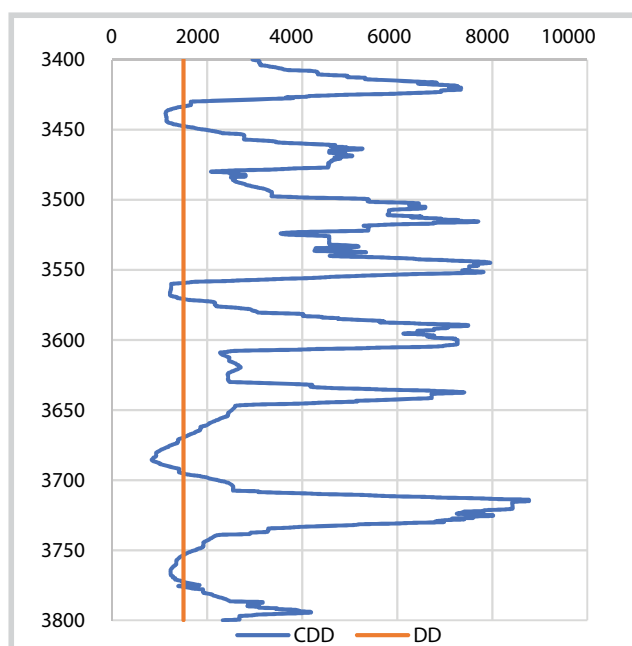
Tùy theo tính chất thành hệ của mỗi khu vực khác nhau và các yếu tố khách quan về dữ liệu để xây dựng các tiêu chuẩn ứng suất tới hạn có thể là P10, P20, P30. Giá trị P20 (20% đất đá thành hệ có độ bền nhỏ hơn, những điểm có giá trị TWC nhỏ



Hình 20. Mô hình phân bố UCS - TWC và đường ứng suất tới hạn P20



Hình 21. Đồ thị đánh giá nguy cơ sinh cát khi áp suất vỉa ban đầu $p_i = 10.362\text{psi}$



Hình 22. Đồ thị đánh giá nguy cơ sinh cát khi áp suất vỉa suy giảm đi 6.000psi

hơn thì thành hệ tại đó yếu nhất) là điểm ứng suất tới hạn cho sự phá hủy cát và sinh cát từ việc áp dụng xác suất cho giếng, khoảng đường cong TWC nào có giá trị nhỏ hơn đường P20 thì tại đó có khả năng sinh cát nhất.

Từ Hình 18 có thể ngoại suy theo cách thông thường để có được P20 hoặc có thể tính theo các giá trị lớn hơn P20% và nhỏ hơn P20% để nội suy P20%. Nhóm tác giả cũng có thể hiệu chỉnh các khoảng chia ứng suất để đạt giá trị P20% mà không cần ngoại suy theo hình hay nội suy theo số liệu tính, tuy nhiên vẫn có cách khác dễ hơn đó là sử dụng biểu đồ Histogram.

Vùng tô đậm màu vàng ở Hình 19 cho thấy giá trị P20 của TWC nằm trong khoảng từ 9271,19 - 9472,39psi. Theo đó có thể tìm được $P20 = 9350,98\text{psi}$ dựa vào công thức nội suy tuyến tính (ô màu xanh).

Từ Hình 20 xác định được những khoảng độ sâu có độ bền TWC nhỏ hơn đường P20, những khoảng không nên thực hiện bắn mở vỉa đó là 3.425 - 3.465m, 3.550 - 3.580m và 3.670 - 3.700m.

- Xác định bằng đồ thị CDD [8]

Như vậy khi áp suất vỉa p_i suy giảm đi 6.000psi , áp suất vỉa lúc này là 4.264psi . Nếu tiếp tục khai thác với áp suất chênh lệch là 1.500psi từ vỉa vào giếng thì lúc này xuất hiện các vùng sinh cát ở các khoảng độ sâu 3.425 - 3.465m, 3.550 - 3.580m và 3.670 - 3.700m. Đây là các khoảng độ sâu dự báo không nên bắn mở vỉa.

4.2. Dự báo sinh cát khi khai thác tại một độ sâu

Từ các dữ liệu đầu vào và các giá trị được nội suy cho giếng P, tiến hành chạy mô hình SandPit3D trên phần mềm IP. Kết quả như Hình 23.

Hình 23 cho thấy giá trị áp suất vỉa tới hạn (CRP) từ khoảng 1.200 - 1.600psi thay đổi từ góc bắn mở vỉa 0 - 90°. Thay đổi góc bắn mở vỉa từ 0 - 90°, cho thấy góc bắn mở vỉa càng cao thì vùng an toàn càng lớn (vùng sinh cát càng nhỏ) và giá trị áp suất vỉa tới hạn CRP cũng nhỏ theo và ngược lại.

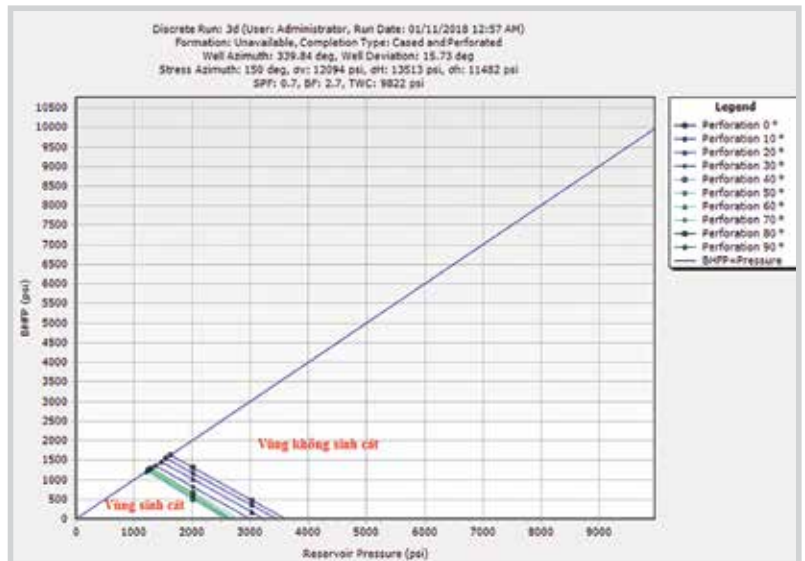
Qua mô hình áp suất sinh cát trên Hình 24, nhóm tác giả rút ra kết luận sau:

Nhận xét cụ thể tại Hình 24 cho thấy, giả sử giếng P này rơi vào trường hợp 1 và 2, cả 2 giếng đều có chung áp suất vỉa lúc này là 2.200psi, tuy nhiên giếng trong trường hợp 1 là an toàn và không sinh cát, còn giếng trong trường hợp 2 nằm trong vùng sinh cát vì có cùng áp suất vỉa nhưng áp suất đáy giếng lại khác nhau. Điều này cho thấy, ở cùng điều kiện vỉa (cùng áp suất vỉa) nếu khai thác với độ chênh áp lớn như trường hợp 2 sẽ có nguy cơ sinh cát cao hơn và ngược lại.

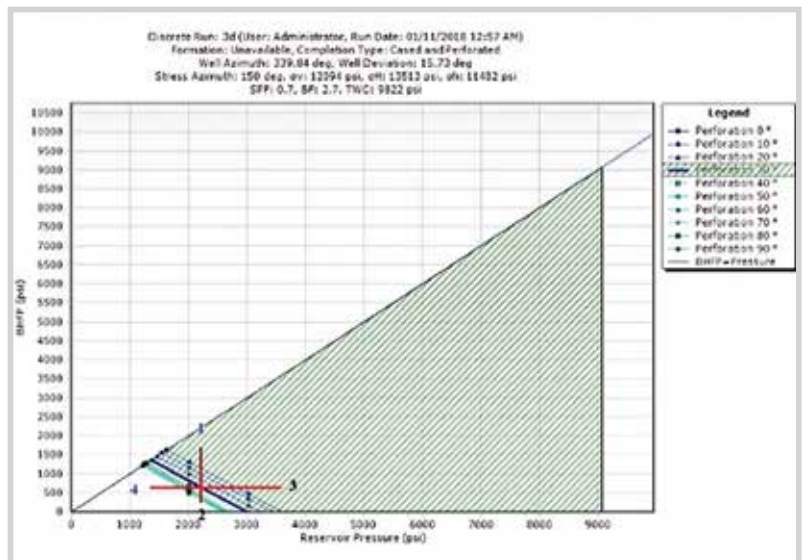
Tương tự khi giếng này rơi vào trường hợp 3 và 4, tuy cùng áp suất đáy giếng nhưng áp suất vỉa khác nhau và trường hợp giếng 3 nằm trong vùng an toàn, giếng 4 nằm trong vùng sinh cát. Như vậy, áp suất vỉa là một thông số ảnh hưởng rất lớn đến nguy cơ sinh cát. Trong quá trình khai thác, nếu áp suất vỉa giảm thì nguy cơ sinh cát càng cao. Chính vì vậy, giải pháp duy trì áp suất vỉa bằng biện pháp bơm ép nước sẽ có tác dụng hạn chế nguy cơ sinh cát.

- Khảo sát khi độ bền TWC nhỏ nhất

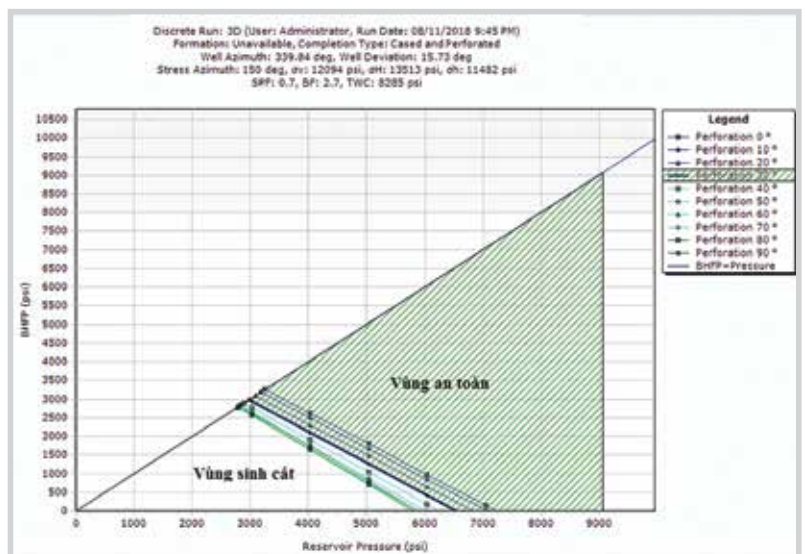
Khi mô hình đạt TWC (min), lúc này ứng suất thành hệ thấp nhất nên mô hình có vùng an toàn nhỏ hơn, vùng sinh cát lớn hơn so với các hình khảo sát trước đó. Nếu bắn mở vỉa ở vùng có TWC (min) này khai thác sẽ có nguy cơ sinh cát cao hơn, cụ thể là khi khai thác rơi vào thời điểm tại áp suất



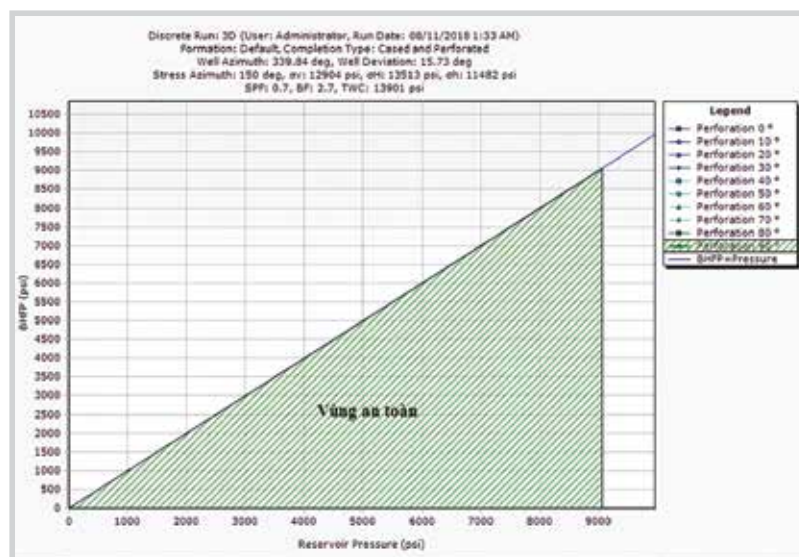
Hình 23. Mô hình áp suất sinh cát theo các góc bắn mở vỉa khác nhau



Hình 24. Phân tích vùng sinh cát và vùng không sinh cát theo góc bắn mở vỉa 30°



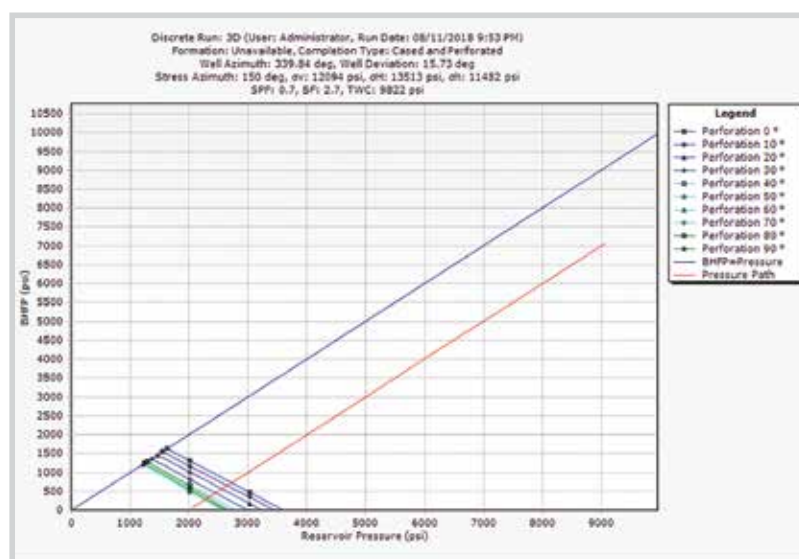
Hình 25. Khảo sát mô hình áp suất sinh cát khi TWC_Min



Hình 26. Mô hình áp suất sinh cát khi TWC_Max (Clip curves)

Bảng 1. Số liệu vòng đời mỏ theo chu kỳ 5 năm

Năm	Áp suất vỉa (psi)	BHFP (psi)
0	9.162	7.162
5	7.762	5.762
10	6.362	4.362
15	4.962	2.962
20	3.562	1.562
25	2.162	162



Hình 27. Vòng đời khai thác của giếng P

vía nhỏ hơn từ 6.000psi và có áp suất đáy giếng tới hạn nhỏ hơn trong khoảng 2.800 - 3.300psi thì giếng sẽ sinh cát.

- Khi độ bền TWC cực đại

Mô hình đang khai thác hoàn toàn nằm trong vùng an toàn và không sinh cát dù khai thác ở bất kỳ áp suất hay góc bắn mở vỉa nào do độ bền TWC rất lớn (13.900psi).

4.3. Dự báo sinh cát cho giếng P sau khoảng thời gian khai thác

Nhóm tác giả mô phỏng biểu đồ sinh cát cho giếng P (Bảng 1), với áp suất khi bắt đầu khai thác là 9.162psi, độ giảm áp từ vỉa vào giếng của mỗi năm là 2.000psi và sự sụt giảm áp suất vỉa theo chu kỳ mỗi 5 năm là 1.400psi.

Hình 27 cho thấy chỉ trong 5 năm cuối, khi áp suất vỉa giảm sâu, giếng P hoàn toàn nằm trong vùng có khả năng sinh cát cao, dù bất kỳ góc bắn mở vỉa nào giếng cũng đều có khả năng sinh cát.

5. Kết luận

Kết quả nội suy Kriging cho thấy số liệu nội suy. Kết quả cho thấy mô hình Variogram được lựa chọn cho bộ dữ liệu của UCS và TWC đều là mô hình cầu (Spherical).

Nghiên cứu đã xây dựng mô hình áp suất sinh cát thay đổi theo từng góc bắn mở vỉa từ 0 - 90° trên phần mềm IP. Các kết quả được tổng hợp như sau:

Sinh cát sẽ xảy ra khi áp suất vỉa nhỏ hơn khoảng 2.500 - 3.500psi, tùy vào từng góc bắn mở vỉa khác nhau.

Khi góc bắn mở vỉa từ 0 - 30°, vùng sinh cát dao động khi áp suất vỉa nhỏ hơn 3.500psi và áp suất đáy giếng nhỏ hơn 1.600psi. Khi góc bắn mở vỉa từ 60 - 90°, cho thấy vùng có khả năng sinh cát nhỏ hơn, dao động ở vùng có áp suất vỉa nhỏ hơn khoảng 3.000psi và áp suất đáy giếng nhỏ hơn khoảng 1.300psi.

Tài liệu tham khảo

1. Trương Xuân Luận. *Lý thuyết địa thống kê*. Đại học Mở - Địa chất.
2. Mohan Kelkar, Godofredo Perez. *Applied geostatistics for reservoir characterization*. Society of Petroleum Engineers. 2002.
3. *Completion technology for unconsolidated formations*. Rev. 2. 1995.
4. Abbas Khaksar, Philip Geoffrey

Taylor, Zhi Fang, Toby John Kayes, Abraham Salazar, Khalil Rahman. *Rock strength from core and logs: Where we stand and ways to go*. Europec/Eage Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. 8 - 11 June, 2009.

5. S.M.Willson, Z.A.Moschovidis, J.R.Cameron, I.D.Palmer. *New model for predicting the rate of sand production*. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving Texas. 20 - 23 October 2002.

6. Erling Fjaer, R.M.Holt, P.Horsrud, A.M.Raaen, R.Risnes. *Petroleum related rock mechanics* (2nd edition). Developments in Petroleum Science. 2008.

7. Khalil Rahman, Abbas Khaksar, Toby Kayes. *An integrated geomechanical and passive sand-control approach to minimizing sanding risk from openhole and cased-and-perforated wells*. SPE Drilling & Completion. 2010; 25(2): p.155 - 167.

8. Gbenga Folorunso Oluyemi, M.Babs Oyenehin. *Analytical critical drawdown (CDD) failure model for real time sanding potential prediction based on hoek and brown failure criterion*. Journal of Petroleum and Gas Engineering. 2010; 1(2): p. 16 - 27.

9. Michael J.Economides, Tony Martin. *Modern fracturing - enhancing natural gas production*. Energy Tribune Publishing. 2007.

10. Colin McPhee, Rick Lemanczyk, Lynne Morgan, Philip McCurdy, Derek Littlejohn, Gill Daniels, Juan Carlos Chavez. *Appendix 1: Geomechanical models methods and procedures*. 2007.

11. Jonathan Bellarby. *Well completion design*. Developments in Petroleum Science. 2009.

12. Michael J.Pyrcz, Clayton V.Deutsch. *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford University Press. 2014.

APPLYING GEOSTATISTICAL APPROACH TO PREDICT GEOMECHANIC PARAMETERS AND APPLYING SANDPIT3D MODEL TO PREDICT SAND PRODUCTION FOR A PRODUCTION WELL IN NAM CON SON BASIN

Ta Quoc Dung¹, Le The Ha², Nguyen Tien Dat¹

¹Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT)

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: tqdung@hcmut.edu.vn, halt01@pvn.vn

Summary

The paper applies the geostatistical approach to predict geomechanical parameters for a production well in the Nam Con Son basin. The results of the geomechanical model will be used to evaluate the sand production ability of the well according to the shear stress calculation model of S. M. Wilson based on the Mohr-Coulomb standard. The critical well bottom pressure for each reservoir pressure at different times is also calculated to provide a reasonable production regime in the reservoir management process.

Key words: Geostatistics, Variogram, Kriging, geomechanical model, Sandpit3D, Nam Con Son basin.

TIẾN BỘ TRONG XÚC TÁC CỦA QUÁ TRÌNH REFORMING METHANE - GIẢI PHÁP TIỀM NĂNG ĐỂ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ CÁC NGUỒN KHÍ THIÊN NHIÊN CÓ HÀM LƯỢNG CO₂ CAO

Lưu Cẩm Lộc

Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Email: luucamloc@hcmut.edu.vn

Tóm tắt

Sự gia tăng nhanh chóng của phát thải các khí nhà kính quan trọng như CO₂ và CH₄ trong thập niên vừa qua đã gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến biến đổi khí hậu và môi trường sống trên thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng. Thêm vào đó, nhu cầu sử dụng hiệu quả khí tự nhiên giàu CO₂ đã thúc đẩy các nghiên cứu nhằm tìm ra các loại xúc tác mới có hoạt tính và độ ổn định cao cho quá trình reforming methane. NiO đã chứng tỏ là chất xúc tác phù hợp nhất cho quá trình reforming trong điều kiện công nghiệp. Nhằm khắc phục những hạn chế của xúc tác trên cơ sở NiO như tạo cốc và thiêu kết ở nhiệt độ phản ứng cao, nhiều nghiên cứu khác nhau từ sử dụng chất mang mới, biến tính xúc tác bằng các phụ gia kim loại kiềm, kim loại thổ và các oxide kim loại đến cải thiện phương pháp tổng hợp xúc tác đã được áp dụng. Kết quả là, các loại xúc tác có hiệu suất cao hơn đã được tạo ra, nhờ đó nhiệt độ phản ứng đã giảm từ 800°C về 700°C, cốc hình thành đã giảm mạnh và thời gian làm việc ổn định của xúc tác lên tới hơn 600 giờ.

Từ khóa: Khí tự nhiên giàu CO₂, reforming khô, bi-reforming, chất xúc tác.

1. Đặt vấn đề

Việc giảm phát thải khí nhà kính gây nóng lên toàn cầu và biến đổi khí hậu là những vấn đề đang được thế giới quan tâm. Đối với Việt Nam, một trong những nước chịu ảnh hưởng mạnh mẽ nhất của các hiện tượng trên vấn đề càng trở nên cấp bách hơn. Methane (CH₄) và carbonic (CO₂), hai khí chủ yếu gây nên hiệu ứng nhà kính, đã gia tăng với tốc độ cao trong thập niên qua và được dự đoán sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới. Bên cạnh đó, một số mỏ khí thiên nhiên được phát hiện với trữ lượng khá lớn và chứa CO₂ hàm lượng cao ở thềm lục địa Việt Nam trở thành động lực thúc đẩy việc nghiên cứu chuyển hóa hai khí này thành sản phẩm và bán sản phẩm có giá trị cao như khí tổng hợp vừa mang lại hiệu quả kinh tế vừa giảm ô nhiễm môi trường.

2. Tình hình phát thải khí nhà kính và tăng nhiệt độ trái đất

Gần đây, nồng độ CO₂ trong khí quyển không ngừng tăng, từ 375ppm trong năm 2001 lên đến 390,5ppm trong năm 2011, tương đương tăng khoảng 1,5ppm/năm, tức

là khoảng 8 tỷ tấn/năm [1 - 3]. Giai đoạn 2013 - 2015 nồng độ tăng đến mức 400ppm, mức báo động đỏ đối với không khí [4]. Không dừng ở đó, nồng độ CO₂ trong không khí tiếp tục tăng lên đến 403,53ppm vào năm 2016 và dự đoán có thể tiếp tục tăng đến 661ppm vào cuối thế kỷ 21 [5]. Hội đồng Liên chính phủ về biến đổi khí hậu (IPCC) đã dự đoán nồng độ CO₂ trong tương lai dao động từ 541 đến 970ppm vào năm 2100. Điều đó có nghĩa là lượng khí thải CO₂ đã vượt qua 32 tỷ tấn trong năm 2011 [1], dự kiến sẽ đạt 36 tỷ tấn vào năm 2020 [2] và sẽ tăng gấp đôi vào năm 2050 [3] nếu các biện pháp giảm thiểu CO₂ không mang lại hiệu quả.

Trong tổng lượng phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính, CO₂ chiếm 76%, methane (CH₄) có mức độ nguy hại cho môi trường cao gấp 21 lần CO₂, chiếm tới 16% [6]. Hiện nay "tỷ lệ hòa lẫn trung bình" của CH₄ vào tầng đối lưu đạt mức 1,74ppmV, cao gấp 2 lần so với thời kỳ tiền công nghiệp (0,8ppmV) [7]. Theo kết quả nghiên cứu, sau mức tăng chậm từ năm 2000 đến năm 2006, nồng độ khí CH₄ trong không khí đã tăng nhanh gấp 10 lần trong thập kỷ qua. Đặc biệt, lượng khí này đã tăng nhanh vượt dự đoán trong những năm 2014 và năm 2015.

Khí carbonic là một trong những nguyên nhân chính gây nên hiện tượng trái đất nóng lên và biến đổi khí hậu [8, 9] và nhiệt độ trái đất tăng cùng lượng phát thải CO₂.

Cụ thể, nhiệt độ trái đất đã tăng $0,5^{\circ}\text{C}$ trong khoảng thời gian từ năm 1885 đến năm 1940, do thay đổi nồng độ CO_2 trong khí quyển từ 270ppm đến 350ppm [10], tăng $0,8^{\circ}\text{C}$ trong thế kỷ 20 và dự đoán tăng thêm $1,4 - 5,8^{\circ}\text{C}$ trong thế kỷ 21 [11]. Năm 2016 là năm có nhiệt độ cao nhất kể từ năm 1880, cao hơn thời kỳ tiền công nghiệp khoảng $1,1^{\circ}\text{C}$. Với dự đoán nồng độ CO_2 đạt mức 500ppm trong 50 năm tới, nhiệt độ trái đất sẽ tăng 3°C - theo các nhà khoa học khí hậu đây là mức tăng gây khí hậu cực đoan và nước biển dâng [4]. Các nhà nghiên cứu khí hậu hàng đầu cảnh báo mục tiêu giữ mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 2°C , vốn đã được 196 quốc gia thống nhất đề ra trong Hiệp định Paris về chống biến đổi khí hậu năm 2015 [12], thực sự là một "thách thức lớn" nếu việc giảm lượng phát thải khí carbonic không được quan tâm xác đáng và tiến hành nhanh chóng.

Theo báo cáo của Bộ Tài nguyên và Môi trường năm 2014, trong giai đoạn 1994 - 2010, lượng phát thải khí nhà kính ở Việt Nam tăng nhanh từ 103,8 triệu tấn CO_2 quy đổi (million metric tonnes of carbon dioxide equivalents - MMTCDE) lên 246,8 MMTCDE. Trong đó, lĩnh vực năng lượng có tốc độ tăng nhanh nhất, từ 25,6 MMTCDE lên 141,1 MMTCDE trong năm 2010 [13].

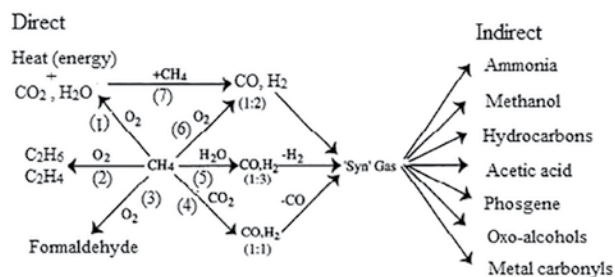
Trong bối cảnh đó, ở Việt Nam tổng trữ lượng xác minh của khí thiên nhiên trong năm 2015 vào khoảng 210 tỷ m^3 và sản xuất khí thiên nhiên đạt 9.080 triệu m^3 [14]. Bên cạnh các mỏ khí có chất lượng, một số mỏ khí có nồng độ CO_2 cao được phát hiện trong những năm vừa qua. Điển hình, Lô B - Ô Môn có trữ lượng khí khoảng 107 tỷ m^3 và mỏ khí Cá Voi Xanh trữ lượng khoảng 150 tỷ m^3 , cao gấp 3 lần mỏ khí Lan Tây và Lan Đỏ thuộc dự án khí Nam Côn Sơn [15]. Tuy nhiên, nồng độ khí CO_2 trong các mỏ khí này cao, 20% thể tích đối với mỏ khí Lô B - Ô Môn và 30% thể tích đối với mỏ khí Cá Voi Xanh. Ngoài ra, một số mỏ khí khác cũng có nồng độ CO_2 khá cao như: Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn, Cửu Long, Ma Lay-Thổ Chu, vùng Tư Chính... với trữ lượng khí xác minh từ 2.100 đến 2.800 tỷ m^3 , nhưng bên cạnh thành phần chính CH_4 , CO_2 cũng chiếm hàm lượng lớn, như ở bể Sông Hồng hàm lượng CO_2 từ 27% đến 90%, có nơi đạt tới 98%; ở bể Ma lay-Thổ Chu hàm lượng khí CO_2 từ vài % đến 80% [15]. Hàm lượng CO_2 trong khí cao gây khó khăn trong khai thác và vận chuyển. Việc khai thác sẽ dẫn đến một lượng CO_2 rất lớn thải vào môi trường. Do đó, nếu có phương pháp sử dụng trực tiếp các mỏ khí này thì đây sẽ là một tiềm năng lớn cho phát triển kinh tế.

3. Tiềm năng chuyển hóa và sử dụng khí thiên nhiên giàu CO_2

Việc chuyển đổi CH_4 và CO_2 thành các sản phẩm có giá trị cao vừa giảm khí gây hiệu ứng nhà kính vừa sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên giàu CO_2 vẫn là một thách thức lớn do các hợp chất này kém hoạt động [16]. Mặc dù vậy, hai chất này có thể được hoạt hóa khi có các chất xúc tác hiệu quả và điều kiện phản ứng thích hợp.

Có thể chuyển hóa trực tiếp và gián tiếp khí thiên nhiên thành các sản phẩm và bán sản phẩm (Hình 1).

Ngày nay, khoảng 20% tổng lượng khí tiêu thụ trên thế giới phục vụ cho sinh năng lượng (Phản ứng 1, Hình 1)] và dự tính con số này trên thị trường sẽ tăng mạnh trong những năm tới. Ở các nước có nguồn khí thiên nhiên dồi dào, khí được sử dụng cho phát điện chiếm tỷ lệ rất cao - khoảng 80% sản lượng khí khai thác được. Bởi vì, việc sử dụng khí trong sản xuất năng lượng ít gây ô nhiễm môi trường, chi phí đầu tư thấp, hiệu suất nhiệt cao. Tuy nhiên hướng ứng dụng này sinh khí thải CO_2 . Các khí thải này có thể chuyển hóa thành khí tổng hợp trong phản ứng re-forming methane bằng CO_2 và hơi nước (Phản ứng 7, Hình 1). Có thể oxy hóa trực tiếp methane để thu formaldehyde (Phản ứng 3), ethan, ethylene (Phản ứng 2). Ba hướng còn lại (Phản ứng 4, 5, 6) oxy hóa chọn lọc CH_4 với các chất oxy hóa khác nhau thành khí tổng hợp (syngas), từ đó sản xuất hàng loạt hóa chất. Một trong những ứng dụng quan trọng nhất của syngas trong công nghiệp hóa chất là nguyên liệu sản xuất hydrocarbon và methanol. Phản ứng này dựa trên nguyên lý của quá trình chuyển hóa "khí thành lỏng" (gas-to-liquid - GTL) là quá trình chuyển hóa khí thiên nhiên thành dầu tổng hợp, từ đó chưng cất thu diesel, naphtha, wax, và các hợp chất lỏng khác. Tổng hợp Fischer-Tropsch được coi là nguyên tố công nghệ cốt lõi của quá trình chuyển hóa syngas thành nhiên liệu vận tải và các sản phẩm lỏng khác [18]. Tuy đã có cách đây 100 năm nhưng quá trình Fischer-Tropsch vẫn đang trong giai đoạn thương mại hóa [19]. Methanol - nguyên liệu cho quá trình hóa học C1, từ đó sản xuất formaldehyde, acid



Hình 1. Chuyển hóa trực tiếp và gián tiếp khí thiên nhiên thành các sản phẩm và bán sản phẩm có giá trị [17]

acetic, chloromethane và các hóa chất khác cho công nghiệp hóa chất, có thể được sản xuất từ syngas hoặc từ CO₂. Tuy nhiên, đến nay chỉ có sản xuất công nghiệp cho tổng hợp methanol từ khí chứa H₂ và CO.

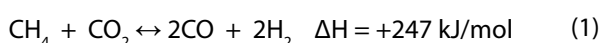
Sản xuất dimethyl ether (DME) và chuyển hóa khí thành lỏng là những quá trình hứa hẹn trong sử dụng CO₂ làm nguyên liệu. Đã có một số công nghệ sử dụng khí thiên nhiên giàu CO₂ cho sản xuất DME và nhiên liệu lỏng. DME có thể là nhiên liệu thay thế cho LPG và diesel vì có tính chất tương đồng với LPG và có trị số cetane cao. DME có thể pha trộn đến 20 - 30% với LPG [20]. Quá trình KOGAS là thể hệ công nghệ mới nhất sản xuất DME [19]. Trong công nghệ này DME được sản xuất từ khí tổng hợp (hỗn hợp CO + H₂) thông qua các công nghệ một giai đoạn trực tiếp từ syngas hoặc hai bước, thông qua giai đoạn tổng hợp methanol từ syngas. Tuy nhiên, các công nghệ này còn chưa được nghiên cứu đầy đủ ở mức độ thương mại [19].

Từ các phân tích trên ta thấy hướng chuyển đổi CH₄ và CO₂ thành khí tổng hợp là một lựa chọn khả thi, từ đó sản xuất các hóa chất khác [21]. Trong công nghiệp hóa học, khí tổng hợp thường được sử dụng như một chất trung gian trong sản xuất methanol, ammonia, tổng hợp Fischer-Tropsch, sản xuất nhiên liệu diesel, phân bón, các dẫn xuất như acetic acid, xăng, dimethyl ether... và tổng hợp hóa dầu [22]. Khí tổng hợp cũng là cơ sở quan trọng để cung cấp hydro và sản xuất aldehyde từ các olefin.

Chuyển hóa khí thiên nhiên thành khí tổng hợp.

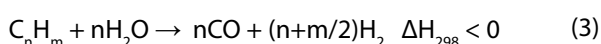
Chuyển hóa methane thành khí tổng hợp dựa vào ba phương pháp chính: reforming hơi nước (steam reforming); reforming khô (chuyển hóa methane có sự tham gia của CO₂) và oxy hóa từng phần.

Reforming khô (DRM) (1) được quan tâm do quá trình này tận dụng nguồn CO₂ có sẵn trong mỏ khí làm nguyên liệu.



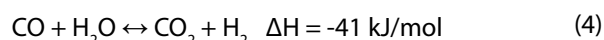
Khí tổng hợp với tỷ lệ 1:1 được sử dụng trong hydro-forming để sản xuất polycarbonate hoặc formaldehyde.

Quá trình steam reforming (SRM) dựa trên phản ứng dùng nước oxy hóa nhẹ methane (2) hay các hydrocarbon (3).



Trong điều kiện phản ứng các hydrocarbon khác methane có hàm lượng rất nhỏ, nên phản ứng (3) có vai

trò không đáng kể. Nhược điểm chính của quá trình steam reforming là: giá hơi quá nhiệt cao; tạo thành lượng lớn CO₂ trong phản ứng water gas shift (WGS)



và khí tổng hợp nhận được có tỷ lệ H₂:CO = 3:1 thuận tiện cho sản xuất amoniac nhưng không thuận tiện cho tổng hợp methanol, acid acetic và hydrocarbon theo phương pháp Fischer-Tropsch.

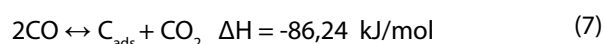
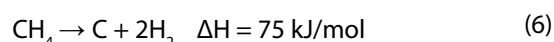
Oxy hóa chọn lọc methane (5)



đòi hỏi sử dụng oxy tinh khiết và những thiết bị chuyên dùng để tách không khí, nên quá trình reforming tỏ ra ưu thế hơn.

Đặc điểm của quá trình chuyển hóa trực tiếp CH₄ và CO₂ là phản ứng thu nhiệt mạnh [23], đồng thời trong reforming khô tạo cốc là vấn đề nghiêm trọng vì hàm lượng carbon trong nguyên liệu khá cao và không có O₂ tham gia trực tiếp trong khí hóa carbon lắng đọng trên bề mặt chất xúc tác [24], là nguyên nhân chính làm mất hoạt tính xúc tác.

Cốc sinh ra từ các quá trình phản ứng methane cracking (6) và phản ứng Boudouard (7):

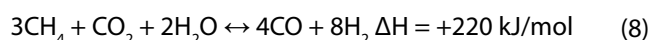


Để giảm cốc lắng đọng, carbon tạo ra cần được tiêu thụ trong phản ứng Boudouard nghịch reaction (7) [25]. Hơn nữa tạo cốc trong các phản ứng (6) và (7) thuận lợi hơn ở nhiệt độ thấp. Do đó khi nhiệt độ quá trình reforming khô dưới 800°C carbon sinh ra từ cả hai phản ứng. Ở nhiệt độ trên 800°C cốc lắng đọng trong quá trình reforming khô xuất phát chủ yếu từ cracking methane (6) và carbon có hoạt tính cao hơn so với cốc hình thành từ phản ứng Boudouard. Do đó khi có CO₂ trong môi trường phản ứng cốc tạo thành dễ dàng bị oxy hóa [26]. Ở nhiệt độ 700°C tốc độ phân hủy methane cao hơn so với tốc độ oxy hóa carbon bằng CO₂, nên nếu thực hiện quá trình reforming khô với tỷ lệ CO₂/CH₄ cao (>1) và nhiệt độ cao có thể giảm thiểu tạo cốc. Tuy nhiên tỷ lệ CO₂/CH₄ thường xấp xỉ bằng 1 nhằm đảm bảo các phản ứng phụ như Boudouard và chuyển hóa nước - khí nghịch (RWGS) là ít nhất để sản xuất ra syngas với tỷ lệ H₂/CO mong muốn.

Quá trình reforming khô chưa được ứng dụng rộng rãi trong công nghiệp vì chất xúc tác giảm hoạt tính nhanh chóng do lượng cốc tạo thành, kim loại kết tụ hoặc bị oxy hóa. Hiệu quả kinh tế của việc sử dụng khí CH₄ và CO₂

trong công nghiệp phụ thuộc vào yêu cầu tiêu tốn năng lượng cho phản ứng. Tuy nhiên, từ các phân tích trên cho thấy, giảm nhiệt độ phản ứng DRM xuống thấp hơn 800°C nhằm giảm nhu cầu năng lượng cho phản ứng sẽ dẫn đến tăng tạo cốc và giảm thời gian làm việc ổn định của xúc tác. Có các lựa chọn khác nhau để cải thiện tính kinh tế của phản ứng chuyển hóa các chất kém hoạt động như CH₄ và CO₂, gồm giảm nhu cầu năng lượng bằng cách phát triển các xúc tác mới, tiết kiệm chi phí năng lượng thông qua sử dụng nhiên liệu tái tạo cũng như chuyển hóa thông qua một quá trình có khả năng phản ứng cao hơn để có thể sử dụng nguồn khí tự nhiên mà không cần loại bỏ CO₂ sẽ mang lại lợi ích cả về mặt kinh tế lẫn môi trường.

Bên cạnh đó, tỷ lệ mol H₂/CO phù hợp cho quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch là khoảng 2, cao hơn tỷ lệ thu được trong reforming bằng CO₂ (phản ứng 1) và thấp hơn giá trị thu được từ steam reforming (phản ứng 2). Reforming kết hợp tạo khả năng chuyển hóa methane trong 3 phản ứng (1, 2 và 5), được gọi là trireforming, cho phép giải quyết vấn đề tạo cốc cũng như năng lượng. Tuy nhiên, việc kết hợp 2 quá trình reforming khô và steam reforming methane (CSCRM), được gọi là phản ứng bi-reforming, được ứng dụng rộng rãi hơn để sản xuất syngas [22]. Phản ứng diễn ra theo phương trình sau:



CSCRM mang lại những lợi ích đáng kể so với phản ứng reforming khô, oxy hóa một phần và reforming hơi nước [16]. Việc kết hợp này tạo được tỷ lệ H₂:CO mong muốn, hoàn toàn phù hợp cho phản ứng tổng hợp Fischer-Tropsch [23], hỗn hợp “metgas” (tỷ lệ H₂/CO = 2/1) để sản xuất methanol [27] và giải quyết vấn đề khí nhà kính do CO₂ sinh ra trong steam reforming (4). Hơn nữa, ưu thế của bi-reforming là giảm tạo cốc trong phản ứng Boudouard (7) nhờ vào việc đưa thêm hơi nước vào môi trường reforming khô [28].

Trong công nghệ Topsoe sử dụng hỗn hợp nguyên liệu CH₄ + CO₂ + H₂O (bi-reforming) để giảm tạo cốc trên xúc tác nickel và tránh tắc nghẽn đường ống.

4. Xúc tác cho quá trình reforming

Cùng với sự phát triển của ngành công nghiệp khí, vai trò của phản ứng reforming methane ngày càng trở nên quan trọng. Các bằng sáng chế (patents) về chất xúc tác cho quá trình này tăng nhanh chóng trong hai thập niên qua (Hình 2).

Các quá trình reforming đòi hỏi nhiệt độ lên tới 800 - 1000°C [23]. Do đó các xúc tác cho quá trình này cần đáp

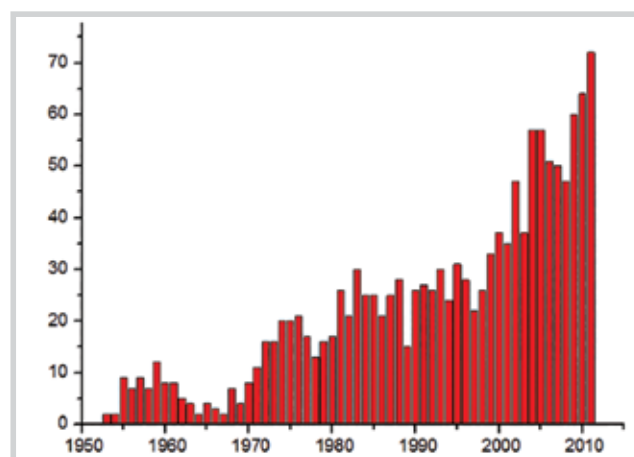
ứng 3 yêu cầu: bền nhiệt, kháng thiêu kết và hoạt tính cao [23]. Phần lớn các kim loại sử dụng cho quá trình reforming methane là kim loại quý và oxide kim loại chuyển tiếp, có hoạt tính khử cao nhất [30]. Đáp ứng các yêu cầu đó, các kim loại được ưa chuộng nhất là Ni, Pt, Ru, Re, Ir, Co, Pd, Rh... [31, 32].

4.1 Xúc tác kim loại quý

Xúc tác kim loại quý thu hút sự chú ý vì tạo cốc thấp do khả năng “hòa” carbon trên bề mặt các kim loại này thấp [33], kháng thiêu kết cao, có tính ổn định và hoạt tính cao trong phản ứng ở nhiệt độ cao (>750°C) [34, 35]. Hơn nữa, các kim loại này có thể phân bố đồng đều trên bề mặt chất mang có electron d, tạo thuận lợi cho hấp phụ hydro. Một số kim loại quý được ứng dụng làm xúc tác reforming là Pt, Pd, Zr, Rh, Ir [34]. Các xúc tác này được mang trên các chất mang Al₂O₃, MSN hoặc SBA-15. Thứ tự hoạt tính của các kim loại nhóm VIII cho reforming hơi nước CH₄ (SRM) như sau: Rh, Ru > Ni > Ir > Pd, Pt [36, 37]. Rh có hoạt tính cao nhất, tiếp theo là Ru. Kim loại quý có hoạt tính cao nhưng rất đắt tiền. Trong khi Ni có hoạt tính khá cao và rẻ tiền. Một đặc điểm thuận lợi là các phản ứng reforming đều sử dụng cùng một loại xúc tác. Do đó xúc tác công nghiệp sử dụng cho các quá trình reforming methane được lựa chọn là nickel mang trên chất mang khác nhau.

4.2. Xúc tác kim loại chuyển tiếp

Mặc dù có hoạt tính thấp hơn kim loại quý nhưng kim loại chuyển tiếp có vị trí quan trọng trong lịch sử xúc tác reforming methane. Ưu thế của kim loại chuyển tiếp là rẻ và sẵn có. Phần lớn các nghiên cứu gần đây đều tập trung vào nhóm kim loại chuyển tiếp VIIIB ngoại trừ Os, đặc biệt Ni, Co và Fe có hoạt tính cao trong quá trình reforming CH₄ [38, 39]. Hoạt độ của các kim loại chuyển tiếp trong



Hình 2. Các bằng sáng chế được ghi nhận về các chất xúc tác reforming cải tiến từ năm 1950 đến 2010 [29]

phản ứng reforming khô giảm theo thứ tự sau: Fe > Ni > Co. Xúc tác Fe có hiệu suất cao trong quá trình reforming khô nhưng độ chọn lọc kém, lượng carbon lắng đọng nhiều gây đầu độc xúc tác và có khuynh hướng tạo thành các hydrocarbon mạch dài và hợp chất chứa oxy. Chất xúc tác dựa trên Co có hoạt độ cao nhưng chúng dễ tạo thành carbua trên bề mặt xúc tác trong quá trình phản ứng và độ chọn lọc tập trung chủ yếu vào hợp chất C₂. Tuy không chiếm vị trí cao nhất trong dãy hoạt độ nhưng Ni là chất xúc tác thể hiện hoạt tính cao và độ chọn lọc tốt, đồng thời chi phí sử dụng thấp hơn so với các kim loại quý cho phản ứng reforming [40]. Do đó các chất xúc tác công nghiệp thương mại hóa cho quá trình reforming methane hiện nay chủ yếu là Ni kim loại với hàm lượng cao được phân bố trên chất mang khác nhau như Al₂O₃, MgO, SiO₂, Cr₂O₃... hoặc hỗn hợp các oxide [41, 42]. Tuy nhiên, vấn đề lớn nhất của xúc tác kim loại chuyển tiếp là tạo cốc do sự nhạy cảm của kim loại (đặc biệt là nickel) và sự thiêu kết các tâm hoạt động [43, 44] dẫn đến giảm hoạt tính và giảm hiệu quả của xúc tác. Ni có ái lực với hydro làm suy yếu liên kết C-H, ở nhiệt độ cao phản ứng phân hủy CH₄ (6) sẽ xảy ra mạnh trên các tâm kim loại hoạt tính, tạo lớp carbon trên bề mặt xúc tác [45]. Do đó xúc tác dựa trên Ni thường bị mất hoạt tính nhanh hơn so với xúc tác kim loại quý.

Hoạt tính và độ bền của chất xúc tác trên cơ sở nickel có thể được cải thiện bằng cách bổ sung các chất xúc tiến và sử dụng chất mang phù hợp và có thể thêm các chất oxy hóa cốc như oxy hoặc hơi nước vào môi trường phản ứng.

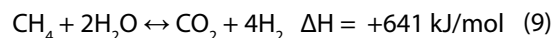
4.3. Chất mang cho xúc tác NiO

Chất mang phổ biến nhất cho quá trình reforming methane là Al₂O₃, các chất mang khác như MgO, TiO₂, SiO₂, and La₂O₃ cũng được sử dụng [46]. Nakamura et al. (1994) tìm thấy hoạt tính của xúc tác NiO trên các chất mang xếp theo thứ tự sau: Al₂O₃ > TiO₂ > SiO₂. Hiệu quả của chất mang thể hiện thông qua sự ảnh hưởng của chất mang lên sự hoạt hóa trực tiếp CH₄ hoặc CO₂ bởi các oxide kim loại và sự thay đổi kích thước hạt của kim loại trong tiến trình phản ứng [47].

Sau khi điều chế và nung ở 400 - 600°C bề mặt Al₂O₃ bị loại nước một phần bên cạnh các tâm acid Lewis với lỗ trống phối trí (ion Al³⁺) và tâm acid Bronsted + còn tồn tại các tâm base Lewis (ion O₂⁻). Các tâm base Lewis này có khả năng hấp phụ và phân ly CO₂, một khí acid [48]. Tuy nhiên, ở nhiệt độ phản ứng reforming khô 700 - 900°C α-Al₂O₃ là chất mang phù hợp hơn α-Al₂O₃ do có ổn định nhiệt và độ bền cơ học cao. Trong quá trình nung ở nhiệt

độ cao (>1100°C) để tạo α-Al₂O₃ một phần tâm base Lewis đã mất đi, dẫn đến tăng lắng đọng carbon trong quá trình reforming methane.

Các xúc tác NiO/α-Al₂O₃ (NiAl) kích thước nano đã được điều chế thành công bằng các phương pháp khác nhau [49 - 52]. Kết quả cho thấy xúc tác điều chế bằng phương pháp tẩm có hoạt tính cao nhất, chuyển hóa 90% CH₄ và 79% CO₂ ngay ở 700°C và hoạt động ổn định trong hơn 30 giờ thử nghiệm trong phản ứng reforming khô [49 - 51]. Thêm hơi nước, độ chuyển hóa CH₄ của xúc tác NiAl trong phản ứng bi-reforming cao hơn so với phản ứng reforming khô (95% so với 90%), nhưng độ chuyển hóa CO₂ thì ngược lại, giảm xuống đến 69% [52]. Điều này được giải thích như sau khi có hơi nước lượng cốc tạo thành sau 30 giờ phản ứng ở 700°C giảm 3,7 lần, từ 37,5mgC/g trong phản ứng reforming khô xuống đến 10mgC/g trong phản ứng bi-reforming, dẫn đến tăng hoạt tính oxy hóa CH₄, trong khi đó hơi nước và CO₂ đều là chất oxy hóa, hấp phụ cạnh tranh trên tâm base của chất mang, mặt khác một lượng CO₂ sinh ra trong steam reforming trong phản ứng (9):



dẫn đến giảm độ chuyển hóa CO₂. Kết quả cho thấy bi-reforming có ưu thế vượt trội trong giảm tạo cốc và tăng độ bền xúc tác. Đồng thời tỷ lệ mol H₂:CO thu được trong bi-reforming xấp xỉ 2, phù hợp cho sản xuất methanol và quá trình Fischer-Tropsch, trong khi tỷ lệ này trong reforming khô là 1, ứng dụng kém thuận lợi hơn.

Theo Ki-Won Jun (2008), cả Ni/α-Al₂O₃ và Ni/γ-Al₂O₃ đều không ổn định theo thời gian phản ứng reforming methane. Ni/α-Al₂O₃ không bền do tạo cốc, còn Ni/γ-Al₂O₃ không bền ở nhiệt độ cao (700°C) do sự suy giảm của γ-Al₂O₃. S. Wang et al [44] cho rằng chất mang có thể cải tiến hoạt tính của xúc tác Ni. So với xúc tác Ni mang trên Al₂O₃ và MgO xúc tác Ni/SiO₂ cho độ chuyển hóa cao hơn, đạt 96,2% CH₄ và 93,8% CO₂ ở 800°C. Bên cạnh đó thời gian làm việc ổn định của các xúc tác này cao.

Từ khi xuất hiện vật liệu silicat cấu trúc trật tự vào đầu thập niên 90 của thế kỷ 20 đã có nhiều vật liệu mao quản trung bình được tổng hợp như FSM, M41S, HMS, MSU-x, SBA-15, SBA-16..., mở ra hướng phát triển mới trong lĩnh vực xúc tác và hấp phụ. Các vật liệu này có kích thước mao quản đồng đều (dao động từ 20 - 100Å), rộng hơn kích thước của zeolit từ 3 đến 4 lần và diện tích bề mặt riêng lớn 500 - 1000m²/g. Santa Barbara Amorphous 15 (SBA-15) là vật liệu mao quản trung bình với cấu trúc lỗ xốp lục giác đường kính 4,6 - 30nm được sử dụng làm chất mang

cho xúc tác Ni do có diện tích bề mặt lớn ($600 - 1000\text{m}^2/\text{g}$), bền nhiệt, thể tích lỗ xốp lớn ($0,5 - 1\text{cm}^3/\text{g}$) có thể kiểm soát được và phân bố kích thước lỗ xốp đều [53, 54]. Sự thay thế các nhóm silanol trên bề mặt bằng các ion Ni làm tăng sự ổn định của các tâm hoạt tính Ni trên SBA-15.

Trong nghiên cứu [55] xúc tác nano NiO/SBA-15 với kích thước tinh thể NiO dao động trong khoảng $12,9 - 18,3\text{nm}$ được điều chế thành công. Trong hệ xúc tác này có các hạt NiO kích thước $5 - 6\text{nm}$ phân tán bên trong các lỗ xốp và hạt NiO kích thước $20 - 50\text{nm}$ nằm trên bề mặt của SBA-15 phụ thuộc vào hàm lượng NiO ($30 - 50\%$). Sự phân tán vào bên trong lỗ xốp giúp ngăn chặn sự thiêu kết Ni và mất mát kim loại trong thời gian phản ứng. Sở dĩ NiO có độ phân tán cao như vậy do SBA-15 có các lỗ xốp đồng đều với đường kính lớn ($5,3 - 6\text{nm}$), độ xốp và diện tích bề mặt riêng cao ($613\text{m}^2/\text{g}$). Xúc tác có khả năng khử Ni^{2+} thành các tâm hoạt tính NiO cao nên có hoạt tính cao trong phản ứng bi-reforming, chuyển hóa $86\% \text{CH}_4$ và $77\% \text{CO}_2$ ở 700°C và tương ứng $90,5\%$ và 80% ở 800°C . Xúc tác có độ bền cao (làm việc ổn định hàng trăm giờ) do có các tâm base Lewis yếu và mạnh, vừa hạn chế tạo cốc, vừa tăng hấp phụ CO_2 . Tương tự, Zhang và cộng sự [56] công bố xúc tác $12,5\% \text{NiO/SBA-15}$ có độ chuyển hóa CH_4 và CO_2 ở 800°C lần lượt là 89% và 85% và bền trên 600 giờ. Kết quả cho thấy, SBA-15 có các tâm base Lewis và tương tác khác nhau với NiO là chất mang thích hợp cho NiO trong phản ứng bi-reforming. Tương tự, trong xúc tác NiO/MSN tương tác giữa kim loại - chất mang (Si-O-Ni) tạo ra các tâm hoạt động phân tán, tăng cường phân ly CH_4 và CO_2 , dẫn đến tăng hiệu suất xúc tác [57].

Ceria (CeO_2) - chất mang thế hệ mới, được biết đến như chất chứa oxy. Bên cạnh đó, CeO_2 có thể hấp phụ và giải hấp H_2O tạo H^+ và OH^- để chuyển hóa carbon trên bề mặt xúc tác thành CO và CO_2 [58], dẫn đến giảm tạo cốc. Luu Cam Loc et al. [59] công bố rằng tính chất lý hóa và hoạt tính xúc tác NiO mang trên CeO_2 phụ thuộc vào hình thái của nó. Các xúc tác NiO mang trên CeO_2 dạng thanh nano (NR - nanorod), hạt nano (NP - nanoparticle) và khối nano (NC - nanocube) đều có độ phân tán cao. Các hạt NiO trên hai chất mang CeO_2 dạng thứ nhất có kích thước là $5 - 10\text{nm}$, còn trên CeO_2 -NR các hạt NiO nhỏ và đều hơn (5nm). Sự phân tán cao của các hạt NiO trong NiO/ CeO_2 được giải thích là do sự tương tác Ni^{2+} với chất mang CeO_2 tạo thành các ion Ce^{3+} và các lỗ trống oxy, kích hoạt cho sự hình thành dung dịch rắn Ni-Ce-O, tạo tương tác mạnh giữa Ni với chất mang CeO_2 . Bên cạnh đó, xúc tác NiO/ CeO_2 có 3 loại tâm base, hấp phụ cao CO_2 . Với những đặc trưng lý hóa vượt trội NiO/ CeO_2 dạng thanh có hoạt

tính cao hơn các xúc tác mang trên CeO_2 dạng hạt và dạng khối, chuyển hóa $89\% \text{CH}_4$ và $67\% \text{CO}_2$ ở 700°C và tương ứng 96% và 72% ở 800°C trong phản ứng bi-reforming methane. Hơn nữa, lượng cốc hình thành trên xúc tác này rất nhỏ, $0,54 \text{mgC/g}_{\text{cat}}$ sau 30 giờ phản ứng ở 700°C , thấp hơn gần 20 lần so với xúc tác Ni/Al ($10 \text{mgC/g}_{\text{xt}}$). Do đó xúc tác làm việc ổn định trong thời gian dài (hàng trăm giờ). Các tác giả [60, 61] cũng công bố Ni/ CeO_2 dạng thanh có độ bền và độ chuyển hóa tốt hơn Ni/ CeO_2 dạng hạt cho phản ứng reforming khô.

Kết quả này cho thấy CeO_2 là chất mang tiềm năng, có ưu thế vượt trội trong phân tán cao kim loại hoạt động dẫn đến tăng hoạt tính của xúc tác, chống tạo cốc, tăng tuổi thọ của xúc tác.

4.4. Chất xúc tiến cho xúc tác NiO

Dưới tác động của nhiệt độ phản ứng cao trong quá trình reforming methane nhiều chất xúc tác không ổn định, biến đổi về cấu trúc, thiêu kết kim loại hoạt động và tạo thành cốc trên bề mặt xúc tác. Những nguyên nhân này làm cho xúc tác mất hoạt tính nhanh chóng [62]. Như đã biết [63] trên xúc tác NiO/chất mang, CH_4 hấp phụ phân ly thành các hợp chất trung gian CH_x trên các tâm kim loại hoạt tính (Ni), trong khi đó chất mang hoạt hóa CO_2 . Để giảm tạo cốc, cần tạo ra các tâm base bằng cách biến tính chất mang bằng các oxide kim loại kiềm hay các nguyên tố đất hiếm, còn để tăng hoạt tính oxy hóa chọn lọc, cần thay đổi tính khử cũng như tương tác của NiO trong hệ để tăng độ phân tán và giảm thiêu kết của nó trong điều kiện phản ứng ở nhiệt độ cao trong thời gian dài sử dụng các chất xúc tiến như kim loại quý, oxide kim loại [64, 65]

a) Phụ gia kim loại kiềm, kiềm thổ

Một yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến lượng carbon lắng đọng là độ kiềm của xúc tác [66], sự hình thành carbon có thể được giảm bớt hoặc thậm chí bị ức chế khi kim loại hoạt động được phân tán trên chất mang là oxide kim loại với các tâm base Lewis. Nhiều nghiên cứu cho thấy thêm các phụ gia kim loại kiềm và kiềm thổ làm thay đổi tính chất của chất mang, giảm tạo cốc và tăng hấp phụ CO_2 , tạo lớp che phủ phần lớn bề mặt, bảo vệ xúc tác không bị lắng đọng carbon [47]. Thí dụ, thêm chất xúc tiến có tính base Lewis như các oxide kim loại kiềm (Na_2O , K_2O), kiềm thổ (CaO , MgO) và các base yếu (NH_4OH) làm giảm mất hoạt tính xúc tác do cốc lắng đọng hoặc thiêu kết kim loại của các xúc tác Ni/ Al_2O_3 , Ni/ SiO_2 và Ni/SBA-15 vì các chất này sẽ hỗ trợ khả năng hấp phụ hóa học CO_2 [47, 54, 67]. Các nghiên cứu của chúng tôi biến tính xúc

tác NiO mang trên $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ và SBA-15 bằng MgO [49, 52, 68] cho thấy do tương tác mạnh của NiO với phụ gia tạo hỗn hợp rắn ($\text{Mg}_x\text{Ni}_{1-x}\text{O}$), dẫn đến giảm kích thước hạt NiO, giảm sự thiêu kết các hạt Ni đồng thời tăng tính khử, tăng mật độ tâm base Lewis, hỗ trợ hấp phụ CO_2 và giảm lắng đọng carbon. Từ đó tăng hoạt tính và độ bền của xúc tác. Độ chuyển hóa CH_4 và CO_2 đạt 92% và 87% ở 700°C , tăng tương ứng 5% và 9% so với xúc tác NiAl và giảm lượng cốc tạo thành 7 lần (từ 37,7 xuống 5,25mgC/g) trong phản ứng reforming khô [49]. Việc giảm cốc khi thêm MgO vào xúc tác NiO/ $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ được giải thích là do có lớp MgO hoặc MgO-NiO phủ trên bề mặt xúc tác như kết quả phân tích TEM đã minh chứng. Kết quả tương tự cũng quan sát thấy trong nghiên cứu [69], tác giả cho rằng lớp MgO phủ trên bề mặt xúc tác Ni-MgO/ SiO_2 giúp nó hoạt động ổn định trong 18 giờ thí nghiệm và sau phản ứng không có cặn carbon được tìm thấy. Tuy nhiên, MgO không thể hiện ảnh hưởng rõ rệt đến hoạt tính của các xúc tác NiO mang trên $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ và SBA-15 trong phản ứng bi-reforming cả về phương diện hoạt tính và tạo cốc [52, 68]. Kiểm hóa xúc tác NiO/SBA-15 bằng NH_4OH cũng cho hiệu quả cao trong việc giảm kích thước tinh thể NiO xuống đến 10 - 15nm, tăng tính khử của Ni^{2+} , tăng mật độ tâm base yếu của xúc tác, dẫn đến tăng hoạt tính trong bi-reforming methane [70]. Xúc tác kiểm hóa có độ chuyển hóa CO_2 cao, đạt 83% và độ chuyển hóa CH_4 trên 98% ở 700°C [70]. Thông qua những kết quả nhận được có thể kết luận, trong các phụ gia kiểm MgO là một chất xúc tiến đầy hứa hẹn trong phản ứng reforming methane vì liên kết mạnh giữa NiO-MgO giúp ích trong việc ngăn ngừa thiêu kết hạt Ni và sự lắng cặn carbon. Ngoài ra, kiểm hóa bằng amoniac cũng là phương pháp xử lý xúc tác NiO có hiệu quả.

b) Phụ gia oxide kim loại

Bên cạnh làm chất mang, với tính chất nổi trội nhiều nghiên cứu chứng minh CeO_2 còn thể hiện là phụ gia ưu việt cho xúc tác NiO trong phản ứng reforming hơi nước và reforming khô, giúp tăng khả năng chống tạo cốc, tăng tuổi thọ của xúc tác [50, 71, 72]. Bên cạnh CeO_2 , các kim loại quý cũng được nghiên cứu làm phụ gia cho xúc tác Ni trong phản ứng bi-reforming. Sự hiện diện của Pt giúp làm giảm nhiệt độ khử của NiO do Pt có nhiệt độ khử thấp hơn Ni và nó hấp thụ phân ly H_2 thành nguyên tử H. Các nguyên tử H di chuyển trên bề mặt xúc tác và giúp khử NiO dễ dàng hơn, nhờ đó độ chuyển hóa CH_4 tăng [73]. Bên cạnh đó Pt giảm sự lắng đọng carbon, tăng độ ổn định của xúc tác NiO và tăng độ chọn lọc H_2 và CO [74]. Rhodium (Rh) tăng độ ổn định của xúc tác và độ chọn lọc tạo H_2 , CO, đồng thời giảm sự lắng đọng cốc trong phản

ứng reforming CH_4 bằng CO_2 [75]. ZrO_2 tăng hấp phụ phân ly CO_2 , giảm sự hình thành NiAl_2O_4 dẫn đến tăng nhẹ hoạt tính của xúc tác Ni/ Al_2O_3 trong phản ứng reforming khô CH_4 [76]. CuO có vai trò ổn định cấu trúc xúc tác, cản trở thiêu kết các hạt kim loại. Sự hình thành hỗn hợp Cu-Ni thúc đẩy quá trình phân ly CH_4 và ngăn chặn sự gia tăng của carbon dạng sợi trên tinh thể Ni [77]. Thêm phụ gia vanadium một mặt tạo cấu trúc vi mô giúp hạn chế sự hình thành spinel NiAl_2O_4 , mặt khác là xúc tác oxy hóa phụ gia này giúp cải thiện hiệu suất của phản ứng reforming CH_4 bằng CO_2 [78]. Thêm V_2O_5 vào xúc tác NiO/ CeO_2 dạng thanh làm tăng độ chuyển hóa CH_4 từ 89% lên 96% và CO_2 từ 67% lên 76% ở 700°C , đồng thời sau 30 giờ phản ứng không có cốc tạo thành trên bề mặt xúc tác trong phản ứng bi-reforming methane [79]. Vậy, xúc tác NiO mang trên CeO_2 có lượng cốc tạo thành thấp nhất, đặc biệt khi nó được biến tính bằng vanadium (V).

5. Kết luận

Hiện nay CO_2 và CH_4 được coi là các khí nhà kính cơ bản gây biến đổi khí hậu, sự nóng lên của trái đất và nước biển dâng, gây thảm họa cho loài người. Tuy nhiên, nếu tận dụng, chuyển hóa các nguồn khí nhà kính đó thành các sản phẩm có ích, thì chúng sẽ là nguồn nguyên liệu dồi dào cho một lĩnh vực công nghiệp hóa dầu mới, lĩnh vực chuyển hóa khí thiên nhiên giàu CO_2 . Thông qua chuyển hóa thành khí tổng hợp từ khí thiên nhiên có thể sản xuất hàng loạt hóa chất quan trọng, trong đó quan trọng nhất là hydro, hydrocarbon và methanol. Quá trình này càng có ý nghĩa về kinh tế và môi trường hơn đối với Việt Nam khi sự phát hiện và khai thác một số mỏ khí thiên nhiên có trữ lượng lớn với hàm lượng CO_2 cao đặt ra vấn đề nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn tài nguyên này.

Xu hướng gần đây cho thấy reforming methane là giải pháp chuyển hóa hiệu quả khí thiên nhiên giàu CO_2 . Kết hợp reforming khô và reforming hơi nước (bi-reforming) một mặt chuyển hóa hai loại khí nhà kính CO_2 và CH_4 thành nguồn nguyên liệu có ích với tỷ lệ H_2 :CO theo mong muốn, mặt khác hạn chế hình thành cốc do sự có mặt của hơi nước. Nickel được chọn là xúc tác hiệu quả cho công nghệ reforming methane. Trong 2 thập niên gần đây đã có những nỗ lực mạnh mẽ trong việc nghiên cứu và phát triển các chất xúc tác mới để cải thiện quá trình chuyển hóa CH_4 và CO_2 thành khí tổng hợp theo hướng tăng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng. Việc kiểm hóa chất mang và biến tính xúc tác bằng phụ gia cũng như thêm hơi nước vào môi trường phản ứng reforming khô là những biện pháp hữu hiệu tăng hoạt độ và độ bền của xúc tác NiO. Đã

có nhiều thành công trong việc sử dụng các chất mang mới như CeO_2 và silica mao quản trung bình cũng như biến tính các xúc tác Ni bằng các phụ gia oxide kim loại kiềm hoặc kim loại chuyển tiếp để giảm tạo cốc và tăng hoạt độ và độ bền của xúc tác trong quá trình bi-reforming. Các hệ xúc tác mới giúp hạ nhiệt độ phản ứng xuống đến 700°C vẫn thu độ chuyển hóa CH_4 đạt đến 97 - 99% và tỷ lệ $\text{H}_2:\text{CO} \sim 2$, phù hợp cho sản xuất methanol và quá trình Fischer-Tropsch, đồng thời giảm thiểu tạo cốc.

Tài liệu tham khảo

1. Alfons Baiker. *Utilization of carbon dioxide in heterogeneous catalytic synthesis*. Applied organometallic chemistry. 2000; 14(12): p. 751 - 762.
2. Iwao Omae. *Aspects of carbon dioxide utilization*. Catalysis Today. 2006; 115 (1 - 4): p. 33 - 52.
3. World Meteorological Organization (WMO). *WMO Greenhouse Gas Bulletin (GHG Bulletin) - N°8: The State of Greenhouse Gases in the atmosphere based on global observations through 2011*. 2012.
4. Nicola Jones. *How the world passed a carbon threshold and why it matters*. The Yale School of Forestry & Environmental Studies. January 26 - 2017.
5. G.Holian, A.P.Sokolov, R.G.Prinn. *MIT joint program on the science and policy of global change*. 2001.
6. P.A.Dunn, M.G.Kozar, Budiyono. *Annual Convention Proceedings*. 1996; 25: p. 117 - 130.
7. Donald J.Wuebbles, Katharine Hayhoe. *Atmospheric methane and global change*. Earth-Science Reviews. 2002; 57 (3 - 4): p. 177 - 210.
8. H.J.Bin, W.Sh.Wu, L.Yong, Z.A. Z.Ci, W.X.Yu. *Advances in climate change research*. 2012; 3(3): p. 174 - 178.
9. Thomas R.Anderson, Ed Hawkins, Philip D.Jones. *CO_2 , the greenhouse effect and global warming: from the pioneering work of Arrhenius and Callendar to today's Earth System Models*. Endeavour. 2016; 40(3): p. 178 - 187.
10. Erik Velasco, Matthias Roth. *Cities as net sources of CO_2 : Review of atmospheric CO_2 exchange in urban environments measured by Eddy Covariance Technique*. Geography Compass. 2010; 4(9): p. 1238 - 1259.
11. Dori Yosef Kalai. *Dry reforming of methane: catalyst development and thermodynamic analysis*. Master Thesis, University of Stavanger. 2015.
12. ABC Australia. *Paris climate talks: France releases 'ambitious, balanced' draft agreement at COP21*. 12th December 2015.
13. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Báo cáo cập nhật hai năm một lần, lần thứ nhất của Việt nam cho công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu*. Nhà xuất bản Tài nguyên - Môi trường và Bản đồ Việt Nam. 2014.
14. OPEC Annual Statistical Bulletin. *Organization of the petroleum exporting countries*. 2016.
15. Nguyễn Thị Hoa. *Nghiên cứu kỹ thuật phương án khai thác, thu gom, xử lý và đưa vào sử dụng mỏ khí Cá Voi Xanh (CVX)*. Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao công nghệ (CTAT). 2013.
16. Nitin Kumar, Amitava Roy, Zi Wang, Enrico Mario L'Abbate, Daniel Haynes, Dushyant Shekhawat, J.J.Spivey. *Bi-reforming of methane on Ni-based pyrochlore catalyst*. Applied Catalysis A: General. 2016; 517: p. 211 - 216.
17. J.R.H.Ross, A.N.J van Keulen, M.E.S.Hegarty, K.Seshan. *The catalytic conversion of natural gas to useful products*. Catalysis Today. 1996; 30 (1 - 3): p. 193 - 199.
18. D.J Wilhelm, D.R Simbeck, A.D Karp, R.L.Dickenson. *Syngas production for gas-to-liquids applications: technologies, issues and outlook*. Fuel processing technology. 2001; 71 (1 - 3): p. 139 - 148.
19. Wonjun Cho, Hyejin Yu, Yonggi Mo. *Recent advances in carbon capture and storage. Chapter 9: CO_2 conversion to chemicals and fuel for carbon utilization*. 2017: p.195 - 208.
20. J.Youn. *The status of DME fuel in Korea*. The 6th Korea-China-Japan Petroleum Technology Congress, 4 - 6 September 2013.
21. Jasmin Blanchard, Ana Julia Nsungui, Nicolas Abatzoglou, François Gitzhofer. *Dry Reforming of Methane with a $\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$ -YSZ Catalyst: The Role of the Catalyst Preparation Protocol*. The Canadian Journal of Chemical engineering. 2007; 85(6): p. 889 - 899.
22. Jens R.Rostrup - Nielsen. *Syngas in perspective*. Catalysis today. 2002; 71(3 - 4): p. 243 - 247.
23. Nitin Kumar, Zi Wang, Swarom Kanitkar, J.J.Spivey. *Methane reforming over Ni-based pyrochlore catalyst: deactivation studies for different reactions*. Applied Petrochemical Research. 2016; 6(3): p. 201 - 207.
24. U.Oemar, K.Hidajat, S.Kawi. *Role of catalyst support over PdO-NiO catalysts on catalyst activity and stability for oxy- CO_2 reforming of methane*. Applied Catalysis A: General. 2011; 402 (1 - 2): p. 176 - 187.
25. S.Assabumrungrat, S.Charoenseri, N.Laosiripojana, W.Kiatkittipong, P.Praserttham. *Effect of oxygen addition on catalytic performance of $\text{Ni}/\text{SiO}_2\text{-MgO}$ toward carbon dioxide reforming of methane under periodic*

operation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2009; 34: p. 6211 - 6220.

26. S.B.Wang, G.Q.Lu, G.J.Millar. *Carbon dioxide reforming of methane produces synthesis gas with over metal supported catalysts: state of the at*. *Energy Fuel*. 1996; 10: p. 896 - 904.

27. G.A.Olah, G.K. Surya Prakash, A.Goeppert. *Anthropogenic chemical carbon cycle for a sustainable future*. *Journal of the American Chemical Society*. 2011; 133(33): p. 12881 - 12898.

28. N.Kumar, M.Shojaee, J.Spivey. *Current Opinion in Chemical Engineering*. 2015; 9: p. 8 - 15.

29. T.L.Roussière. *Catalytic reforming of methane in the presence of CO₂ and H₂O at high pressure*. 2013.

30. G.A.Olah, A.Goeppert, M.Czaun, T.Mathew, R.B.May, G.S.Prakash. *Single Step Bi-reforming and Oxidative Bi-reforming of Methane (Natural Gas) with Steam and Carbon Dioxide to Metgas (CO-2H₂) for Methanol Synthesis: Self-Sufficient Effective and Exclusive Oxygenation of Methane to Methanol with Oxygen*. *Journal of the American Chemical Society*. 2015; 137: p. 8720 - 8729.

31. Glenn Jones, Jon Geest Jakobsen, Signe S.Shim, Jesper Kleis, Martin P.Andersson, Jan Rossmeisl, FrankAbild-Pedersen, ThomasBligaard, StigHelveg, BeritHinnemann, Jens R.Rostrup-Nielsen, IbChorkendorff, JensSehested, Jens K.Nørskov. *First principles calculations and experimental insight into methane steam reforming over transition metal catalysts*. *Journal of Catalysis*. 2008; 259: p. 147 - 160.

32. Behzad Nematollahi, Mehran Rezaei, Majid Khajenoori. *Combined dry reforming and partial oxidation of methane to synthesis gas on noble metal catalysts*. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2011; 36: p. 2969 - 2978.

33. J.M.Ramallo-López, F.G.Requejo, A.F.Craievich, J.Wei, M.Avalos-Borja, E.Iglesia. *Complementary methods for cluster size distribution measurements: supported platinum nanoclusters in methane reforming catalysts*. *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical*. 2005; 228: p. 299 - 307.

34. Cyrille Rioche, Shrikant Kulkarni, Frederic C.Meunier, John P.Breen, Robbie Burch. *Steam reforming of model compounds and fast pyrolysis bio-oil on supported noble metal catalysts*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2005; 61: p. 130 - 139.

35. S.Schuyten, Eduardo E.Wolf. *Selective combinatorial studies on Ce and Zr promoted Cu/Zn/Pd*

catalysts for hydrogen production via methanol oxidative reforming. *Catalysis letters*. 2006; 106: p. 7 - 14.

36. Velu Subramani, Pradeepkumar Sharma, Lingzhi Zhang, Ke Liu. *Catalytic steam reforming technology for the production of hydrogen and syngas*. *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies*. 2009: p. 14 - 126.

37. M.Rezaei, S.M.Alavi, S.Sahebdehfar, Zi-Feng Yan. *Syngas production by methane reforming with carbon dioxide on noble metal catalysts*. *Journal of Natural Gas Chemistry*. 2006; 15(4): p. 327 - 334.

38. Guojie Zhang, Lanxia Hao, Yong Jia, Yannian du, Yongfa Zhang. *CO₂ reforming of CH₄ over efficient bimetallic Co-Zr/AC catalyst for H₂ production*. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2015; 40(37): p. 12868 - 12879.

39. Hyun-Seog Roh, Ki-Won Jun, Seung-Chan Baek, Sang-Eon Park. *A Highly Active and Stable Catalyst for Carbon Dioxide Reforming of Methane: Ni/Ce-ZrO₂/θ-Al₂O₃*. *Catalysis letters*. 2002; 81(3 - 4): p. 147 - 151 (2002).

40. M.Capenness, M.Edmundson, L.Horsfall. *Nickel and platinum group metal nanoparticle production by Desulfovibrio alaskensis G20*. *New biotechnology*. 2015; 32: p. 727 - 731.

41. Dapeng Liu, Xian Yang Quek, Wei Ni Evelyn Cheo, Raymond Lau, Armando Borgna, Yanhui Yang. *MCM-41 supported nickel-based bimetallic catalysts with superior stability during carbon dioxide reforming of methane: Effect of strong metal-support interaction*. *Journal of Catalysis*. 2009; 266: p. 380 - 390.

42. G.A.Olah, A.Goeppert, M.Czaun, G.K.Prakash. *Bi-reforming of methane from any source with steam and carbon dioxide exclusively to metgas (CO-2H₂) for methanol and hydrocarbon synthesis*. *J. American Chemical Society*. 2013; 135(2): p. 648 - 650.

43. J.Rostrupnielsen, J.B.Hansen. *CO₂-Reforming of Methane over Transition Metals*. *Journal of Catalysis*. 1993; 144: p. 38 - 49.

44. Shaobin Wang, G. Q(Max) Lu. *Role of CeO₂ in Ni/CeO₂-Al₂O₃ catalysts for carbon dioxide reforming of methane*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 1998; 16: p. 269 - 277.

45. D.Hu, J.Gao, Y.Ping, L.Jia, P.Gunawan, Z.Zhong, G.Xu, F.Gu, F.Su. *Enhanced investigation of CO methanation over Ni/Al₂O₃ catalysts for synthetic natural gas production*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2012; 51(13): p. 4875 - 4886.

46. J.Guo, H.Lou, H.Zhao, D.Chai, X.Zheng. *Dry reforming of methane over nickel catalysts supported on*

magnesium aluminate spinels. *Applied Catalysis A: General*. 2004; 273(1): p. 75 - 82.

47. Hyunseog Roh, Ki Won Jun. *Carbon dioxide reforming of methane over Ni catalysts supported on Al_2O_3 modified with La_2O_3 , MgO , and CaO* . *Catalysis surveys from Asia*. 2008; 12(4): p. 239 - 252.

48. N.Rahemi, M.Haghighi, A.A.Babaluo, M.F.Jafari, P.Estifae. *Synthesis and physicochemical characterizations of $Ni/Al_2O_3-ZrO_2$ nanocatalyst prepared via impregnation method and treated with non-thermal plasma for CO_2 reforming of CH_4* . *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2013; 19: p. 1566 - 1576.

49. Phan Hồng Phương, Lưu Cẩm Lộc, Nguyễn Trí, Nguyễn Trọng Tiến, Nguyễn Huỳnh Phương Thảo, Nguyễn Quốc Tuấn, Nguyễn Thị Thùy Vân, Hoàng Tiến Cường, Hà Cẩm Anh. *Ảnh hưởng của tỷ lệ NiO/MgO đến hoạt tính xúc tác cơ sở Ni mang trên $\alpha-Al_2O_3$ trong phản ứng reforming khô CH_4* . *Tạp chí Xúc tác - Hấp phụ*. 2017; 6(2): p. 30 - 35.

50. Luu Cam Loc, Phan Hong Phuong, Nguyen Tri. *Role of CeO_2 promoter in $NiO/\alpha-Al_2O_3$ catalyst for dry reforming of methane*. *AIP Conference Proceedings*. 2017.

51. Luu Cam Loc, Phan Hong Phuong, Nguyen Huynh Phuong Thao, Nguyen Tri, Nguyen Thi Thuy Van, Hoang Tien Cuong, Ha Cam Anh. *Influence of preparation method on the activity of $NiO+MgO/Al_2O_3$ catalyst in dry reforming of methane*. *Journal of Chemistry*. 2017; 55(3e): p. 1 - 7.

52. Phan Hong Phuong, Luu Cam Loc, Pham The Sang, Nguyen Tri. *Combined steam and CO_2 reforming of CH_4 over Nickel catalysts based on Al_2O_3-MgO* . *Tạp chí Khoa học - Công nghệ*. 2017; 55(1B): p. 49 - 56.

53. D.Zhao, J.Sun, Q.Li, G.D.Stucky. *Morphological control of highly ordered mesoporous silica SBA-15*. *Chemistry of Materials*. 2000; 12(2): p. 275 - 279.

54. H.S.Roh, K.Y.Koo, J.H.Jeong, Y.T.Seo, D.J.Seo, Y.S.Seo, W.L.Yoon, S.B.Park. *Combined reforming of methane over supported Ni catalysts*. *Catalysis Letters*. 2007; 117(1 - 2): p. 85 - 90.

55. Phan Hong Phuong, Luu Cam Loc, Hoang Tien Cuong, Nguyen Tri. *Effect of NiO loading and thermal treatment duration on performance of $Ni/SBA-15$ catalyst in combined steam and CO_2 reforming of CH_4* . *Materials Transactions*. 2018; 59(12): p.1898 - 1902.

56. M.Zhang S.Ji, L.Hu, F.Yin, C.Li, H.Liu. *Structural Characterization of Highly Stable $Ni/SBA-15$ Catalyst and Its Catalytic Performance for Methane Reforming with CO_2* . *Chinese Journal of Catalysis*. 2006; 27(9): p. 777 - 781.

57. S.Sidik, S.Triwahyono, A.Jalil, M.Aziz, N.

Fatah, L.Teh. *Tailoring the properties of electrolyzed Ni /mesostructured silica nanoparticles (MSN) via different Ni-loading methods for CO_2 reforming of CH_4* . *Journal of CO_2 Utilization*. 2016; 13: p. 71 - 80.

58. Q. Zhuang, Y. Qin, and L. Chang. *Promoting effect of cerium oxide in supported nickel catalyst for hydrocarbon steam-reforming*. *Applied catalysis*. 1991; 70: p. 1 - 8.

59. Luu Cam Loc, Phan Hong Phuong, Dang, Putthea, Nguyen Tri, Nguyen Thi Thuy Van, Hoang Tien Cuong. *Effect of CeO_2 morphology on performance of NiO/CeO_2 catalyst in combined steam and CO_2 reforming of CH_4* . *International Journal of Nanotechnology*. 2019.

60. N.Wang, W.Qian, W.Chu, F. Wei. *Crystal-plane effect of nanoscale CeO_2 on the catalytic performance of Ni/CeO_2 catalysts for methane dry reforming*. *Catalytic Science & Technology*. 2016; 6(10): p. 3594 - 3605.

61. Xianjun Du, Dengsong Zhang, L. iyi Shi, Ruihua Gao, Jianping Zhang. *Morphology Dependence of Catalytic Properties of Ni/CeO_2 Nanostructures for Carbon Dioxide Reforming of Methane*. *The Journal of Physical Chemistry*. 2012; 116(18): p. 10009 - 10016.

62. Jianjun Guo, Hui Lou, Xiaoming Zheng. *The deposition of coke from methane on a $Ni/MgAl_2O_4$ catalyst*. *Carbon*. 2007; 45(6): p. 1314 - 1321.

63. Yaser Vafaeian, Mohammad Haghighi, Sogand Aghamohammadi. *Ultrasound assisted dispersion of different amount of Ni over ZSM-5 used as nanostructured catalyst for hydrogen production via CO_2 reforming of methane*. *Energy conversion and management*. 2013; 76: p. 1093 - 1103.

64. M.S.Fan, A.Z.Abdullah, S.Bhatia. *Catalytic technology for carbon dioxide reforming of methane to synthesis gas*. *Chem Cat Chem*. 2009; 1(2): p. 192 - 208.

65. Leilei Xu, Huanling Song, Lingjun Chou. *Carbon dioxide reforming of methane over ordered mesoporous $NiO-MgO-Al_2O_3$ composite oxides*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2011; 108: p. 177 - 190.

66. M.A.Soria, C.Mateos-Pedrero, A.Guerrero-Ruiz, I.Rodríguez-Ramos. *Thermodynamic and experimental study of combined dry and steam reforming of methane on $Ru/ZrO_2-La_2O_3$ catalyst at low temperature*. *International Journal of hydrogen energy*. 2011; 36(23): p. 15212 - 15220.

67. J.Juan-Juan, M.C.Román-Martínez, M.J.Illán-Gómez. *Effect of potassium content in the activity of K-promoted Ni/Al_2O_3 catalysts for the dry reforming of methane*. *Applied Catalysis A: General*. 2006; 301(1): p. 9 - 15.

68. Phan Hong Phuong, Luu Cam Loc, Nguyen Tri,

Vu Thanh Thuy Tien, Nguyen The Tung. *Effect of alkalizing method on characteristics and performance of Ni/SBA-15 catalyst in combined steam and CO₂ reforming of CH₄*. The 9th International Workshop on Advanced Materials Science and Nanotechnology. 2018.

69. M.M.Danilova, Z.A.Fedorova, V.A.Kuzmin, V.I.Zaikovskii, A.V.Porsin, T.A.Krieger. *Combined steam and carbon dioxide reforming of methane over porous nickel based catalysts*. Catalysis Science & Technology. 2015; 5(5): p. 2761 - 2768.

70. Phan Hong Phuong, Luu Cam Loc, Nguyen Tri, Nguyen The Tung. *Effect of NH₃-alkalization on catalytic performance of Ni/SBA-15 in combined steam and CO₂ reforming of CH₄*. Vietnam Journal of Catalysis and Adsorption. 2019.

71. Hua-Ping Ren, Yong-Hong Song, Wei Wang, Jian-Gang Chen, Jie Cheng, Jinqiang Jiang, Zhao-Tie Liu, Zhong-Wen Liu, Zhengping Hao. *Insights into CeO₂-modified Ni-Mg-Al oxides for pressurized carbon dioxide reforming of methane*. Chemical Engineering Journal. 2015; 259: p. 581 - 593.

72. Xu Wenqian; Liu Zongyuan; C.Johnston-Peck Aaron, D.Senanayake Sanjaya, Zhou Gong, Stacchiola Dario, A.Stach Eric, A.Rodriguez José. *Steam Reforming of Ethanol on Ni/CeO₂: Reaction Pathway and Interaction between Ni and the CeO₂ Support*. ACS Catalysis. 2013; 3(5): p. 975 - 984.

73. Edson L.Foletto, Ricardo W.Alves, Sérgio L.Jahn.

Preparation of Ni/Pt catalysts supported on spinel (MgAl₂O₄) for methane reforming. Journal of power sources. 2006; 161(1): p. 531 - 534.

74. M.García-Diéguez, I.S.Pieta, M.C.Herrera, M.A.Larrubia, L.J.Aleman. *Improved Pt-Ni nanocatalysts for dry reforming of methane*. Applied Catalysis A: General, 377(1 - 2), 191 - 199 (2010).

75. Marco Ocsachoque, Francisco Pompeo, Gloria Gonzalez. *Rh-Ni/CeO₂-Al₂O₃ catalysts for methane dry reforming*. Catalysis Today. 2011; 172(1): p. 226 - 231.

76. Therdthianwong, C.Siangchin, A.Therdthianwong. *Improvement of coke resistance of Ni/Al₂O₃ catalyst in CH₄/CO₂ reforming by ZrO₂ addition*. Fuel Processing Technology. 2008; 89(2): p. 160 - 168.

77. H.W.Chen, C.Y. Wang, C.H.Yu, L.T.Tseng, P.H.Liao. *Carbon dioxide reforming of methane reaction catalyzed by stable nickel copper catalysts*. Catalysis Today. 2004; 97(2): p. 173 - 180.

78. A.Valentini, N.L.V.Carreño, L.F.D.Probst, P.N.Lisboa-Filho, W.H.Schreiner, E.R.Leite, E.Longo. *Role of vanadium in Ni:Al₂O₃ catalysts for carbon dioxide reforming of methane*. Applied Catalysis A: General. 2003; 255(2): p. 211 - 220.

79. Phan Hồng Phương, Lê Hoàng Thanh Dũng, Lê Ngọc Tài, Nguyễn Trí, Lưu Cẩm Lộc. *Ảnh hưởng phụ gia V₂O₅ đến hoạt tính của xúc tác NiO/CeO₂ trong phản ứng reforming CH₄ bằng CO₂ và hơi nước*. Tạp chí Hóa học. 2018; 56(3E12): p. 155 - 159 (2018).

PROGRESS IN CATALYST OF REFORMING METHANE PROCESS - A POTENTIAL SOLUTION FOR EFFECTIVE USE OF CO₂-RICH NATURAL GAS SOURCES

Luu Cam Loc

Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT)

Email: luucamloc@hcmut.edu.vn

Summary

The rapid increase in emissions of major greenhouse gases such as CO₂ and CH₄ in the last decade has seriously affected the climate change and the living environment in the world in general and in Vietnam in particular. In addition, the demand for efficient use of CO₂-rich natural gas has promoted studies to find new, highly active and stable catalysts for the reforming methane process. NiO has proven to be the most suitable catalyst for industrial application of the reforming process. To overcome the disadvantages of NiO-based catalysts such as coke formation and sintering at high reaction temperatures, many diverse researches from using new carriers to supporting catalyst by alkali, alkaline earth metals and other metal oxides to improve the catalyst synthesis method have been conducted. As a result, highly efficient catalysts were created, partly thanks to the reduction of the reaction temperature from 800°C to 700°C, the coke formation significantly decreased and the stable working time of the catalyst increased to over 600 hours.

Key words: CO₂-rich natural gas, dry reforming, bi-reforming, catalyst.

ĐÁNH GIÁ ĂN MÒN ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ BẠCH HỔ - DINH CỐ VÀ ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP CHỐNG ĂN MÒN

Phan Công Thành, Trương Quang Trường, Trần Mai Khôi

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

Email: truongtq@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố (16", dài 116,5km) được đưa vào vận hành từ năm 1995 để vận chuyển khí đồng hành từ giàn nén khí trung tâm (CCP) mỏ Bạch Hổ đến Nhà máy xử lý khí Dinh Cố.

Khi sản lượng khí của mỏ Bạch Hổ suy giảm, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã xem xét khả năng sử dụng đường ống dẫn khí này để vận chuyển khí từ mỏ Đại Hùng, Thiên Ưng, Cá Chó - Gấu Chua và Đại Nguyệt ở bể Nam Côn Sơn về bờ. Do đó, tuổi thọ của đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố cần được đảm bảo đến năm 2025 để đáp ứng yêu cầu tiếp nhận và vận chuyển các nguồn khí mới.

Bài báo đánh giá hiện trạng ăn mòn của hệ thống đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố trên cơ sở các thông số thiết kế, vận hành, kết quả cập nhật sau khảo sát, bảo dưỡng sửa chữa, đánh giá các ảnh hưởng đến an toàn vận hành của hệ thống đường ống khi tiếp nhận khí từ mỏ Thiên Ưng, Đại Hùng với thành phần CO_2 cao hơn và đề xuất các giải pháp chống ăn mòn cụ thể.

Từ khóa: Đường ống dẫn khí, ăn mòn, CO_2 , Bạch Hổ - Dinh Cố.

1. Giới thiệu

Các dạng ăn mòn phổ biến đối với đường ống dẫn khí gồm: ăn mòn đều, ăn mòn cục bộ (ăn mòn pitting, ăn mòn khe, ăn mòn mesa, ăn mòn vùng hàn), nứt do tác động môi trường và phá hủy do dòng chảy [1, 2].

Nhiều tác nhân hóa học khác nhau trong đường ống có thể ảnh hưởng đến quá trình ăn mòn bên trong hệ thống. Sự phá hủy ăn mòn đối với từng tác nhân sẽ thay đổi theo điều kiện vận hành và môi trường vật lý. Có 4 tác nhân chính: CO_2 , H_2S , O_2 , hoạt động trao đổi chất của vi khuẩn. Để tác nhân này có thể gây ăn mòn, bắt buộc phải có nước [1, 2].

Các cơ chế phá hủy: Cơ chế ăn mòn (ăn mòn Galvanic, ăn mòn do chênh lệch nồng độ), cơ chế nứt do tác động môi trường (phá hủy do hydro, nứt ăn mòn ứng suất, giòn do kim loại lỏng), cơ chế phá hủy do dòng chảy (xói mòn, va chạm, ăn mòn xói mòn, tạo bọt khí) [3].

2. Hiện trạng ăn mòn đường ống dẫn khí của PV GAS và Vietsovpetro trên cơ sở dữ liệu vận hành đến thời điểm hiện tại

Trên cơ sở các thông số vận hành, khi có nước, cơ chế ăn mòn chủ yếu đối với đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố là ăn mòn do CO_2 [4]. Khả năng xảy ra và cơ chế ăn mòn được đưa ra trong Bảng 1:

- Có khả năng: Cơ chế này khi chưa áp dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn có khả năng phá hủy tính toàn vẹn của thiết bị/đường ống theo thiết kế. Các biện pháp phòng ngừa cần được áp dụng để kiểm soát mối nguy.
- Không có khả năng: Cơ chế này dự báo sẽ không có ảnh hưởng đáng kể đến tính toàn vẹn của thiết bị/đường ống theo thiết kế. Không cần sử dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn.

Mỗi cơ chế "Có khả năng" sẽ cần sử dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn. Nguy cơ xảy ra những cơ chế này sau khi được áp dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn được chia thành 3 mức độ:

- Cao: Dù sử dụng các biện pháp nhưng khả năng xảy ra rất cao, cần tăng cường kiểm tra, theo dõi, bảo

dưỡng để kiểm soát nguy cơ, có thể phải thay đổi thiết kế/vật liệu nếu cần.

- Trung bình: Có thể kiểm soát sử dụng các phương pháp công nghiệp đã được công bố; kiểm tra, theo dõi, bảo dưỡng ở mức độ thông thường.

- Thấp: Chỉ cần kiểm tra, theo dõi và bảo dưỡng ở mức độ tối thiểu.

Dựa trên đánh giá cơ chế phá hủy và nguy cơ đối với đường ống dẫn khí, có thể kết luận cơ chế ăn mòn chính là do CO₂.

3. Đánh giá tốc độ ăn mòn đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố bằng phương pháp mô phỏng thực nghiệm và lý thuyết

Các phần mềm mô phỏng thường được thiết lập chế độ an toàn khi đưa ra kết quả tốc độ ăn mòn dự đoán và trong nhiều trường hợp mức độ ăn mòn cao hơn thực tế rất nhiều. Một số phần mềm lại giả sử đường ống có sự bảo vệ từ lớp dầu hoặc sản phẩm ăn mòn và đưa ra mức độ ăn mòn thấp hơn so với thực tế [5 - 8].

Theo tiêu chuẩn của Canada, bất kỳ khí có nhiệt độ điểm sương dưới nhiệt độ vận hành sẽ được coi là không có tính ăn mòn. Khí chứa H₂S và CO₂ có nhiệt độ điểm sương dưới nhiệt độ vận hành do khử nước hoặc sử dụng chất ức chế, cũng được coi là không có tính ăn mòn [9]. Nhiệt độ điểm sương của khí trong đường ống được duy trì ở mức 5°C ở áp suất vận hành, thấp hơn rất nhiều so với nhiệt độ vận hành (khoảng 30°C).

Số liệu trong giai đoạn 2010 - 2017 được Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Dịch vụ Kỹ thuật (DMC RT) sử dụng là kết quả thực tế, trong khi đó WebCorr và DNV sử dụng kết quả dự báo từ phần mềm Hysis. Ngoài ra, WebCorr không tính đến tham số hàm lượng acid acetic/acetate và hàm lượng bicarbonate, 2 yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến tốc độ ăn mòn. Trong khi đó, DNV có tính đến các tham số này nhưng bộ dữ liệu thiếu chắc chắn (2 bộ dữ liệu lệch nhau tương đối lớn).

Thực nghiệm bằng phương pháp đo điện hóa và phương pháp tổn hao khối lượng, tốc độ ăn mòn khi hàm lượng CO₂ trong khí tăng lên khoảng 3% mol ở điều kiện

Bảng 1. Tóm tắt các cơ chế phá hủy và nguy cơ xảy ra

Cơ chế	Nguy cơ	Nguy cơ sau áp dụng biện pháp giảm thiểu ăn mòn
Ăn mòn oxy	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn vi khuẩn	Không có khả năng	Không có khả năng
Giòn thủy ngân lỏng	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn xói mòn	Không có khả năng	Không có khả năng
H ₂ S (do MIC)	Không có khả năng	Không có khả năng
H ₂ S (nước chua)	Có khả năng	Thấp
Cặn	Không có khả năng	Không có khả năng
Clo hòa tan	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn CO ₂	Có khả năng	Trung bình
Ăn mòn vùng hàn	Có khả năng	Thấp
Giòn nhiệt độ thấp	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn dưới lớp cặn	Có khả năng	Thấp
Acid hữu cơ	Có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn đỉnh ống	Có khả năng	Thấp

Bảng 2. So sánh tốc độ ăn mòn từ các phần mềm với số liệu coupon/đầu dò

Đơn vị thực hiện	Phần mềm	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)							
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DMC-RT	ECE 5.4	0	0	0	0	0,01	0,01	0,04	0,08
	M-506	-	-	-	0,19	0,31	0,3	0,57	0,69
DNV	ECE 4	-	-	-	-	-	0,46	0,58	0,8
	Predict 6.1	-	-	-	-	-	0,045	0,0005	0,0005
WebCorr	ECE 5.1	-	-	-	-	-	0,3	0,41	0,62
	Predict 6.1	-	-	-	-	-	0,66	0,81	1,1
	M-506	-	-	-	-	-	0,42	0,62	0,99
	DWM	-	-	-	-	-	0,42	0,53	0,72
Probe		NA	NA	0,00035	0,00155	0,00195	0,0003	0,0001	0,00025
Coupon		0,002	0,0015	0,0025	0,00231	0,00068	0,00035	0,00055	0,00013

mô phỏng khắc nghiệt hơn thực tế (dung dịch NaCl 0,1%, 1.000ppm acid acetic) ở mức 0,86mm/năm (phương pháp điện hóa) và mức 0,66mm/năm (phương pháp tổn hao khối lượng). Nếu sử dụng chất ức chế có hiệu quả bảo vệ trên 90% và đảm bảo các yếu tố về độ tương thích và độ bền, tốc độ ăn mòn sẽ giảm về mức dưới 0,086mm/năm và 0,066mm/năm tương ứng, chiều dày ăn mòn dự trữ cần 0,59mm đến 0,77mm.

Theo tiêu chuẩn của NACE, nếu không có nước, CO₂ là chất không ăn mòn [1]. Trên thực tế, hàm lượng nước trong đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố rất thấp, tốc độ ăn mòn chậm, điều này được phản ánh qua kết quả khảo sát bằng đầu dò và coupon.

Tuy nhiên, theo ghi nhận và thông tin từ PV GAS, trong quá trình vận hành, đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố gặp phải các vấn đề liên quan đến ăn mòn tại một số vị trí và đã phải sửa chữa. Để kiểm soát vấn đề này, cần nghiên cứu và khảo sát điều kiện địa hình tuyến ống biển, từ đó tính toán được góc tới hạn của độ nghiêng cho từng đoạn ống, tính toán vị trí có nguy cơ đọng nước và đưa ra biện pháp xử lý phù hợp. Phóng thoi định kỳ cũng là biện pháp để kiểm soát các bất thường này [1, 5].

4. Đánh giá hiệu quả của hóa phẩm chống ăn mòn đang sử dụng tại đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố và đề xuất các giải pháp chống ăn mòn hiệu quả

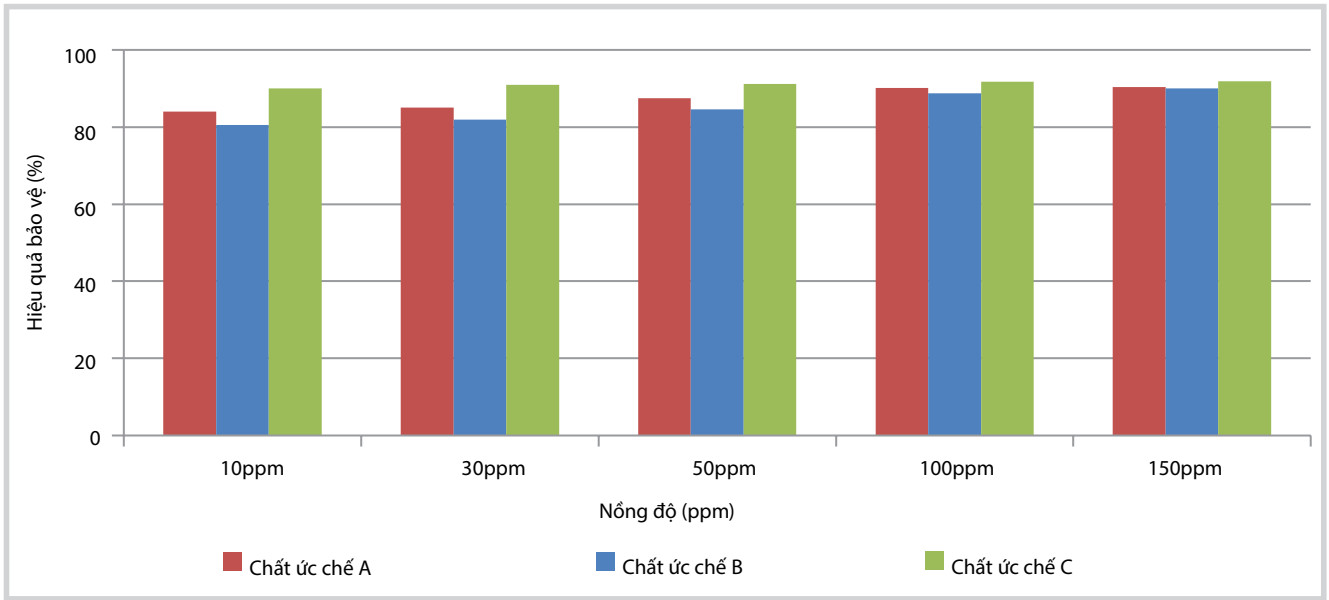
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp đặt mẫu coupon (Wheel test) và phương pháp đo điện trở phân cực trong điều kiện sục khí (LPR bubble test) [3, 10 - 12].

Các hóa phẩm chống ăn mòn được đánh giá gồm 1 mẫu hóa phẩm đang sử dụng (chất ức chế A) và 2 mẫu hóa phẩm thương mại khác (chất ức chế B và C).

- Chất ức chế A: BAKER PETROLITE CR080143.
- Chất ức chế B: CORRTREAT 5745.
- Chất ức chế C: HB CI 8102.

Kết quả đo điện hóa tại các nồng độ khảo sát và so sánh khả năng bảo vệ của 3 chất ức chế ở mỗi nồng độ cho thấy:

- + Đối với chất ức chế A: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 100ppm.
- + Đối với chất ức chế B: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 150ppm.



Hình 1. So sánh hiệu quả bảo vệ các chất ức chế

Bảng 3. So sánh hiệu quả bảo vệ

Nồng độ	Hiệu quả bảo vệ (%)		
	Chất ức chế A	Chất ức chế B	Chất ức chế C
10ppm	83,98	80,58	89,96
30ppm	85,10	81,89	90,92
50ppm	87,45	84,55	91,17
100ppm	90,12	88,69	91,73
150ppm	90,32	90,04	91,82

+ Đối với chất ức chế C: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 30ppm và đạt hiệu quả tối ưu ở nồng độ từ 100ppm.

Trong 3 chất ức chế A, B, C thì chất ức chế C cho hiệu quả bảo vệ cao nhất đạt trên 90% tại hầu hết các nồng độ khảo sát.

- Tách nước (kiểm soát điểm sương) kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp là biện pháp chủ yếu được sử dụng trên thế giới [1].

+ Ngay cả trong điều kiện áp suất riêng phần CO_2 cao (7 - 8 bar), nhiệt độ cao (93 - 130°C) và tốc độ dòng lớn (25m/s), chất ức chế ăn mòn vẫn đạt hiệu quả bảo vệ cao [10].

+ Ở nhiệt độ lên tới 150°C, áp suất CO_2 lên tới 10 bar, áp suất H_2S lên tới 10 bar, tốc độ dòng trên 20m/s, đường ống thép carbon vẫn hoạt động tốt bằng việc sử dụng chất ức chế ăn mòn [5].

- Tách CO_2 và kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp cũng là một giải pháp. Tuy nhiên, chi phí cho việc lắp đặt hệ thống tách CO_2 khá cao, cần cân nhắc yếu tố kinh tế khi quyết định sử dụng giải pháp này [13].

- Giải pháp khác: Điều chỉnh pH (The pH stabilisation technique): tăng pH sẽ tăng sự hình thành sản phẩm ăn mòn có tính bảo vệ trên bề mặt kim loại (FeCO_3) [13, 14].

Đề xuất yêu cầu về đặc tính kỹ thuật của khí giao vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố nhằm đảm bảo an toàn vận hành: Hạn chế tối thiểu hàm lượng các khí ăn mòn trong thành phần khí giao vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố. Theo kết quả thực nghiệm bằng phương pháp trong phòng thí nghiệm, tốc độ ăn mòn khi hàm lượng CO_2 tăng lên khoảng 3% mol ở điều kiện mô phỏng phòng thí nghiệm đạt mức 0,86mm/năm (phương pháp điện hóa) và mức 0,66 mm/năm (phương pháp tổn hao khối lượng). Nếu sử dụng chất ức chế có hiệu quả bảo vệ trên 90% và đảm bảo các yếu tố về độ tương thích và độ bền, tốc độ ăn mòn sẽ giảm về mức dưới 0,086 mm/năm và 0,066 mm/năm tương ứng, chiều dày ăn mòn dự trữ cần 0,59 - 0,77mm. Theo thiết kế, chiều dày ăn mòn dự trữ là 1mm, trong khi những năm trước đó, tốc độ ăn mòn không đáng kể, theo lý thuyết thành phần khí giao như vậy hoàn toàn đáp ứng yêu cầu vận hành an toàn. Tuy nhiên, để kiểm chứng các mô hình mô phỏng, các thử nghiệm hiện trường (field test) là yêu cầu bắt buộc trước khi áp dụng thực tế bởi thử nghiệm hiện trường sẽ mô phỏng được đầy đủ hơn các yếu tố trong thực tế.

5. Kết luận

Kết quả đánh giá cơ chế phá hủy và nguy cơ đối với đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố cho thấy cơ chế ăn mòn chính là do CO_2 . Với hàm lượng CO_2 được duy trì ở mức thấp (dưới 1% mol), ăn mòn CO_2 đang được khống chế bằng việc bơm chất ức chế ăn mòn. Trong thực tế vận hành, các vị trí ăn mòn xuất hiện bất thường trên đường ống, vì vậy cần thường xuyên theo dõi ăn mòn bằng việc phóng thoi định kỳ và sử dụng phần mềm mô phỏng, xác định các vị trí có nguy cơ ăn mòn cao.

Kết quả mô phỏng bằng các phần mềm mô phỏng với kết quả thực tế từ coupon, đầu dò, phần mềm Predict 6.1 cho kết quả phù hợp nhất.

Kết quả thử nghiệm bằng phương pháp điện hóa và thử nghiệm bằng phương pháp tổn hao khối lượng tương đối phù hợp so với các kết quả tốc độ ăn mòn từ coupon, đầu dò và phần mềm Predict 6.1.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất một số giải pháp chống ăn mòn: tách nước kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp; tách CO_2 kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp; sử dụng phần mềm Predict 6.1.

Tài liệu tham khảo

1. NACE International. *Control of internal corrosion in steel pipelines & piping systems*. NACE SP0106-2018-SG.
2. NACE International. *Internal corrosion for pipelines - Advanced*. www.nace.org.
3. S.Papavinasam, R.W.Revie, M.Attard, A.Demoz, K.Michaelian. *Comparison of laboratory methodologies to evaluate corrosion inhibitors for oil and gas pipelines*. Corrosion. 2003; 59(10): p.897 - 912.
4. *Internal corrosion study for PL-16A gas pipeline*, DNV GL. Report No.: 2014/474/008, Rev. 3.
5. Sergio D.Kapusta, Bernardus F.M.Pots, R.A.Connell. *Corrosion management of wet gas pipelines*. Corrosion. 25-30 April, 1999.
6. Rolf Nyborg. *CO_2 corrosion models for oil and gas production systems*. Corrosion. 14 - 18 March, 2010.
7. Seyed Mohammad Kazem Hosseini. *Avoiding common pitfalls in CO_2 corrosion rate assessment for upstream hydrocarbon industries*. The 16th Nordic Corrosion Congress, Stavanger Norway. 20 - 22 May, 2015.
8. Vishal V.Lagad, Sridhar Srinivasan, Russell D.Kane. *Facilitating internal corrosion direct assessment using*

advanced flow and corrosion prediction models. Corrosion. 16 - 20 March, 2008.

9. Standards Council of Canadian. *Oil & gas pipeline systems*. CAN/CSA-Z662-11.

10. Michael Swidzinski, Bob Fu, Audrey Taggart, W.Paul Jepson. *Corrosion inhibitor of wet gas pipelines under high gas and liquid velocities*. Corrosion. 2000.

11. S.Papavinasam. *Evaluation and selection of corrosion inhibitors*. Materials Technology Laboratory, Ottawa, Canada.

12. ASTM International. *Standard practice for*

preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens. ASTM G1.

13. Sridhar Srinivasan, Vishal Lagad. *ICDA: A quantitative framework to prevent corrosion failures and protect pipelines*. Corrosion. 12 - 16 March, 2006.

14. NACE International. *Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas (DG-ICDA)*. 2016.

15. WebCorr. *Prediction of corrosion growth rate for 16" Bach Ho - Dinh Co pipeline from 2015 to 2025*. CSM-15606.

CORROSION ASSESSMENT OF BACH HO - DINH CO GAS TRANSMISSION PIPELINE AND SOLUTIONS FOR CORROSION CONTROL

Phan Cong Thanh, Truong Quang Truong, Tran Mai Khoi

Petrovietnam Drilling Mud Corporation (DMC)

Email: truongtq@pvdmc.com.vn

Summary

Bach Ho - Dinh Co gas transmission pipeline (16" and 116.5km long) was put into operation in 1995 to transport associated gas from the Central Compression Platform (CPP) in Bach Ho field to Dinh Co Gas Processing Plant.

As gas output from Bach Ho field decreases, Vietsovpetro and Petrovietnam Gas Joint Stock Corporation (PVGAS) have considered the possibility of using this pipeline to transport gas from Dai Hung, Thien Ung, Ca Cho, Gau Chua and Dai Nguyet fields in the Nam Con Son basin to shore. The service life of Bach Ho-Dinh Co gas transmission pipeline therefore needs to be guaranteed until 2025 to meet the requirements for receiving and transporting new gas sources.

This article assesses the corrosive status of Bach Ho - Dinh Co gas pipeline system based on the design and operation parameters, updated results after survey, maintenance and repair. It also assesses the operational safety of the pipeline system when receiving gas with higher CO₂ content from Thien Ung and Dai Hung fields and proposes anti-corrosion solutions.

Key words: Gas pipeline, corrosion, CO₂, Bach Ho - Dinh Co.

TIN TRONG NƯỚC

Việt Nam đẩy mạnh hợp tác năng lượng với Kuwait

Ngày 26/4/2019, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tiếp ông Khaled Ali Al Fadhel - Bộ trưởng Dầu mỏ kiêm Điện lực và Nước Kuwait đang thăm và làm việc tại Việt Nam.

Về hợp tác đầu tư, Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định: “Việt Nam hoan nghênh và sẵn sàng tạo điều kiện cho các nhà đầu tư Kuwait đầu tư vào các dự án dầu khí, xây dựng cơ sở hạ tầng và mong muốn tiếp cận nhiều hơn nguồn vốn ODA từ Quỹ Kuwait phát triển kinh tế Arabia”.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng và Bộ trưởng Khaled Ali Al Fadhel nhất trí cho rằng dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có vai trò trụ cột quan trọng trong hợp tác kinh tế - thương mại - đầu tư giữa hai nước;



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng tiếp ông Khaled Ali Al Fadhel, Bộ trưởng Dầu mỏ kiêm Điện lực và Nước Kuwait. Ảnh: Đoàn Bắc

mong muốn các bên tiếp tục nỗ lực đổi mới quản lý, vận hành nhà máy bảo đảm an toàn và hiệu quả.

Ông Khaled Ali Al Fadhel khẳng định các nhà đầu tư Kuwait mong

muốn tiếp tục tăng cường đầu tư tại Việt Nam, đặc biệt trong lĩnh vực năng lượng, phát triển cơ sở hạ tầng và các lĩnh vực Kuwait có thế mạnh.

Đoàn Bắc

Việt Nam - UAE tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Ban lãnh đạo Mubadala Petroleum. Ảnh: PVN

Từ ngày 17 - 18/4/2019, tại thủ đô Abu Dhabi, TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Kỳ họp lần thứ 4 Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam và UAE do Bộ trưởng Bộ Công Thương Việt Nam Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Kinh tế UAE Sultan Bin Saeed Al Mansoori đồng chủ trì.

Hai bên đã thảo luận và thống nhất các nội dung quan trọng nhằm thúc đẩy quan hệ hữu nghị và hợp

tác giữa hai nước trong các lĩnh vực ngoại giao, thương mại, công nghiệp, năng lượng, nông nghiệp, đầu tư, tài chính, lao động, văn hóa, du lịch, đặc biệt hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Tại Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam - UAE, TS. Phan Ngọc Trung đã có bài trình bày về tổng quan lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên, tiềm năng hợp tác và đầu tư. Bài trình bày đã nhận được sự quan tâm

của nhiều đối tác tham dự bao gồm các cơ quan quản lý, doanh nghiệp UAE và một số công ty/tập đoàn đến từ Mỹ (Engie), Nigeria (Oando) đối với môi trường và cơ hội đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí và chế biến dầu khí tại Việt Nam.

Trong thời gian công tác ở UAE, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với lãnh đạo Công ty Dầu Quốc gia Abu Dhabi (Abu Dhabi National Oil Company - ADNOC) và Công ty Dầu khí Mubadala (Mubadala Petroleum) để trao đổi về các lĩnh vực hợp tác và giới thiệu các dự án đầu tư tiềm năng giữa hai bên, trong đó có việc triển khai một số dự án về thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam, cũng như thúc đẩy các hoạt động hợp tác trong lĩnh vực mua bán khí LPG, lưu huỳnh, dầu thô và cung cấp dịch vụ kỹ thuật liên quan tới dầu khí tại UAE trong thời gian tới.

Tiến Đạt

ADNOC mong muốn mở rộng kinh doanh tại Việt Nam



TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc PVN tiếp ông Abdulla R. Al Qubaisi - Phó Chủ tịch ADNOC

Ngày 4/4/2019, tại Hà Nội, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp ông Abdulla R. Al Qubaisi - Phó Chủ tịch Công ty Dầu Quốc gia của Tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất Abu Dhabi (Abu Dhabi National Oil Company - ADNOC) và đoàn công tác.

ADNOC được thành lập năm 1971, là doanh nghiệp sản xuất dầu lớn thứ 12 thế giới, có 17 đơn vị thành viên và liên doanh hoạt động trong cả mảng thượng nguồn và hạ nguồn, tổng sản lượng hiện nay khoảng 3 triệu thùng/ngày, hướng đến mục tiêu sớm đạt 3,5 triệu thùng/ngày, 4 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và 5 triệu thùng/ngày

vào năm 2030, xuất khẩu khoảng 2 - 2,5 triệu thùng/ngày, phần lớn đến châu Á. ADNOC đã có các hợp đồng cung cấp sản phẩm trong lĩnh vực lọc hóa dầu cho DMC, cung cấp khí hóa lỏng LPG cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Phó Tổng giám đốc PVN Lê Mạnh Hùng đã trao đổi với đoàn công tác của ADNOC về các dự án trọng điểm từ khai thác đến vận chuyển, chế biến và kinh doanh trong lĩnh vực dầu khí.

Lãnh đạo ADNOC bày tỏ mong muốn tìm hiểu các cơ hội hợp tác đầu tư, mở rộng lĩnh vực kinh doanh tại Việt Nam. Khẳng định tiếp tục tăng cường quan hệ kinh doanh đã có với các đơn vị thành viên của PVN (như PV GAS, DMC...), ông Abdulla R. Al Qubaisi cho biết ADNOC quan tâm đặc biệt đến lĩnh vực chế biến dầu khí, cung cấp dầu thô cho các nhà máy lọc hóa dầu của Việt Nam.

Phong Lan - Hoàng Anh

ADNOC sẵn sàng cung cấp dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Ngày 5/4/2019, tại Quảng Ngãi, ông Abdulla R. Al Qubaisi - Phó Chủ tịch Công ty Dầu Quốc gia của Tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất Abu Dhabi (ADNOC) đã đến làm việc với Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR).

Lãnh đạo BSR đã giới thiệu với đoàn công tác của ADNOC cấu hình công nghệ, nguồn nguyên liệu đầu vào và cơ cấu sản phẩm, công tác vận hành, sản xuất kinh doanh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. BSR cũng thông tin về tiến độ triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ông Abdulla R. Al Qubaisi - Phó Chủ tịch ADNOC cho biết, ADNOC quan tâm đến cấu hình công nghệ, công suất chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng như khả năng



Đoàn công tác của ADNOC làm việc với BSR. Ảnh: PVN

chế biến sau khi hoàn thành dự án nâng cấp, mở rộng. ADNOC cho biết sẵn sàng hợp tác với BSR về việc cung cấp dầu thô, nguyên nhiên liệu đầu vào cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cũng như khả năng hợp tác trong

giai đoạn nâng cấp mở rộng nhà máy, đầu tư các dự án kho chứa dầu thô chiến lược phục vụ sản xuất kinh doanh của BSR nói riêng và an ninh năng lượng của Việt Nam nói chung.

Phong Lan - Hoàng Anh

Chuyển đổi hiệu quả khí có hàm lượng CO₂ cao và xu hướng phát triển trong công nghiệp lọc - hóa dầu

Từ ngày 9 - 10/5/2019, tại Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phối hợp tổ chức Hội thảo “Giải pháp khoa học công nghệ chuyển đổi hiệu quả khí có hàm lượng CO₂ cao để sản xuất năng lượng, hóa chất và vật liệu tiên tiến” và Hội thảo quốc tế “Xu hướng phát triển trong công nghiệp lọc - hóa dầu”.

Hội thảo “Giải pháp khoa học công nghệ chuyển đổi hiệu quả khí có hàm lượng CO₂ cao để sản xuất năng lượng, hóa chất và vật liệu tiên tiến” tập trung thảo luận các vấn đề: “Định hướng giải pháp khoa học

công nghệ để nâng cao hiệu quả sử dụng khí thiên nhiên hàm lượng CO₂ cao” (VPI); “Ảnh hưởng của hàm lượng CO₂ cao trong khí thiên nhiên” (Haldor Topsoe).

Tại Hội thảo, các đại biểu đã nghe giới thiệu về: “Công nghệ loại bỏ CO₂ từ khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao” (UOP Honeywell); Công nghệ khí tổng hợp của KBR - sử dụng khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao (KBR); “Phát triển công nghệ sản xuất vật liệu carbon nanotube (CNT) từ nguyên liệu khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao và các ứng

dụng của vật liệu CNT” (NTherma); “Nghiên cứu phát triển quá trình re-forming methane như một giải pháp tiềm năng sử dụng khí thiên nhiên giàu CO₂” (VAST)...

Hội thảo quốc tế “Xu hướng phát triển trong công nghiệp lọc - hóa dầu” có sự tham dự của các chuyên gia trong và ngoài nước, tập trung thảo luận 4 vấn đề chính: Xu hướng chuyển đổi năng lượng toàn cầu; Tích hợp lọc hóa dầu (Wood Mackenzie); Ứng dụng công nghệ 4.0 trong công nghiệp lọc hóa dầu (Honeywell); Chiến lược phát triển hóa dầu của SCG.

Linh Chi

VPI cung cấp 58 tấn anode hy sinh chống ăn mòn cho chân đế giàn BK20



VPI bàn giao sản phẩm anode cho Vietsovpetro. Ảnh: VPI

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đã cung cấp 58 tấn sản phẩm anode hy sinh hợp kim nhôm cho Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” để bảo vệ chống ăn mòn, đảm bảo tuổi thọ công trình theo thiết kế cho chân đế giàn dầu giếng BK20, thuộc Lô 09-1, bể Cửu Long, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam.

PGS.TS. Nguyễn Thị Lê Hiền - Giám đốc Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ VPI cho biết: VPI đã bàn giao 143 sản phẩm anode cho Vietsovpetro tại Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí.

Anode được chế tạo tại cơ sở sản xuất của VPI tại Khu công nghiệp

Đông Xuyên, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu có trọng lượng 405kg/sản phẩm, kích thước 244cm x 25,2cm x 24cm. Sản phẩm đã được kiểm định chất lượng và đáp ứng tiêu chuẩn quốc tế DNV RP B401, ISO 15589-2.

Anode hy sinh được sử dụng để bảo vệ chống ăn mòn cho các thiết bị, công trình trong môi trường nước biển như: chân đế giàn khoan, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí, tàu thuyền, cầu cảng...

Với điện thế âm hơn nhiều so với công trình thép, anode hy sinh có khả năng hòa tan để cung cấp dòng cathode, bảo vệ an toàn cho các công trình biển không bị ăn mòn.

Chỉ tính riêng lĩnh vực dầu khí, trước đây mỗi năm Việt Nam phải nhập khẩu khoảng 1.000 tấn anode để bảo vệ chống ăn mòn cho các công trình, dự án dầu khí, vì vậy việc VPI tự sản xuất được anode sẽ tiết kiệm nguồn ngoại tệ gần 4,5 triệu USD/năm cho đất nước.

Ngọc Linh

PVOIL khẳng định sẽ tiếp tục thoái vốn Nhà nước



PVOIL đặt mục tiêu doanh thu hợp nhất năm 2019 đạt 49.000 tỷ đồng. Ảnh: PVOIL

Ngày 26/4/2019, Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL) đã tổ chức Đại hội đồng cổ đông thường niên 2019 và thông qua kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2019 với doanh thu hợp nhất 49.000 tỷ đồng, tăng 20% so với năm 2018; lợi nhuận hợp nhất trước thuế 440 tỷ đồng, tăng 29% so với năm 2018.

Chia sẻ về kế hoạch giảm tỷ lệ vốn Nhà nước tại PVOIL xuống 35,1%, Tổng giám đốc PVOIL Cao Hoài Dương cho biết: "Việc thoái vốn Nhà nước nhằm mục tiêu tìm được cổ đông lớn có năng lực tài chính, kinh nghiệm trong kinh doanh xăng dầu, cũng như

có chiến lược hỗ trợ cho sự phát triển bền vững, gia tăng sức cạnh tranh của PVOIL. Hình thức thoái vốn là chào giá công khai theo lô để thu hút được các cổ đông lớn nhưng sẽ có điều kiện kèm theo để có thể lựa chọn được các cổ đông phù hợp".

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Hòa ghi nhận nỗ lực của PVOIL trong sản xuất kinh doanh, tiên phong trong ứng dụng công nghệ vào hoạt động kinh doanh xăng dầu, đồng thời đánh giá cao triển vọng phát triển của PVOIL.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PVOIL tập trung hơn nữa

cho công tác hoạch định chiến lược và dự báo để ứng phó tốt hơn với biến động của thị trường; tăng cường tiết giảm chi phí; mở rộng mạng lưới một cách hợp lý, trên cơ sở đảm bảo tính bền vững, gắn kết lâu dài, đem lại hiệu quả cho doanh nghiệp... Về công tác thoái vốn Nhà nước, ông Nguyễn Xuân Hòa đánh giá cao sự quan tâm của cổ đông SK Energy; đồng thời, cam kết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ luôn đồng hành với PVOIL để thúc đẩy việc này đi theo đúng lộ trình, đem lại hiệu quả tối ưu cho doanh nghiệp cũng như các cổ đông.

Trong Quý I/2019, PVOIL đã hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra, đẩy mạnh ứng dụng công nghệ trong kinh doanh xăng dầu. Từ ngày 3/4/2019, các cửa hàng xăng dầu của PVOIL đã ứng dụng tích hợp PVOIL Easy thanh toán bằng thẻ quà tặng điện tử Got It. Trong tháng 5, PVOIL sẽ tiếp tục vận hành thanh toán mua xăng dầu qua ứng dụng ViettelPay và thẻ Vietcombank. PVOIL là doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu đầu tiên và duy nhất tại Việt Nam chấp nhận thanh toán qua thiết bị di động, đón đầu xu hướng thanh toán điện tử nhằm thu hút khách hàng, gia tăng sản lượng bán lẻ.

Minh Anh

Hạ thủy Module train A Dự án cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1



Tổ hợp Module train A được hạ thủy xuống sà lan VSP-05 để vận chuyển và lắp đặt trên biển. Ảnh: Tiến Xuân

Ngày 8/4/2019, Tổ hợp Module train A thuộc Dự án "Cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1" đã được hạ thủy xuống sà lan VSP-05 để vận chuyển và lắp đặt trên biển.

Dự án được khởi công từ ngày 19/9/2018, với tổng mức đầu tư gần 30 triệu USD do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, Xí nghiệp Khai thác các công trình khí được giao là đơn vị quản lý dự án, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển là đơn vị thiết kế bản

vẽ thi công và Xí nghiệp Xây lắp là đơn vị thi công chính.

Khi dự án đưa vào hoạt động sẽ góp phần nâng cao công suất nén khí về bờ và khí gaslift, đảm bảo tận thu khí đồng hành ở vòm Bắc mỏ Bạch Hổ và tăng khả năng khai thác dầu, đảm bảo cung cấp gaslift cho khai thác dầu tại vòm Bắc mỏ Bạch Hổ và gia tăng lượng khí về bờ từ bể Cửu Long; đồng thời tăng cường khả năng đáp ứng nhu cầu dịch vụ nén và vận chuyển khí.

Nguyễn Thanh

PV Power sẽ sản xuất đạt 21,6 tỷ kWh điện trong năm 2019



Nhà máy Điện Vũng Áng 1. Ảnh: PV Power

Tại Đại hội đồng cổ đông thường niên năm 2019, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đã công bố kế hoạch sản xuất kinh doanh 2019 với sản lượng điện dự kiến sẽ đạt 21,6 tỷ kWh, tăng 2,82% so với năm 2018.

PV Power cũng đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 32.769,5 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 2.500,2 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 2.275,2 tỷ đồng, nộp

ngân sách Nhà nước 1.304,5 tỷ đồng, tỷ lệ chia cổ tức bằng cổ phiếu dự kiến ở mức 6%.

Chủ tịch HĐQT PV Power Hồ Công Kỳ cho biết, Tổng công ty sẽ bám sát thị trường điện cạnh tranh, tối ưu hóa hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh các nhà máy điện; sẵn sàng tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Theo kế hoạch, PV Power sẽ tiến hành trung

tu Nhà máy Thủy điện Hòa Na, tiểu tu các nhà máy điện: Cà Mau 1 và 2, Nhơn Trạch 1 và 2, Đakđrinh, Nậm Cắt; sửa chữa định kỳ Nhà máy điện Vũng Áng 1...

Trong Quý I/2019, PV Power đã sản xuất trên 5,5 tỷ kWh điện (vượt kế hoạch 2%), tổng doanh thu ước đạt 8.403,3 tỷ đồng (vượt kế hoạch 4%), lợi nhuận trước thuế ước đạt 860,7 tỷ đồng (vượt kế hoạch 70%).

Trong năm 2018, PV Power đã sản xuất trên 21 tỷ kWh điện, chiếm 11% tổng sản lượng điện toàn quốc. Tổng doanh thu hợp nhất đạt 33.260 tỷ đồng, vượt kế hoạch 6% (trong đó Công ty mẹ đạt 24.218 tỷ đồng, vượt kế hoạch 8%). Lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 2.492 tỷ đồng, vượt kế hoạch 7% (trong đó Công ty mẹ đạt 2.663 tỷ đồng, vượt kế hoạch 29%). Nộp ngân sách Nhà nước 1.295 tỷ đồng, vượt kế hoạch 5% (trong đó Công ty mẹ nộp ngân sách 703 tỷ đồng, đạt 100% kế hoạch).

Thúy Hằng

Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành trở lại sớm 8 ngày

Ngày 2/5/2019, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTP (PVFCCo, mã chứng khoán DPM) cho biết đợt bảo dưỡng, sửa chữa cơ hội tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã hoàn thành sớm hơn so với kế hoạch dự kiến 8 ngày.

Cụ thể, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã vận hành trở lại an toàn, ổn định, sản xuất ra sản phẩm NH_3 vào ngày 30/4/2019 và sản phẩm urea vào ngày 1/5/2019. Ngay sau đó, PVFCCo đã phân phối sản phẩm tới các vùng tiêu thụ để kịp thời cung ứng phân bón cho vụ hè thu/mùa mưa.

Đợt bảo dưỡng, sửa chữa cơ hội thành công sẽ giúp Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã hoạt động liên tục trong 15 năm qua có thể tiếp tục vận hành



Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành trở lại an toàn, ổn định. Ảnh: PVFCCo

an toàn, ổn định, hiệu quả trong thời gian tới.

Trong năm 2019, PVFCCo đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 8.645 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 205 tỷ đồng. Để duy trì tỷ lệ chia cổ tức

10% như năm 2018, PVFCCo cho biết sẽ tập trung triển khai các giải pháp đồng bộ để tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá nguyên liệu đầu vào tiếp tục tăng cao.

Vũ Đình

DMC đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 1.962 tỷ đồng trong năm 2019



DMC dự kiến cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho 22 giếng khoan trong năm 2019. Ảnh: DMC

Tại Đại hội đồng cổ đông thường niên năm 2019, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đặt mục tiêu tổng doanh thu 1.962 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 3,17 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 0,17 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 77 tỷ đồng, tỷ lệ chia cổ tức/vốn điều lệ dự kiến ở mức 1,6%. DMC dự kiến sẽ cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho 22 giếng khoan của Vietsovpetro, PVEP, Thang Long JOC, Murphy, JVPC, Rosneft, Idemitsu, Vietgazprom...

Về các nhiệm vụ trọng tâm, Tổng giám đốc DMC Hoàng Trọng Dũng cho biết DMC sẽ tập trung hoàn thiện Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, tạo sự đột phá trong

hoạt động sản xuất kinh doanh; tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc, tinh gọn bộ máy; cải tiến cơ chế để thúc đẩy, phát triển hoạt động sản xuất kinh doanh, cung cấp dịch vụ và thương mại.

Đồng thời, DMC tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh, hạ giá thành sản phẩm; đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, phát triển dòng sản phẩm, dịch vụ mới có hiệu quả kinh tế, làm nền tảng cho sự phát triển bền vững của DMC.

Trong lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật, DMC chuẩn bị các phương án cạnh tranh tổng thể, hiệu quả, đặc biệt là trong lĩnh vực dịch vụ cung cấp dịch vụ dung dịch khoan; phát triển dịch vụ sơn, chống ăn mòn công nghiệp. DMC đang nghiên cứu xuất

khẩu sản phẩm ra nước ngoài; triển khai các giải pháp giảm tồn kho ở mức an toàn tối thiểu; giảm chi phí đầu vào, tăng hiệu quả kinh doanh; nghiên cứu triển khai các phương án kinh doanh sản phẩm khác ngoài lưu huỳnh và poly propylene, xem xét đến cơ hội và thị trường ngoài ngành Dầu khí.

Chủ tịch HĐQT DMC Trương Đại Nghĩa cho biết, HĐQT sẽ tập trung chỉ đạo phát triển các lĩnh vực cốt lõi của DMC (cung cấp dịch vụ dung dịch khoan, hoàn thiện giếng khoan và gia tăng thu hồi dầu); dịch vụ hỗ trợ khai thác; dịch vụ làm sạch và xử lý môi trường; các dịch vụ phục vụ lĩnh vực lọc, hóa dầu và công nghiệp (than, khoáng sản, điện, đạm, khí...); nghiên cứu phát triển các lĩnh vực mới như: khí công nghiệp, đầu tư hệ thống sản xuất, kinh doanh hóa chất công nghiệp...

Đặc biệt, DMC sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cấu trúc, sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp, phù hợp cho từng giai đoạn và tình hình thực tế (tái cấu trúc ngành nghề, nguồn lực tài chính, nhân sự...); chú trọng công tác quản trị doanh nghiệp, đào tạo, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực; tăng cường kiểm soát, tiết giảm chi phí, quản lý sử dụng vốn an toàn...

Hồng Trang

Công suất Phân xưởng DTY tăng lên 900 tấn/tháng

Ngày 8/5/2019, Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) cho biết đã đưa thêm 2 dây chuyền sản xuất sợi DTY vào vận hành, nâng công suất Phân xưởng sợi DTY lên khoảng 900 tấn/tháng.

Trong Quý I/2019, Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ vận hành liên tục, ổn định 10 dây chuyền sợi DTY, cung cấp cho thị trường trong nước và các đối tác Hàn Quốc, Nhật Bản gần 2 nghìn tấn sợi chất

lượng cao, với chi phí sản xuất đều giảm so với trước đây.

PVTEX cho biết đang xây dựng kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống thiết bị, máy móc để vận hành toàn bộ Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ. Trên cơ sở đó, đội ngũ chuyên gia nước ngoài sẽ đánh giá, chỉnh sửa hoàn thiện, tiến tới ký kết hợp đồng chính thức và vận hành toàn bộ Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ.

Hồng Minh

PV DRILLING CUNG CẤP GIÀN KHOAN CHO ENI VIETNAM

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) vừa ký hợp đồng với ENI Vietnam B.V. để cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling VI cho chương trình khoan thăm dò tại khu vực Lô 114 ngoài khơi Việt Nam. Chương trình khoan bắt đầu từ tháng 5/2019 và sẽ kéo dài trong khoảng 80 ngày.

Giàn khoan PV Drilling VI được Hiệp hội các nhà thầu khoan quốc tế (IADC) công nhận thành tích 4 năm vận hành không để xảy ra tai nạn gây mất thời gian lao động (Zero LTI).

Phạm Minh

TIN THẾ GIỚI

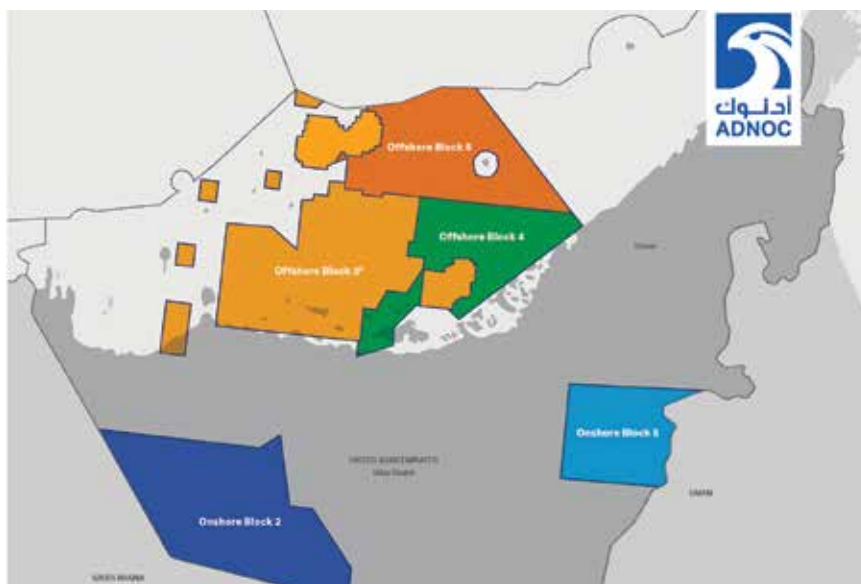
Abu Dhabi tổ chức vòng đấu thầu lần hai

Công ty Dầu khí Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC) vừa công bố vòng đấu thầu thứ hai cho 5 lô dầu khí mới gồm: 2 lô trên bờ (Onshore 5, Onshore 2) và 3 lô ngoài khơi (Offshore 3, Offshore 4, Offshore 5) với tổng diện tích khoảng 34.000km².

Lô Onshore 2 nằm giáp biên giới Saudi Arabia, được ADNOC cấp giấy phép riêng để tìm kiếm, thăm dò tài nguyên truyền thống và phi truyền thống. Lô Onshore 5 giáp biên giới Oman và các lô Offshore 3, 4, 5 là giấy phép để tìm kiếm, thăm dò tài nguyên dầu khí truyền thống.

Trong vòng đấu thầu này, Lô Offshore 3 có diện tích lớn nhất với hơn 11.000km² (1 phần nằm trong hợp đồng tô nhượng).

Bên cạnh một số lô đã có phát hiện dầu khí, các lô được đấu thầu tại vòng 2 này có 290 vỉa chứa mục tiêu và 92 cấu tạo triển vọng.



Các lô đấu thầu lần 2 của Abu Dhabi. Nguồn: ADNOC

Sau vòng đấu thầu đầu tiên vào tháng 3/2019, ADNOC đã nhượng quyền 2 lô ngoài khơi và 3 lô trên bờ với tổng diện tích 30.000km².

Trong đó, Lô Offshore 1 và 2 đã được nhượng quyền cho consortium/liên doanh điều hành bởi Eni

và PTTEP. Lô Onshore 1 được chuyển nhượng cho Bharat Petroleum Corp. Ltd. và Indian Oil Corp. Ltd.; Lô Onshore 3 được chuyển nhượng cho Occidental Petroleum và Lô Onshore 4 được trao cho Inpex Corp.

Linh Chi (theo ADNOC)

Chevron mua lại Nhà máy Lọc dầu Pasadena



Nhà máy Lọc dầu Pasadena. Nguồn: Houston Public Media

Ngày 1/5/2019, Chevron U.S.A Inc. (CUSA), cho biết đã hoàn tất việc mua lại cổ phần của Petrobras America Inc. tại Pasadena Refining System, Inc. (PRSI) và PRSI Trading LLC với giá trị 350 triệu USD, không bao gồm vốn lưu động.

Tổ hợp PRSI có diện tích 466 mẫu tại Pasadena, Texas, sẽ là nhà máy lọc

dầu tiếp theo của CUSA, sau nhà máy lọc dầu ở Pascagoula, Mississippi.

Tổ hợp lọc dầu Pasadena có công suất xử lý khoảng 110.000 thùng dầu thô/ngày, kết nối với đường ống, bến tàu để tiếp nhận và vận chuyển dầu thô, sản phẩm tinh chế. Trong đó, Nhà máy lọc dầu có diện tích 323 mẫu, bể chứa 5,1 triệu thùng. **Trần Anh** (theo Chevron)

BURU ENERGY CHUẨN BỊ KHOAN 3 GIẾNG TẠI MỎ UNGANI

Buru Energy Ltd., cho biết đang chuẩn bị cho chương trình khoan 3 giếng tại mỏ Ungani, bể Canning và các khu vực lân cận.

Theo kế hoạch, Buru Energy sẽ thực hiện khoan ở đỉnh vỉa Ungani, sau đó chuyển sang khoan và chống ống bên trên vỉa chứa Ungani-7 vào đầu tháng 5/2019. Buru Energy cũng dự kiến khoan giếng thăm dò Yakka Munga-1 để đánh giá vỉa chứa cát kết chứa dầu trong giếng Ungani Far West-1 gần đó.

Nằm trong khuôn khổ giấy phép L20 và L21, mỏ Ungani cách Broome 90km về phía Đông, được phát hiện vào năm 2011 bởi Buru Energy. Mỏ Ungani đang khai thác 4 giếng với sản lượng mỗi ngày khoảng 1.200 thùng dầu 37°API.

Mỏ Ungani được điều hành bởi Buru Energy (50%) và Roc Oil (50%).

Lê Ngọc (theo Buru)

Qatar ký hợp đồng thuê 8 giàn khoan cho Dự án mở rộng mỏ phía Bắc



Một giàn khoan của Qatar. Nguồn: Drilling Contractor

Qatar Petroleum vừa ký hợp đồng thuê 8 giàn khoan tự nâng để triển khai Dự án mở rộng mỏ phía Bắc, nhằm tăng công suất sản xuất LNG từ 77 triệu tấn/năm lên 110 triệu tấn/năm vào năm 2024. Các giàn khoan dự kiến sẽ bắt đầu khoan từ tháng 1/2020.

Trong đó, 6 hợp đồng được ký với Gulf Drilling International (GDI), 2 hợp đồng được ký với Công ty TNHH Northern Offshore Drilling, Mỹ. Thời gian thực hiện của các hợp đồng từ 2 - 4 năm, có thể kéo dài thời gian nếu được yêu cầu.

Trần Anh (theo Qatar Petroleum)

Shell phát hiện dầu khí tại vùng nước sâu vịnh Mexico



Vị trí phát hiện Blacktip. Nguồn: Equinor

Shell Offshore Inc. (công ty con của Royal Dutch Shell plc) vừa công bố phát hiện quan trọng về triển vọng Blacktip ở khu vực nước sâu tại vịnh Mexico, Mỹ.

Blacktip là phát hiện thứ hai của Shell tại Perdido Corridor và là một phần trong chiến lược thăm dò mở rộng của Shell tại khu vực nước sâu.

Blacktip nằm tại Alaminos Canyon, Lô 380, cách cấu tạo Perdido và phát hiện Whale khoảng 30 dặm. Phát hiện này tạo cơ hội để Shell gia tăng sản lượng trong khu vực vịnh

đại Perdido, nơi các mỏ như Great White, Silvertip và Tobago đang được khai thác.

Hoạt động khoan tại giếng Blacktip vẫn đang được tiến hành và đến nay đã gặp vữa chứa dầu có bề dày tầng sản phẩm hơn 400ft. Giếng đang được khoan sâu hơn để đánh giá thêm tiềm năng của cấu tạo. Blacktip được điều hành bởi Shell (52,375%) và các đối tác là Chevron U.S.A. Inc. (20%), Equinor Gulf of Mexico LLC (19,125%) và Repsol E&P USA Inc. (8,5%).

Hiền Trang (theo Shell)

SANTOS PHÁT HIỆN KHÍ TẠI MỎ CORVUS NGOÀI KHƠI TÂY AUSTRALIA

Santos xác nhận đã phát hiện cột khí lớn có chiều dày tầng sản phẩm đạt 2.093ft tại mỏ Corvus, ngoài khơi Tây Australia.

Giàn khoan tự nâng Noble Tom Prosser đã khoan giếng Corvus-2 tại khu vực nước sâu 207ft với tổng chiều sâu mét khoan 13.117ft trong bể Carnarvon theo giấy phép WA-45-R.

Giếng Corvus-2 gặp khu vực có độ thấm cao hơn so với giếng Corvus-1. Santos cho biết tỷ lệ condensate/khí ở giếng Corvus-2 lên tới 10 thùng/triệu ft³ với hàm lượng carbon dioxide là 7%.

Theo Santos, mỏ Corvus có thể kết nối với các nhà máy xử lý khí của Devil Creek hoặc Varanus Island.

Quang Trung (theo Santos)

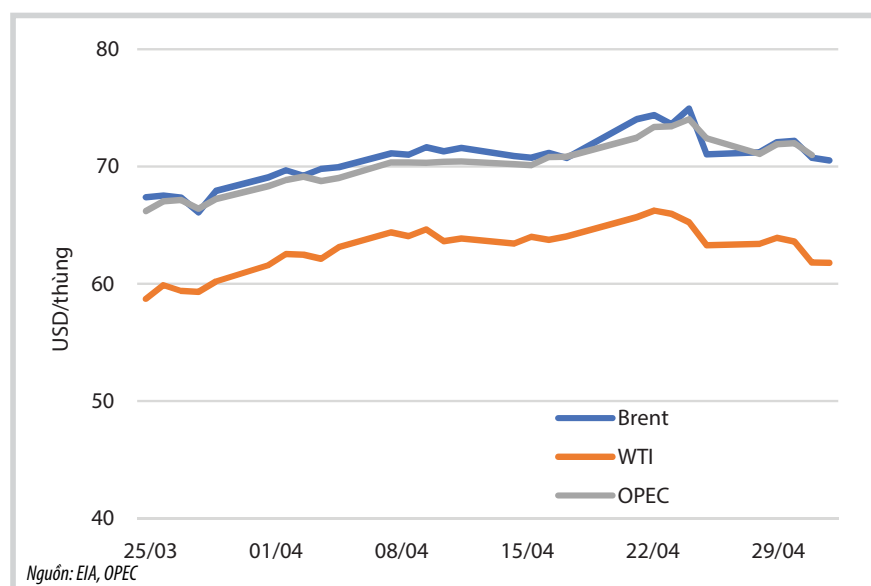
ENI KÝ THỎA THUẬN THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC LÔ 1 NGOÀI KHƠI BAHRAIN

Eni vừa ký thỏa thuận với cơ quan dầu khí quốc gia Bahrain (NOGA) để cùng thăm dò và khai thác Lô 1 ngoài khơi Bahrain. Theo biên bản thỏa thuận, Eni sẽ tiếp tục hoạt động thăm dò hơn 2.800km² khu vực ngoài khơi thuộc lãnh hải phía Bắc Bahrain, với độ sâu từ 10 - 70m.

Chi Linh (theo Eni)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu giao ngay giai đoạn 25/3 - 2/5/2019

Diễn biến giá dầu

Giá dầu thời gian qua biến động liên tục chủ yếu do các yếu tố chính trị, an ninh toàn cầu chi phối (Hình 1). Ngày 2/5/2019, Mỹ đã chính thức chấm dứt việc miễn trừ trừng phạt đối với 8 quốc gia và vùng lãnh thổ nhập khẩu dầu thô từ Iran. Quyết định này đã khiến giá dầu mỏ lên tới mức cao nhất kể từ tháng 11/2018, trong bối cảnh các nhà nhập khẩu chịu sức ép phải dừng mua dầu của Iran và nguồn cung toàn cầu bị thắt chặt. Giới phân tích cho rằng động thái trên của chính quyền Tổng thống Donald Trump nhằm tiếp tục "cô lập" kinh tế và chính trị Tehran kể

từ sau khi Nhà Trắng đơn phương rút khỏi thỏa thuận hạt nhân ký kết giữa Teheran và nhóm P5+1 trước đây.

Các lệnh trừng phạt của Mỹ, khiến hoạt động xuất khẩu dầu thô Iran sụt giảm 50% trong năm qua xuống dưới 1 triệu thùng/ngày và xuất khẩu dầu của Iran dự kiến giảm xuống mức thấp 500.000 thùng/ngày trong tháng 5/2019 do việc siết chặt các lệnh trừng phạt.

Phát biểu bên lề Triển lãm dầu mỏ và khí đốt tại Iran, Tổng Thư ký Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) Mohammed Barkindo cho biết tổ chức này nhất định phải tránh một "cuộc khủng hoảng năng

lượng" toàn cầu, trong bối cảnh một số quốc gia thành viên OPEC đang đối mặt với các lệnh trừng phạt còn một số quốc gia khác lại chật vật với tình hình bất ổn trong nước.

Các nhà phân tích cho rằng giá dầu sẽ tăng trong thời gian tới sau khi RIA cho biết Saudi Arabia sẽ không vội vàng tăng sản lượng cũng như OPEC và một số nhà sản xuất dầu khác, bao gồm Liên bang Nga, đang thực hiện thỏa thuận cắt giảm sản lượng cho đến tháng 6/2019. Tuy nhiên, vẫn có lo ngại về việc các nhà sản xuất dầu lớn có thể tăng nguồn cung để bù cho sản lượng xuất khẩu của Iran khiến giá dầu giảm.

Nhiều chuyên gia cho rằng giá dầu từ nay đến cuối năm và cả năm 2020 còn có nhiều biến động khó lường nhưng giá trung bình sẽ không tăng quá 80 USD/thùng vì các nước trên thế giới, kể cả Mỹ, đều cần giá dầu rẻ để phục hồi kinh tế và phát triển sản xuất. Chốt phiên giao dịch ngày 1/5/2019, giá dầu giao tháng 6/2019 như giá dầu WTI giảm nhẹ còn 63,60 USD/thùng, trong khi giá dầu Brent cố định ở mức 72 USD/thùng.

Cán cân cung - cầu dầu thô và sản phẩm lọc dầu chưa cân bằng, cung vẫn cao hơn cầu. Nhờ công nghệ thăm dò khai thác dầu khí (đặc

Bảng 1. Dự báo giá dầu WTI năm 2019

Đơn vị: USD/thùng

Tháng	Giá đầu tháng	Giá cuối tháng	Giá thấp nhất trong tháng	Giá cao nhất trong tháng	Thay đổi trong tháng (%)
5/2019	64,9297	65,9544	60,0484	66,7471	+2,92
6/2019	63,247	68,8301	63,247	68,8301	+8,11
7/2019	67,5898	66,7619	64,2038	69,2456	-1,24
8/2019	66,8087	63,0765	62,5335	67,5079	-5,92
9/2019	67,3014	65,3328	62,5026	67,4273	-3,01
10/2019	65,3649	63,0655	60,5326	66,5045	-3,65
11/2019	62,6403	57,2166	57,2166	63,7745	-9,48
12/2019	61,2776	59,473	55,9828	61,2776	-3,03

Nguồn: Walltinvestor.com

Bảng 2. Dự báo cán cân cung cầu năm 2019

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	Năm 2018	Năm 2019				
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
CẦU	99,2	99,5	100,4	101,2	101,2	100,6
OECD	47,7	47,7	47,6	48,4	48,2	48,0
Bắc Mỹ	25,5	25,4	25,8	26,1	25,9	25,8
Châu Âu	14,3	13,9	14,4	14,7	14,3	14,3
Châu Á - Thái Bình Dương	7,9	8,3	7,5	7,5	8,0	7,8
Các nước ngoài OECD	51,5	51,8	52,8	52,9	52,9	52,6
Liên Xô cũ	4,7	4,6	4,7	5,0	5,0	4,8
Châu Âu	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Trung Quốc	13,0	13,1	13,4	13,6	13,7	13,5
Các nước châu Á khác	13,9	14,3	14,4	13,9	14,4	14,3
Mỹ Latinh	6,4	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4
Trung Đông	8,4	8,2	8,6	8,8	8,2	8,5
Châu Phi	4,3	4,5	4,4	4,3	4,4	4,4
CUNG	100,1	99,6				
OECD	26,7	27,5	27,6	28,3	28,8	28,1
Bắc Mỹ	22,8	23,6	23,8	24,4	24,8	24,2
Châu Âu	3,5	3,4	3,3	3,4	3,5	3,4
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Các nước ngoài OECD	31,1	31,3	31,2	31,3	31,7	31,4
Liên Xô cũ	14,6	14,8	14,4	14,5	14,7	14,6
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	3,8	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8
Các nước châu Á khác	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2
Mỹ Latinh	4,5	4,5	4,8	5,0	5,1	4,8
Trung Đông	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Châu Phi	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gia tăng từ lọc dầu	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Nhiên liệu sinh học	2,6	2,3	2,8	3,0	2,7	2,7
Tổng các nước ngoài OPEC	62,7	63,4	63,9	64,9	65,5	64,4
Tổng OPEC	37,4	36,1				
Dầu thô	31,9	30,6				
NGL (khí lỏng trong điều kiện áp suất và nhiệt độ trên mặt đất)	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6

Nguồn: Báo cáo thị trường dầu tháng 4/2019 của IEA

biệt là dầu chứa trong đá phiến sét và đá chứa phi truyền thống) tiến bộ vượt bậc, cộng với các yếu tố chính trị phức tạp chi phối nên sản lượng dầu vẫn gia tăng hàng năm. Tình trạng này kéo theo hệ lụy là dù OPEC và Nga cố gắng cắt giảm sản lượng

tổng cộng khoảng 1,5 triệu thùng/ngày nhưng giá dầu vẫn tăng rất chậm, chưa đạt mong muốn của các nước xuất khẩu dầu ròng.

Trong Báo cáo thị trường dầu tháng 4 của Cơ quan Năng lượng

Quốc tế (IEA) (Bảng 2), cung dầu toàn cầu đã giảm 340.000 thùng/ngày trong tháng 3/2019 xuống còn 99,2 triệu thùng/ngày do OPEC+ đã tuân thủ thỏa thuận cắt giảm sản lượng cùng với việc sản lượng khai thác của Venezuela vẫn chưa khôi phục trở lại.

Trong tháng 3, sản lượng dầu thô của OPEC đã giảm 550.000 thùng/ngày, xuống còn 30,1 triệu thùng/ngày. Sản lượng của Saudi Arabia giảm xuống mức thấp nhất trong hơn 2 năm qua. Trong khi đó, sản lượng từ các nước ngoài OPEC tăng khoảng 210.000 thùng/ngày so với tháng trước, đạt 63,5 triệu thùng/ngày, chủ yếu từ Mỹ và Brazil.

Hoạt động dầu khí

Svenska Petroleum Exploration giao cho Exceed khoan giếng đầu tiên ở vùng nước sâu thềm lục địa Guinea Bissau, Tây Phi. Các hoạt động thăm dò tại khu vực này đã gia tăng sau khi Guinea Bissau cho phép mở rộng diện tích thăm dò. Theo đề án, Exceed bao gồm các dịch vụ quản lý, lập kế hoạch công nghệ, dịch vụ cung cấp thiết bị, vật liệu, logistics, quản lý sinh hoạt, sức khỏe, an toàn và khoan giếng.

ENI cho biết có 1 phát hiện dầu quan trọng khi khoan giếng thăm dò Agogo-1 tại Lô 15/06, cách bờ biển Angola 180km. Giếng Agogo-1 được khoan bằng tàu khoan Poseidon tới độ sâu 4.450m. Bề dày tầng sản phẩm ước tính 120m chứa dầu có chất lượng cao (31°API), nằm trong cát kết Miocene, lưu lượng dầu ước tính 20.000 thùng/ngày. Trữ lượng tại chỗ đạt khoảng 450 - 650 triệu thùng và có thể còn lớn hơn. Đây là phát hiện thương mại thứ 3 của Tổ hợp ENI - Sonagol P&P - SSI Fifteen Ltd. tại Lô 15/06, do ENI điều hành (36,8421% quyền lợi). ENI cho biết đang lập kế hoạch phát triển nhanh các mỏ đã được phát hiện trong 2 năm qua.

Đúng 1 ngày sau khi thông báo phát hiện dầu mới ở Angola, ENI lại cho biết có 1 phát hiện khí mới tại cấu tạo Nour, thềm lục địa Ai Cập, trong Lô tô nhượng Bắc Sinai, thuộc hải phận Địa Trung Hải. Trong khu

vực này, ENI giữ vai trò điều hành Công ty Khí đốt Ai Cập (EGAS) với 40% cổ phần, cùng với BP (25%), Mubadala Petroleum (20%) và Tharwa Petroleum Company (15%). Giếng Nour-1 được khoan bằng giàn bán chìm Scarabeo-9, trong vùng nước sâu 295m. Đến độ sâu 5.914m, giếng gặp lớp cát kết dày 33m có độ rỗng và độ thấm tốt cùng cột khí dày 90m, trong thành tạo Tineh tuổi Oligocene. Giếng chưa được thử vỉa nhưng đang tiến hành các nghiên cứu thăm định, phát triển mỏ để đưa vào khai thác sớm nhất, sử dụng cơ sở hạ tầng sẵn có trong khu vực.

Vedanta Limited - công ty dầu khí tư nhân lớn nhất của Ấn Độ thông báo phát hiện dầu khí tại giếng thứ hai H₂ thuộc Lô KG-OSN-2009/3, bể Krishna-Godavari, ngoài khơi bờ biển phía Đông Ấn Độ. Giếng A3-2 là giếng đầu tiên được khoan và phát hiện dầu khí trong tầng chứa Mesozoic ở độ sâu 3.310 - 4.026m. Vedanta đang tiến hành công tác thăm lượng để đánh giá giá trị thương mại của các phát hiện trong thời gian qua.

Conrad Petroleum cho biết đã được Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia chấp thuận làm nhà điều hành hợp đồng chia sản phẩm (PSC) Duyung và triển khai kế hoạch phát triển mỏ khí Mako. Hợp đồng PSC Duyung bao phủ toàn bộ diện tích khu mỏ rộng 890km² tại tỉnh Riau Island với trữ lượng khoảng 276 tỷ ft³.

Murphy Oil đã ký hợp đồng với PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) để thu hồi vốn tại 2 chi nhánh ở Malaysia là Murphy Sabah Oil và Murphy Sarawak Oil với giá trị chuyển nhượng 2,127 tỷ USD tiền mặt và 100 triệu USD tiền hoa hồng nếu các giếng khoan thăm dò kết thúc vào năm 2020 có thể phát hiện trữ lượng mới.

Đến cuối năm 2018, trữ lượng thu hồi thực (net) của Murphy đạt 816 triệu thùng dầu quy đổi, trong đó 16% (129 triệu thùng) ở Malaysia. Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc Murphy cho biết chiến lược tái cơ cấu sau 20 năm hoạt động thành công ở Malaysia là thu gọn hoạt động kinh doanh để tập trung vào các hoạt động cốt lõi ở Tây Bán cầu, đạt lợi nhuận cao hơn, tăng nguồn tiền mặt cho cổ đông thông qua phân chia tài sản sẽ mua mới.

Spirit Energy (nhà điều hành, 40%), Suncor Energy Norge (30%), Faroe Petroleum (15%) và Aker BP (15%) đã triển khai đề án phát triển mỏ Oda (được phát hiện năm 2011 ở phía Nam Biển Bắc thuộc Na Uy). Dầu khai thác được chuyển đến mỏ Ekofisk và tiếp tục đưa vào hệ thống đường ống Bắc (Norpipeline) tới trạm nhận dầu (terminal) Teesside trên đất Anh, còn khí được bơm trở lại mỏ Ula để tăng cường thu hồi dầu. Đề án được thiết kế nhằm nâng cao hiệu quả các giếng khai thác, dựa trên nguyên tắc hợp tác giữa các doanh nghiệp cung cấp dầu, chủ các mỏ trên đường đi từ mỏ Oda đến các hộ tiêu thụ. Rune Martinsen - Giám đốc điều hành Spirit Energy giải thích bằng cách này các nhà cung cấp dầu liên kết với nhau, không tự xuất khẩu riêng lẻ, qua đó nâng cao khả năng thích ứng với thị trường.

Cu Ba đang khai thác các mỏ dầu khí bằng cách sử dụng các giếng khoan đặt trên đất liền và khoan xiên ra biển. Kết quả thăm dò địa chấn 2D trên 25.000km cho thấy có tiềm năng dầu khí ở vùng nước sâu. Thông tin này được trình bày tại Hội thảo Năng lượng, Dầu khí Cu Ba lần thứ hai. BGP Offshore (Trung Quốc) cho rằng nguồn tài liệu địa chấn đó có thể được thương mại hóa và Cu Ba đang có kế hoạch mở thầu trong thời gian tới cho hoạt động thăm dò sớm nhất 20 lô gần bờ. Sản lượng dầu khai thác



Nguồn: app.frame.io

ở Cu Ba trong 5 năm qua đạt 2,97 triệu tấn và sản lượng khí đốt hàng năm tăng 16%.

Sinochem Hongrun Petrochemical Co. Ltd ký hợp đồng với Honeywell (Mỹ) cung cấp giấy phép xây dựng cho nhà máy lọc hóa dầu công suất 100.410 thùng/ngày, dựa trên công nghệ alkylation dầu lỏng ionic tại Khu phát triển Kinh tế - Kỹ thuật Binhai, Sơn Đông, Trung Quốc.

Shenghong Refining & Chemical Co. Ltd đã ký hợp đồng với Axens (Mỹ) cung cấp công nghệ xử lý hydrocracking cặn dầu lọc để tăng sản lượng naphtha tại Liên hợp Lọc - hóa dầu Lianyungang City tại tỉnh Jiangsu (Trung Quốc).

Valero Refining NewOrlean LLC. (Mỹ) đầu tư 400 triệu USD để nâng công suất alkylation tại Nhà máy Lọc dầu St. Charles ở bang Louisiana.

ExxonMobil Corp. thông qua quyết định đầu tư cuối cùng (FID) để mở rộng Nhà máy sản xuất diesel sạch, công suất 270.000 thùng/ngày, tại Chi nhánh Esso Petroleum Corp., Southamton, Anh. ExxonMobil cũng vừa đạt hợp đồng FID nâng công suất Liên hợp lọc hóa dầu ở Singapore (591.000 thùng/ngày) thêm 200.000 thùng/ngày để chế biến dầu thô và chuyển hóa cặn dầu lọc thành các sản phẩm mới. Đề án này sử dụng công nghệ mới với các chất xúc tác chưa công bố của ExxonMobil, nhằm nâng cao độ tích hợp giữa 2 nhà máy

cracker dầu thô bằng hơi nước với Liên hợp lọc hóa dầu để sản xuất các chất bôi trơn có chất lượng cao, tăng sức cạnh tranh trên thị trường châu Á - Thái Bình Dương sau năm 2020.

Petrobras cho biết đã bán 8 trong tổng số 13 nhà máy lọc dầu tại Brasil có tổng công suất 1,1 triệu thùng/ngày và mạng lưới các trạm xăng ở Uruguay. Tập đoàn dầu khí lớn nhất Brazil cũng cho biết đã bán cổ phần của Công ty Phân phối và Thương mại Dầu khí và Nhiên liệu sinh học Petrobras Distribuidora. Đây là chi nhánh Petrobras chiếm 71% cổ phần với 34.000 trạm dịch vụ tại Brazil.

Trần Ngọc Toàn
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

ẢNH HƯỞNG CỦA THAY ĐỔI HÀM LƯỢNG LA TRONG PHỤ GIA ZSM-5 ĐỐI VỚI CÁC PHẢN ỨNG CRACKING

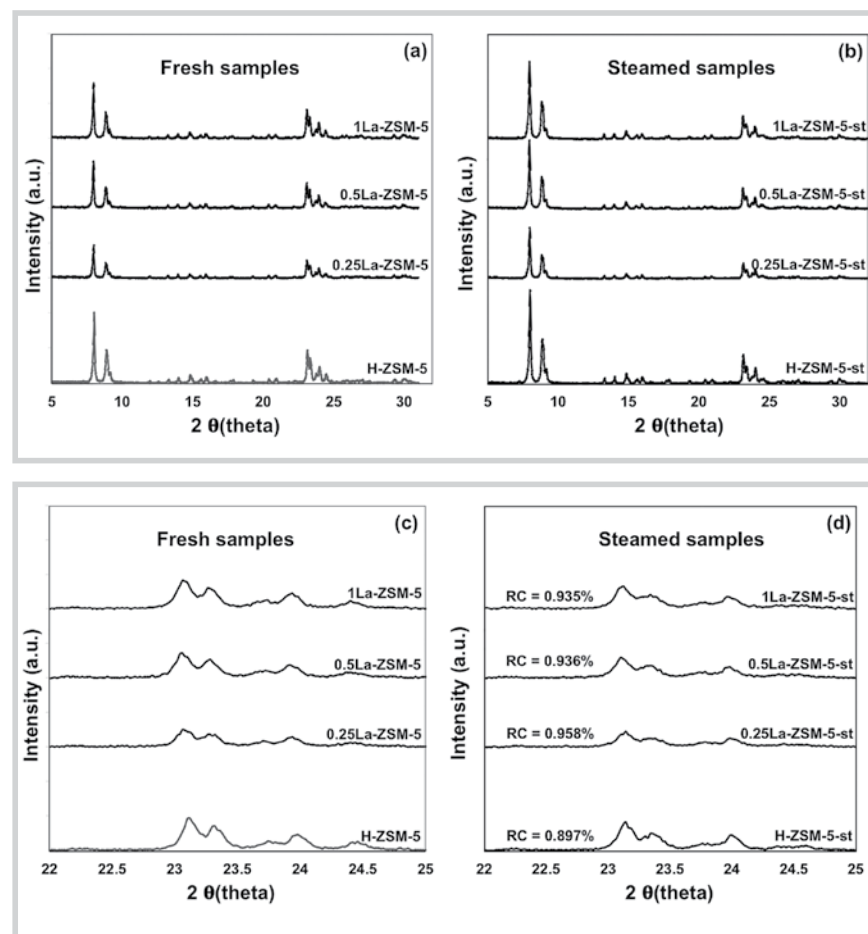
Nghiên cứu gần đây của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về quá trình biến tính ZSM-5 bằng La (Modification of a ZSM-5 catalyst by La for use in fluid catalytic cracking) nhằm gia tăng hiệu suất tạo propylene trong quá trình cracking nguyên liệu VGO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vừa được công bố trên Tạp chí Petroleum Science and Technology. Đây là tạp chí khoa học quốc tế uy tín, công bố các nghiên cứu mới nhất về công nghệ và khoa học dầu khí thuộc nhóm Q2.

Bài báo đã tập trung vào việc biến tính ZSM-5 với La nhằm gia

tăng độ bền hoạt tính của phụ gia. Các mẫu xLa/ZSM-5 với x là tỷ lệ mol La/Al ($x = 0,25 - 1$) đã được tổng hợp bằng phương pháp tẩm và so sánh với mẫu H-ZSM. Tất cả các mẫu phụ gia đều được giảm hoạt tính ở điều kiện thủy nhiệt khắc nghiệt: 100% hơi nước, 20 giờ ở 816°C nhằm có được điều kiện đánh giá so sánh gần với thực tế nhất. Bên cạnh đó, tất cả các mẫu trước và sau khi giảm hoạt tính đều được đặc trưng các tính chất hóa lý cũng như hoạt tính cracking sử dụng nguyên liệu VGO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm tìm mối liên hệ giữa quá trình đưa La vào phụ gia ZSM-5 cũng như ảnh hưởng

của hàm lượng La đến hoạt tính của phụ gia. Hiệu quả biến tính tốt nhất có thể nhận được với mẫu 0,25La. Hàm lượng La cao hơn lại làm giảm hiệu quả của quá trình biến tính. Các kết quả phân tích hóa lý cho thấy việc sử dụng dung dịch La^{3+} nồng độ thấp trong quá trình biến tính giúp tăng tương tác giữa tiền chất La với khung cấu trúc của ZSM-5, từ đó làm tăng hiệu quả của quá trình biến tính. So với mẫu chuẩn H-ZSM-5, mẫu 0,25La giúp tạo ra nhiều C3= olefin và hiệu suất phân đoạn xăng cũng cao hơn.

Trên thế giới, có rất ít nghiên cứu tiếp cận đầy đủ theo hướng nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng La và áp dụng quy trình giảm hoạt tính phụ gia ở điều kiện khắc nghiệt, đảm bảo so sánh hiệu năng các phụ gia ở điều kiện gần thực tế nhất. Bên cạnh đó, nghiên cứu này còn chỉ rõ sự quan trọng của quá trình giảm hoạt tính để so sánh các phụ gia. Cụ thể, trước khi giảm hoạt tính, thứ tự về hiệu năng là $0,25\text{La-ZSM-5} < 0,5\text{La-ZSM-5} < \text{H-ZSM-5} \approx 1\text{La-ZSM-5}$ nhưng sau khi giảm hoạt tính, thứ tự hoàn toàn thay đổi thành: $\text{H-ZSM-5} < 0,5\text{La-ZSM-5} \approx 1\text{La-ZSM-5} < 0,25\text{La-ZSM-5}$. Nghiên cứu cũng cho thấy sự quan trọng của thông số nồng độ dung dịch La^{3+} sử dụng trong quá trình biến tính. Trong khoảng nồng độ khảo sát 20 - 80mM, nồng độ thấp cho hiệu quả biến tính cao hơn nhiều và thông qua độ thay đổi của diện tích bề mặt của phần micropore, có thể tiếp cận được yếu tố này. Đặc biệt, nghiên cứu còn chỉ ra được mối liên hệ giữa các kết quả XRD, BET, TPD- NH_3 đến tương tác giữa La với cấu trúc ZSM-5 và ảnh hưởng đến hiệu quả quá trình biến tính như thế nào.



Kết quả XRD của các mẫu trước (fresh) và sau khi giảm hoạt tính (steamed) bằng quá trình steaming (ở 816°C, 20 giờ, 100% hơi nước) cùng độ tinh thể hóa tương quan (RC) của các mẫu sau khi giảm hoạt tính (steamed): (a, b) trong khoảng 5 - 35° 2θ; (c, d) trong khoảng 22 - 25° 2θ



Bảng 1. Kết quả cracking nguyên liệu VGO ở 520°C trên Ecat, Ecat + H-ZSM-5 và Ecat + 0,25La-ZSM-5 sau khi giảm hoạt tính

Mẫu	97% khối lượng Ecat + 3% khối lượng chất độn trợ	97% khối lượng Ecat + 3% khối lượng phụ gia đã giảm hoạt tính	
	Base	H-ZSM-5-st	0,25La-ZSM-5-st
Độ chuyển hóa MAT	59,08	69,66	75,34
Tổng olefin nhẹ (% khối lượng)	8,46	11,39	14,81
C3= (% khối lượng)	3,36	4,40	6,25
Xăng (% khối lượng)	41,6	47,80	51,83
LCO (% khối lượng)	17,56	18,96	18,63
HCO (% khối lượng)	23,35	11,38	6,05
Cốc (% khối lượng)	4,08	4,24	4,20

Nghiên cứu tiếp cận hướng đang được thế giới quan tâm: với xu hướng phát triển rất mạnh của xe điện, việc các nhà máy lọc dầu cần chuẩn bị chuyển đổi cơ cấu sản phẩm theo hướng giảm xăng, diesel và tăng olefin cho hóa dầu. Nghiên cứu tập trung cho đối tượng là Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và chỉ ra tiềm năng phát triển phụ gia ZSM-5 phù hợp cho cấu hình của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Kết quả thu được cho thấy đối với nguyên liệu đang được chế biến tại Nhà máy, việc sử dụng phụ gia ZSM-5 phù hợp (với hàm lượng nghiên cứu là 3%) có thể tăng

hiệu suất olefin C3= và tăng cả hiệu suất tạo xăng.

Từ nghiên cứu này, nhóm tác giả nhận định quy trình đánh giá và lựa chọn phụ gia cho xúc tác FCC, VPI hoàn toàn có khả năng thực hiện việc đánh giá lựa chọn phụ gia cho nhà máy lọc dầu dựa trên quy trình giảm hoạt tính cũng như đánh giá hoạt tính của phụ gia; cho thấy tiềm năng phát triển phụ gia phù hợp cấu hình của từng nhà máy lọc dầu nhằm tối đa hiệu suất các sản phẩm mong muốn và tiềm năng phát triển hóa dầu từ dầu thô theo hướng chuyển

đổi cơ cấu các sản phẩm chính sang olefin nhẹ.

Bài báo “Modification of a ZSM-5 catalyst by La for use in fluid catalytic cracking” được Petroleum Science and Technology công bố do các tác giả của Viện Dầu khí Việt Nam (gồm: Lê Phúc Nguyên, Trần Văn Trí, Ngô Thúy Phương, Lương Ngọc Thủy, Võ Nguyễn Xuân Phương và Đặng Thanh Tùng) thực hiện, được đăng tải trên đường link:

<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10916466.2019.1602643>

Lê Phúc Nguyên (giới thiệu)