

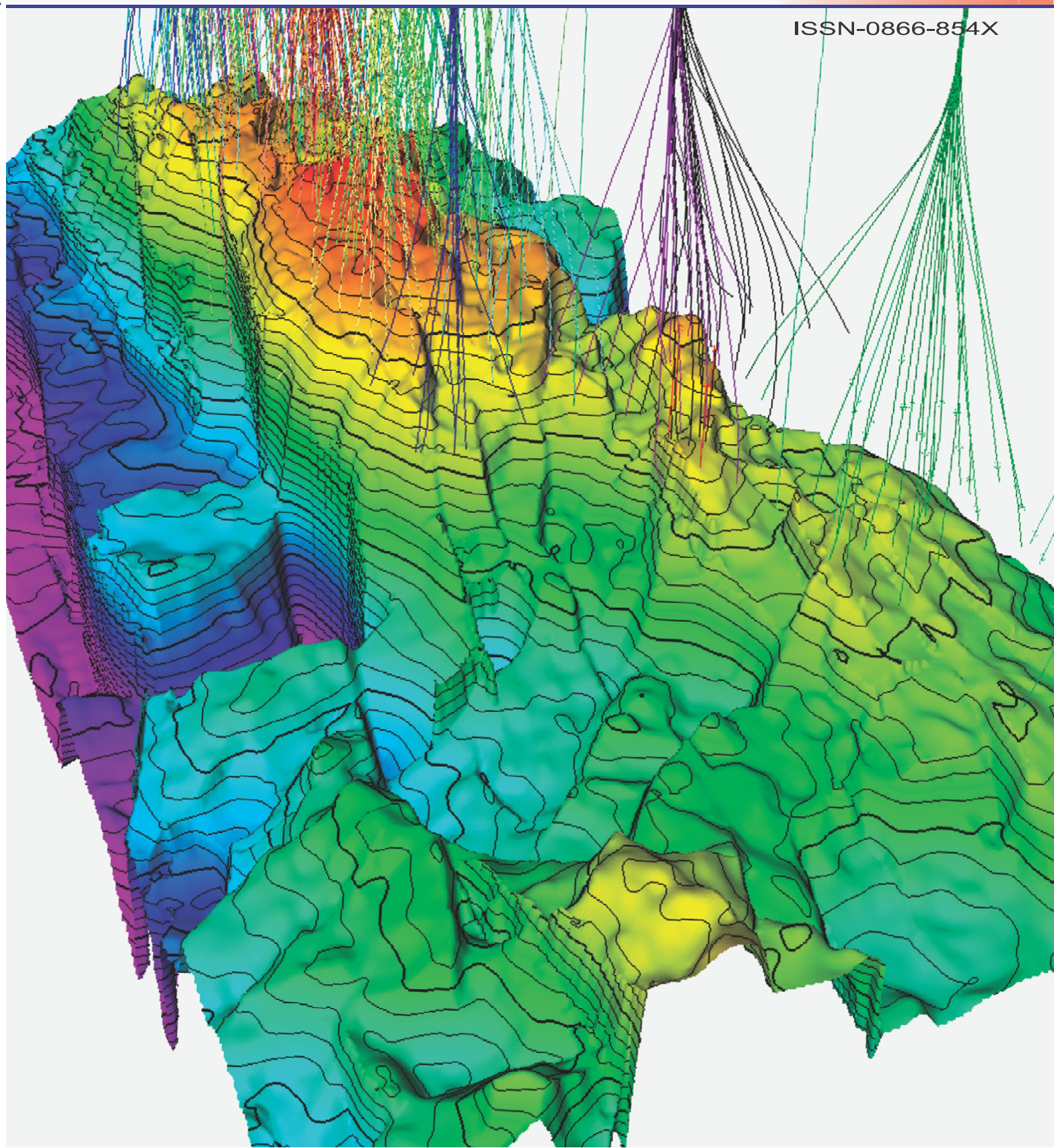
Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 2018

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. Tôn Anh Thi

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: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Mô hình 3D cấu trúc nóc tầng móng mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA



Tống Bì thư Nguyễn Phú Trọng tiếp Tổng thống Vladimir Putin - Tổng giám đốc Zarubezhneft, Moskva, Nga, 09/06/2018.

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin không chỉ nâng ly chúc mừng và dầu khí là lĩnh vực hợp tác then chốt có ý nghĩa chiến lược trong nhiều năm qua trên cơ sở đã nhất trí tạo điều kiện thuận lợi nhất để doanh nghiệp hai nước thực hiện hiệu quả các dự án hiện có, đồng thời mở rộng các dự án đầu tư mới với sự tham gia của các công ty dầu khí quốc gia trên lãnh thổ hai nước.

Ngay 06/09/2018, tại Thành phố Sochi, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã hội đàm với Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin.

Tổng thống Vladimir Putin khẳng định Liên bang Nga luôn coi Việt Nam là đối tác quan trọng hàng đầu tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương và tin tưởng chuyến thăm của Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng sẽ là một dấu mốc quan trọng, tạo động lực toàn diện giữa hai nước.

Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng khẳng định chủ trương nhất quán của Việt Nam coi Liên bang Nga là đối tác quan trọng và tin cậy hàng đầu của Việt Nam; nhân dân Việt Nam luôn ghi nhớ sự ủng hộ và giúp đỡ chí tình mà nhân dân Liên bang Nga đã dành cho Việt Nam.

Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi ý kiến về các phương hướng và biện pháp lớn nhằm thúc đẩy hợp tác song phương trên các lĩnh vực, nhất trí đưa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng đi vào chiều sâu và hiệu quả.

Về hợp tác kinh tế - thương mại, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin nhất trí đẩy mạnh các biện pháp nhằm khai thác tối đa hiệu quả của Hiệp định thương mại tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu, nâng cao hiệu quả hoạt động của Ủy ban liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học kỹ thuật trong việc đơn đốc, giám sát, thực

4

"GỖ" VƯỢT MẮC ĐỂ NGÀNH DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN



Ngày 10/9/2018 tại Hà Nội, Ủy ban Kinh tế Quốc hội đã chủ trì tổ chức Tọa đàm "Ngành Dầu khí Việt Nam trong ánh sáng công nghệ 4.0", trong đó ghi nhận các thách thức mà ngành Dầu khí đang phải đối diện. Trong bối cảnh giá dầu thế giới biến động, tiềm năng dầu khí trong nước không lớn, cơ chế thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực này đã không còn phù hợp... các ý kiến tại Tọa đàm cho rằng cần sớm sửa đổi Luật Dầu khí, để tạo hành lang pháp lý đồng bộ cho các doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào chuỗi giá trị dầu khí, tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế và ngân sách Nhà nước.

Để thực hiện các mục tiêu trong Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Ủy ban Kinh tế Quốc hội có ý kiến với các bộ ngành liên quan hoàn thành các nhiệm vụ và giải pháp đã được Thủ tướng Chính phủ giao trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt

7

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

20. Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các mỏ dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc trước Đệ Tam

27. Đặc điểm hoạt động diapir sét trong khu vực trung tâm bể trầm tích Sông Hồng

35. Hướng tiếp cận mới trong phân tích thử vỉa giếng khí có hàm lượng CO₂ cao

41. Ảnh hưởng của việc lựa chọn các phương trình trạng thái tới tính toán trữ lượng của vỉa khí ẩm



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

47. Giải pháp sử dụng khí đồng hành cho máy phát điện trên các công trình kết nối ngoài khơi tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

52. Hoạt động mua bán, sáp nhập doanh nghiệp trong đầu tư và tái cơ cấu danh mục đầu tư của các công ty dầu khí trên thế giới hiện nay

THÔNG TIN

THÔNG TIN

TÌM KIẾM, PHÁT HIỆN VÀ KHAI THÁC CÓ HIỆU QUẢ CÁC MỎ DẦU TRONG ĐÀ MÔNG NÚT NẾ - HANG HỌC TRƯỚC ĐỀ TÀI

Hàng Thường Sơn

Hồ Chí Minh Việt Nam

Email: nguyenthuongson@yahoo.com.vn

Tóm tắt

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất của Việt Nam có trữ lượng nổi lên trên 500 triệu tấn trữ lượng tại chỗ được khai thác với cường độ và sản lượng cao từ thời điểm đạt trên 12 triệu tấn hàng năm từ tầng chứa là đá móng granitoid Petronasi trong bể tiền đứt gãy Bắc Hải Nam. Kết quả khai thác dầu trong đá móng Bạch Hổ, không chỉ có thể chứng minh được rằng đá móng là thành phần chủ yếu của bể chứa dầu với sự có mặt của nước rêu, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thước đo trong đá móng nút nề gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khuếch tán biến động. Sự phân bố độ rỗng - thấm ở tầng móng cho thấy công nghệ phải tập trung để xử lý các giếng tìm kiếm và phát triển. Hiện nay ngoài Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", các nhà đầu tư khác đang khai thác dầu trong đá móng chung với hệ số thu hồi thấp, các tiếp tục để hình thành từ Vietsovpetro để gia tăng hiệu quả khai thác mỏ. Từ khóa: Đá móng, granitoid, đề tài, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát hiện và bắt đầu khai thác dầu mỏ ở mỏ Bạch Hổ từ ngày 6/9/1988. Từ kinh nghiệm của Vietsovpetro, nhiều mỏ dầu trong tầng chứa móng nút nề lần lượt đã được phát hiện và đưa vào khai thác. Đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 230 triệu tấn dầu (trong đó dầu khí từ tầng đá móng chiếm trên 85% sản lượng), thu gom và cung cấp vào bờ trên 34 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt gần 78 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam trên 48 tỷ USD. Đó là yếu tố quan trọng đảm bảo sự phát triển bền vững của ngành dầu khí, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và sự phát triển ổn định chung của nền kinh tế Việt Nam. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, đi đầu là Vietsovpetro đã xây dựng phương pháp luận về hệ thống dầu khí trong đá móng nút nề, đồng góp về hệ phương pháp nghiên cứu mỏ hình thái, các giải pháp công nghệ khoan trong đá móng nút nề, khai thác có độ tập trung cao, xây dựng và tối ưu hóa hệ thống xử lý với nhập độ cao, xây dựng các phân miền trình toán thông số vỉa, tổ chức xây dựng mỏ. Tiến tới sẽ có các công trình đầu tiên và dịch vụ nước ngoài đã hoàn thiện công nghệ khoan và khai thác dầu trong đá móng góp phần gia tăng sản lượng dầu Việt Nam. Tại bể Cửu Long, ngoài các mỏ dầu khí đã được phát hiện trong móng và đá móng khai thác như các mỏ Bạch Hổ, Rồng (Vietsovpetro); Nam Rồng - Đồi Mồi (Liên doanh

Nguồn tài liệu: 1/10/2012, Tạp chí Khoa học và Công nghệ 21 - 10/2012, Tạp chí Khoa học và Công nghệ 10/2012.

20 ISSN 1676-5544

20

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

56. Đặc điểm nhận dạng dòng chảy tập trung dạng ống trên tài liệu địa chấn bề trầm tích Kribi-Campo, Cameroon

FOCUS

Vietnam - Russia energy co-operation4

Obstacles to be removed for further development of the oil and gas industry7

Petrovietnam's contribution to the State Budget exceeds its 2018 plan by 10.4%.....10

BSR - PVOIL - PVPOWER: Growth triggered by equitisation14

Scientific Conference on 30 years of oil exploitation from Bach Ho basement reservoirs: Pro-actively conducting researches to find the best technical solutions16

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Effective exploration, discovery and exploitation of oil fields in pre-Tertiary fractured basement reservoirs20

Evolution characteristics of shale diapir in the centre of Song Hong basin27

A new approach to analyse high CO₂ gas well test35

Effect of the selection of state equations on reserve estimate of wet gas reservoir41

Solutions to use associated gas for power generators on interconnecting offshore structures in Bach Ho and Rong fields47

Merge and acquisition activities for investment and restructuring of oil and gas companies in a low oil price environment52

3D seismic expression of focused fluid flows from Kribi-Campo sedimentary basin, Cameroon56

NEWS

Petrovietnam and Petrolimex to comprehensively co-operate to enhance competitiveness66

VPI produces anti-corrosion anodes for RC1/3-RP1 gaslift pipeline66

Petroleum science and technology honoured in Vietnam Creativity Gold Book 201868

ASEAN-Vietnam LPG Forum 201869

PVTEX sells 1,145 tons of DTY fibre products70

Gazprom Neft and CNPC partner to develop EOR technologies71

Woodside and Uniper sign deal on LNG supply co-operation72

HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng tiếp ông Sergei Ivanovich Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft. Ảnh: PVN

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin khẳng định năng lượng và dầu khí là lĩnh vực hợp tác then chốt có ý nghĩa chiến lược trong nhiều năm qua; trên cơ sở đó nhất trí tạo điều kiện thuận lợi nhất để doanh nghiệp hai nước thực hiện hiệu quả các dự án hiện có, đồng thời mở rộng các dự án đầu tư mới với sự tham gia của các công ty dầu khí quốc gia trên lãnh thổ hai nước.

Ngày 6/9/2018, tại Thành phố Sochi, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã hội đàm với Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin.

Tổng thống Vladimir Putin khẳng định Liên bang Nga luôn coi Việt Nam là đối tác quan trọng hàng đầu tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương và tin tưởng chuyến thăm của Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng sẽ là một dấu mốc quan trọng, tạo động lực mới cho quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa hai nước.

Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng khẳng định chủ trương nhất quán của Việt Nam coi Liên bang Nga là đối tác quan trọng và tin cậy hàng đầu của Việt Nam; nhân dân Việt Nam luôn ghi nhớ sự ủng hộ và giúp

đỡ chí tình mà nhân dân Liên bang Nga đã dành cho Việt Nam.

Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi ý kiến về các phương hướng và biện pháp lớn nhằm thúc đẩy hợp tác song phương trên các lĩnh vực, nhất trí đưa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng đi vào chiều sâu và hiệu quả.

Về hợp tác kinh tế - thương mại, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin nhất trí đẩy mạnh các biện pháp nhằm khai thác tối đa hiệu quả của Hiệp định thương mại tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu; nâng cao hiệu quả hoạt động của Ủy ban liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học kỹ thuật trong việc đôn đốc, giám sát, thực



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng tiếp Alexey Borisovich Miller- Chủ tịch Gazprom. Ảnh: PVN



**TỔNG BÍ THƯ NGUYỄN PHÚ TRỌNG:
HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ
PHÁT TRIỂN RẤT NĂNG ĐỘNG**

Các liên doanh Việt - Nga trong lĩnh vực dầu khí như: Vietsovpetro, Rusvietpetro, Gazpromviet, Vietgazprom... là biểu tượng của sự hợp tác giữa hai nước trong thời kỳ mới, mang lại hiệu quả kinh tế rất tích cực cho cả Việt Nam và Liên bang Nga.

Dư địa hợp tác giữa hai nước trong lĩnh vực này còn rất lớn. Việt Nam đang trong giai đoạn công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, nhu cầu đầu tư, xây dựng và phát triển hạ tầng, năng lượng, điện là rất lớn. Đảng, Nhà nước Việt Nam luôn hoan nghênh, tạo điều kiện thuận lợi nhất cho các doanh nghiệp của Liên bang Nga tham gia vào các dự án hiện đại hóa các nhà máy điện trước đây do Liên Xô giúp xây dựng, cũng như các công trình mới về năng lượng. Điều này xuất phát từ kinh nghiệm hợp tác lâu năm với Liên bang Nga, do Liên bang Nga có trình độ kỹ thuật công nghệ cao, đồng thời là đối tác rất tin cậy của Việt Nam.

Hợp tác trong lĩnh vực dầu khí phát triển rất năng động, là một trong những lĩnh vực hợp tác mang tính chiến lược lâu dài cả về chính trị và kinh tế. Ngành Dầu khí đã trở thành ngành kinh tế mũi nhọn của Việt Nam. Tôi đánh giá cao hiệu quả hợp tác của các công ty Liên bang Nga như: Gazprom, Zarubezneft, Rosneft với Việt Nam trong thời gian qua. Việt Nam khuyến khích, ủng hộ và sẵn sàng tạo điều kiện tốt nhất cho các doanh nghiệp Liên bang Nga tiếp tục tăng cường đầu tư và hoạt động tại Việt Nam.



Lễ ký kết Biên bản ghi nhớ về hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với tỉnh Quảng Trị và Gazprom. Ảnh: PVN

hiện các thỏa thuận hợp tác, khuyến khích tìm kiếm các dự án trên các lĩnh vực năng lượng, dầu khí, nông nghiệp, hạ tầng giao thông đô thị, thông tin và viễn thông...

Đặc biệt, đối với lĩnh vực năng lượng và dầu khí, vốn là lĩnh vực hợp tác then chốt có ý nghĩa chiến lược giữa hai nước trong nhiều năm qua, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Vladimir Putin nhất trí tạo điều kiện thuận lợi nhất để doanh nghiệp hai nước thực hiện hiệu quả các dự án hiện có, đồng

thời mở rộng các dự án đầu tư mới với sự tham gia của các công ty dầu khí quốc gia trên lãnh thổ hai nước.

Trước sự chứng kiến của Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đã trao Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư điều chỉnh Lô 09-3 cho Zarubezneft. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã ký kết "Thỏa thuận các điều kiện cơ bản tham gia Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

2/09” giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Liên doanh Dầu khí Việt - Nga “Vietsovpetro” và Zarubezhneft; ký kết Biên bản ghi nhớ về hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với tỉnh Quảng Trị và Gazprom.

Ngày 7/9/2018, Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã tiếp lãnh đạo các tập đoàn Gazprom và Zarubezhneft. Nhấn mạnh hợp tác dầu khí, năng lượng chiếm vị trí quan trọng, mang tính chiến lược lâu dài trong quan hệ hai nước, Tổng Bí thư đánh giá cao quan hệ hợp tác giữa Gazprom và Zarubezhneft với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; đồng thời đề nghị các tập đoàn kiên trì thực hiện hiệu quả các hợp đồng hợp tác đã

ký kết, tiếp tục tăng cường các hoạt động hợp tác tại Việt Nam.

Tổng Bí thư khẳng định Việt Nam sẽ tạo điều kiện thuận lợi nhất cho các doanh nghiệp Liên bang Nga mở rộng quy mô hợp tác giữa hai bên, trong đó tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam, Liên bang Nga và nước thứ ba. Tổng Bí thư tin tưởng các dự án hợp tác giữa hai bên sẽ đạt được kết quả mong đợi, mang lại hiệu quả kinh tế, phục vụ lợi ích chung của cả hai quốc gia.

Lãnh đạo Gazprom, Zarubezhneft bày tỏ mong muốn tiếp tục mối quan hệ hợp tác lâu dài và hiệu quả với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đồng thời mở rộng hợp tác ra các lĩnh vực

khác như sản xuất điện, bảo vệ môi trường, đào tạo nguồn nhân lực... vì lợi ích và sự phát triển của mỗi quốc gia, đồng thời góp phần vào sự phát triển chung của quan hệ hữu nghị và hợp tác Việt Nam - Liên bang Nga.

Trong thời gian công tác tại Liên bang Nga, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn và đoàn công tác của Tập đoàn đã làm việc với ông Sergei Ivanovich Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft và ông Igor Ivanovich Sechin - Chủ tịch Rosneft để rà soát và thúc đẩy tiến độ triển khai các dự án hợp tác; thăm và làm việc tại trụ sở Công ty Liên doanh Rusvietpetro.

Thu Huyền - Hoàng Anh

"GỖ" VƯỚNG MẮC ĐỂ NGÀNH DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN



TS. Nguyễn Đức Kiên - Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế của Quốc hội chủ trì Tọa đàm "Ngành Dầu khí Việt Nam trong cách mạng công nghiệp 4.0". Ảnh: PVN

Ngày 10/9/2018 tại Hà Nội, Ủy ban Kinh tế Quốc hội đã chủ trì tổ chức Tọa đàm "Ngành Dầu khí Việt Nam trong cách mạng công nghiệp 4.0", trong đó ghi nhận các thách thức mà ngành Dầu khí đang phải đối diện. Trong bối cảnh giá dầu thế giới biến động, tiềm năng dầu khí trong nước không lớn, cơ chế thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực này đã không còn phù hợp... các ý kiến tại Tọa đàm cho rằng cần sớm sửa đổi Luật Dầu khí, để tạo hành lang pháp lý đồng bộ cho các doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào chuỗi giá trị dầu khí, tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế và ngân sách Nhà nước.

Mất cân đối giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn, sản lượng khai thác năm 2017 lên tới 25 triệu tấn nhưng gia tăng trữ lượng chỉ đạt 4 triệu tấn. Hoạt

động tìm kiếm thăm dò trong năm 2018 chưa đạt kế hoạch do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam không có cơ chế tài chính phù hợp để thực hiện hoạt động mang tính rủi ro này.

Nếu tình trạng mất cân đối giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác vẫn tiếp diễn thì chỉ vài năm

nữa, sản lượng khai thác dầu khí sẽ chỉ còn 1/3 sản lượng so với hiện nay. Trong bối cảnh giá dầu biến động, tiềm năng dầu khí không lớn, cơ chế thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực này đã không còn phù hợp nên cần sớm được sửa đổi.

Chia sẻ thêm về vấn đề này, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh cho biết, trong 3 năm qua các doanh nghiệp Nhà nước không có dự án mới về dầu khí, điện, than.

Để thực hiện các mục tiêu trong Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Ủy ban Kinh tế Quốc hội có ý kiến với các bộ/ngành khẩn trương hoàn thành các nhiệm vụ và giải pháp đã được Thủ tướng Chính phủ giao trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt



Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Trong đó có hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí; xây dựng cơ chế, chính sách phù hợp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển; bảo đảm nguồn vốn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện các mục tiêu chiến lược; cân đối nguồn lực cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong trường hợp cần thiết để bảo đảm yêu cầu đầu tư phát triển.

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Ủy ban Kinh tế Quốc hội báo cáo Quốc hội xem xét sớm sửa đổi Luật Dầu khí để tạo hành

lang pháp lý thuận lợi cho các doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào chuỗi giá trị dầu khí, góp phần cải thiện mức độ hấp dẫn của môi trường đầu tư; điều chỉnh Điều 34, Luật Quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh của doanh nghiệp theo hướng “trích tối thiểu 50% lợi nhuận sau thuế để lại doanh nghiệp sử dụng vào mục đích đầu tư phát triển ngành, nghề kinh doanh chính của doanh nghiệp” để giúp doanh nghiệp đảm bảo nguồn vốn đầu tư, tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế và ngân sách Nhà nước.

“Gỡ” vướng mắc, xây dựng hành lang pháp lý đồng bộ

Trong khi các nước trên thế giới xây dựng hành lang pháp lý đồng bộ hoàn chỉnh cho cả chuỗi giá trị dầu khí, tại Việt Nam, Luật Dầu khí chỉ điều chỉnh khâu thượng nguồn (tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí), còn các hoạt động ở khâu trung nguồn và hạ nguồn đang được điều chỉnh bởi các văn bản pháp luật hiện hành (Luật Đầu tư, Luật Đầu tư công, Luật Xây dựng, Luật Thương mại, Luật Bảo vệ Môi trường...) và các văn bản hướng dẫn thi hành nằm rải rác ở rất nhiều văn bản khác nhau.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Đề xuất các giải pháp để tháo gỡ khó khăn trong hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San kiến nghị điều chỉnh Luật Dầu khí 2008 và các văn bản pháp quy dưới Luật phù hợp với hiện trạng kinh tế dầu khí thế giới, tiềm năng dầu khí trong nước để kích thích đầu tư nước ngoài tận khai thác các mỏ đang suy giảm, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đầu tư phát triển các mỏ cận biên kinh tế, các khu vực khó khăn nước sâu, xa bờ.

TS. Ngô Thường San đề xuất trong khi chờ sửa đổi, bổ sung Luật

Dầu khí, Chính phủ/Bộ Công Thương cần sớm ban hành “Quy định tạm thời” mang tính pháp quy bổ sung quy định về phân cấp và xét duyệt trữ lượng nhằm rút ngắn lộ trình xét duyệt và đưa các mỏ dầu/khí vào khai thác sớm; đơn giản hóa quy trình và các thủ tục xét duyệt, có cơ chế ưu đãi cho các nhà đầu tư nước ngoài và trong nước phát triển các mỏ nhỏ, cận biên, đầu tư khoa học công nghệ để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Về phía Bộ Công Thương, Phó Vụ trưởng Vụ Dầu khí Trần Thanh Tùng đề xuất Ủy ban Kinh tế Quốc hội, Ủy ban Ngân sách Quốc hội có cơ chế tài chính hỗ trợ đặc thù cho hoạt động tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng dầu khí, đặc biệt là tại các khu vực nước sâu, xa bờ, giúp doanh nghiệp dầu khí trong và ngoài nước yên tâm đầu tư vào triển khai hoạt động này.

Phó Chủ nhiệm Ủy ban Ngân sách Quốc hội Nguyễn Hữu Quang khẳng định hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí không chỉ góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng mà còn gắn liền với bảo vệ chủ quyền quốc gia. Rủi ro trong công tác thăm dò rất lớn, nếu không có cơ chế phù hợp thì không thể triển khai được và nếu không giải quyết sớm vấn đề này sẽ đối mặt với khủng hoảng trong tương lai.

Ông Nguyễn Hữu Quang đề xuất cơ chế tài chính cho hoạt động tìm kiếm thăm dò sẽ có sự thay đổi theo hướng Nhà nước sẽ chịu trách nhiệm về vấn đề gia tăng trữ lượng, xây dựng bản đồ trữ lượng tài nguyên khoáng sản, sau đó đấu thầu khai thác theo từng khu vực.

TS. Hugh Sykes, đại diện Tập đoàn Dầu khí Mubadala tại Việt Nam đề xuất thay đổi các điều khoản thương mại trong Hợp đồng dầu khí

mẫu và các điều khoản tham gia đấu thầu để tạo thuận lợi cho nhà đầu tư nước ngoài yên tâm đầu tư thăm dò khai thác dầu khí, đặc biệt là tại các mỏ nhỏ/cận biên và ở khu vực khó khai thác.

Các ý kiến tại Tọa đàm cho rằng, công nghiệp 4.0 liên kết công nghệ thực và ảo, tự động hóa với dây chuyền sản xuất thông minh có thể tạo ra sự phát triển đột phá cho ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam, đòi hỏi đổi mới tư duy trong công tác quản lý điều hành, tiếp tục triển khai tái cơ cấu, tối đa hóa lợi nhuận tích hợp từ chuỗi giá trị, ứng phó kịp thời và hiệu quả với sự biến động của thị trường. Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục nghiên cứu, triển khai, ứng dụng và chuyển giao công nghệ mới, liên tục phát huy sáng kiến, làm chủ và cải tiến kỹ thuật, từ đó tối ưu hóa vận hành, tiết kiệm năng lượng để nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh.

Kết luận Tọa đàm, TS. Nguyễn Đức Kiên - Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế của Quốc hội khẳng định, nếu đã coi dầu khí là ngành công nghiệp quan trọng của nền kinh tế thì chắc chắn phải có chính sách phù hợp để phát triển toàn bộ chuỗi hoạt động dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn. Nhưng vấn đề pháp lý đặt ra với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến thời điểm này đã có sự thay đổi về chủ sở hữu, về bối cảnh phát triển khi giá dầu biến động mạnh, công tác tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn.

Trên cơ sở đó, Ủy ban Kinh tế Quốc hội và Ủy ban Ngân sách Quốc hội sẽ kiến nghị Ủy ban Thường vụ Quốc hội xem xét, bổ sung nội dung sửa đổi Luật Dầu khí vào chương trình xây dựng Luật và Pháp lệnh của Quốc hội giai đoạn 2019 - 2020.

Ngọc Linh

PETROVIETNAM

NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC VƯỢT 10,4% KẾ HOẠCH NĂM 2018



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị giao ban hoạt động sản xuất kinh doanh 9 tháng năm 2018. Ảnh: PVN

Nhờ giá dầu thô được cải thiện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất 9 tháng năm 2018 từ 2 - 15%, đặc biệt "về đích" sớm kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước đạt 81,4 nghìn tỷ đồng, vượt 10,4% so với kế hoạch năm 2018. Tuy nhiên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đang đối diện với rất nhiều thách thức do các mỏ lớn suy giảm sản lượng, việc triển khai các dự án phát triển mỏ mới đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn, điều kiện triển khai tại khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó khăn...

Về đích sớm kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước

Ngày 1/10/2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị giao ban để đánh giá kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh 9 tháng năm 2018, trong đó tập trung rà soát tiến độ triển khai các dự án trọng điểm; công tác tái cấu trúc doanh nghiệp; xử lý, tháo gỡ khó khăn cho các dự án xơ sợi, nhiên liệu sinh học và nhiệt điện than...

Ngoài thuận lợi giá dầu thô trung bình 9 tháng đầu năm 2018 đạt 74,6 USD/thùng (vượt 49,2% so với mức giá kế hoạch năm), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn do việc triển khai các dự án phát triển mỏ (như Lô B, Cá Voi Xanh...) đòi hỏi nguồn vốn đầu tư rất lớn; điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó

khăn, rủi ro địa chất cao; chi phí phát triển mỏ ngày càng tăng do các mỏ mới phát hiện gần đây chủ yếu là mỏ nhỏ, cận biên...

Trong khi đó, các mỏ dầu khí chủ lực (Bạch Hổ) đã chuyển sang giai đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên do độ ngập nước ở các giếng đang khai thác cao, tốc độ suy giảm khai thác của quỹ giếng chuyển tiếp tầng Miocene dưới tại khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ cao hơn so với dự báo, việc áp dụng một số giải pháp địa chất - kỹ thuật để tăng sản lượng và các biện pháp giới hạn khai thác tầng móng (khối Trung tâm) chưa đạt hiệu quả như mong muốn.

Theo Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Đỗ Chí Thanh, cơ chế trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí đã kiến nghị đề xuất trong dự thảo Quy chế tài chính của Công

PETROVIETNAM HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC CÁC CHỈ TIÊU SẢN XUẤT 9 THÁNG NĂM 2018

SẢN LƯỢNG DẦU

10,56 triệu tấn
vượt 5,3% so với kế hoạch 9 tháng,
đạt 79,8% kế hoạch năm 2018



79,8%

SẢN LƯỢNG KHÍ

7,61 tỷ m³
Vượt 6,8% so với kế hoạch 9 tháng,
đạt 79,3% kế hoạch năm 2018



79,3%

SẢN LƯỢNG ĐẠM

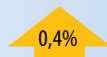
1234,7 nghìn tấn
Vượt 7% so với kế hoạch 9 tháng,
đạt 80,2% kế hoạch năm 2018



80,2%

SẢN LƯỢNG ĐIỆN

16,03 tỷ kWh
Vượt 0,4% so với kế hoạch 9 tháng,
đạt 74,3% kế hoạch năm 2018



74,3%

TỔNG DOANH THU

449,1
NGHÌN TỶ ĐỒNG

vượt 20,1% so với kế hoạch 9 tháng,
đạt 84,6% kế hoạch năm 2018


 NỢ NGÂN SÁCH
NHÀ NƯỚC

81,4 nghìn
tỷ đồng,
vượt 10,4%
kế hoạch năm
2018

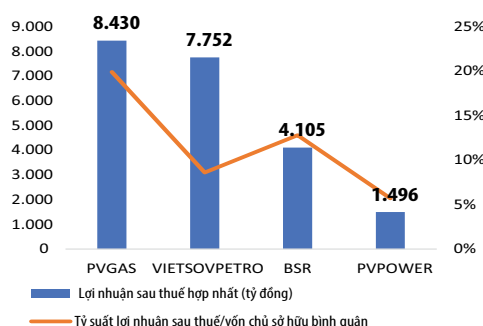

 LỢI NHUẬN SAU
THUẾ HỢP NHẤT

28,3 nghìn tỷ
đồng,
vượt 49,1%
kế hoạch năm
2018

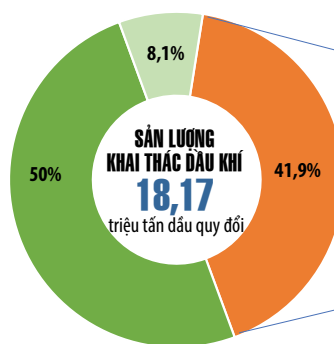

 HỆ SỐ BẢO
TOÀN VỐN

1,02 lần

Giá dầu thô trung bình 9 tháng năm 2018: **74,6** USD/thùng
tăng 37,4% so với cùng kỳ năm 2017



Các đơn vị đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao



■ Dầu thô khai thác trong nước ■ Dầu thô khai thác từ nước ngoài ■ Khí

SẢN LƯỢNG KHÍ KHÔ CUNG CẤP

7,27 tỷ m³

948 triệu m³ Hệ thống khí Cửu Long

4.787 triệu m³ Hệ thống khí Nam Côn Sơn

1.418 triệu m³ Hệ thống khí PM3 - Cà Mau

18,17
triệu tấn dầu quy đổi

ty mẹ - Tập đoàn đến nay vẫn chưa được cấp thẩm quyền phê duyệt. Hệ số gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác đạt hệ số an toàn trong giai đoạn 2011 - 2015 (1,5 lần) đã suy giảm tới mức đáng lo ngại vào năm 2016 (0,65 lần), năm 2017 (0,17 lần) và 9 tháng đầu năm 2018 là 0,35 lần.

Đối diện với các thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bám sát diễn biến giá dầu, rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác; đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Kết quả, công tác thu nổ địa

chấn 3D ở trong nước đạt 780km², hoàn thành khoan 10 giếng thăm dò thăm lượng và 17 giếng khai thác phát triển. Tập đoàn có 2 phát hiện dầu khí mới (Mèo Trắng Đông-1X và giếng Thổ Tinh Nam-1X); gia tăng trữ lượng dầu khí ước đạt 6 triệu tấn dầu quy đổi; đưa mỏ Bunga Pakma (Lô PM3-CAA) vào khai thác từ ngày 12/5/2018, sớm hơn so với kế hoạch 1 tháng 19 ngày.

Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 18,17 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng khai thác dầu thô đạt 10,56 triệu tấn (9,09 triệu tấn ở trong nước, vượt 490 nghìn tấn so với kế hoạch và 1,47 triệu tấn ở nước

ngoài); sản lượng khai thác khí đạt 7,61 tỷ m³, vượt kế hoạch 6,8%.

Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp cho các hệ tiêu thụ 7,27 tỷ m³ khí khô (vượt kế hoạch 3,4%); sản xuất 16,03 tỷ kWh điện (vượt kế hoạch 0,4%), 1.234,7 nghìn tấn đạm (vượt kế hoạch 7%) và 6,5 triệu tấn xăng dầu.

Với giá dầu thô trung bình đạt 74,6 USD/thùng, các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn (tổng doanh thu, nợ ngân sách Nhà nước) đều hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra và cao hơn so với cùng kỳ năm 2017. Tổng doanh thu đạt 449,1 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 20,1%, tăng



22% so với cùng kỳ năm 2017; nộp ngân sách Nhà nước 81,4 nghìn tỷ đồng, vượt 10,4% so với kế hoạch năm 2018; lợi nhuận sau thuế đạt 28,3 nghìn tỷ đồng, vượt 49,1% so với kế hoạch năm.

Tăng cường giải pháp quản trị

Với dự báo giá dầu trung bình cuối năm 2018 dao động từ 76 - 81 USD/thùng, Tập đoàn phấn đấu thực hiện vượt mức các chỉ tiêu: sản lượng khai thác dầu khí đạt 5,52 triệu tấn

dầu quy đổi (trong đó có 3,13 triệu tấn dầu và 2,39 tỷ m³ khí), sản xuất 5,61 tỷ kWh điện, 376 nghìn tấn đạm và 3,09 triệu tấn xăng dầu.

Trên cơ sở đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn yêu cầu các đơn vị tập trung thực hiện 3 nhóm giải pháp trọng tâm về: quản trị, quản lý, đầu tư và vốn. Trong đó, tập trung mọi nguồn lực, đảm bảo tiến độ các dự án trọng điểm gồm: Nam Côn Sơn 2

(giai đoạn 2), Sao Vàng - Đại Nguyệt, chuỗi dự án Cá Voi Xanh, chuỗi dự án Lô B, các dự án điện (Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1). Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/ công trình đưa vào khai thác trong năm 2018 và 2019; kiểm soát, vận hành an toàn, ổn định các nhà máy/ công trình dầu khí; thường xuyên cập nhật diễn biến thị trường giá dầu và các sản phẩm chủ yếu; tiếp tục củng cố và tăng cường công tác



Mô Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh

dự báo thị trường để luôn chủ động đề xuất các giải pháp ứng phó kịp thời với biến động trong các tháng cuối năm 2018.

Kết luận Hội nghị, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đánh giá cao kết quả triển khai công tác tái cấu trúc bộ máy Công ty mẹ, xây dựng mô hình quản trị tinh gọn, giảm bớt trung gian; sắp xếp lại hệ thống tổ chức cơ sở đảng, cơ quan tham mưu, giúp việc của Đảng ủy và các đoàn thể xã hội theo Quy định số

69-QĐ/TW của Ban Bí thư Trung ương Đảng.

Đứng trước các thách thức, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh yêu cầu các đơn vị đoàn kết vượt qua khó khăn, đặc biệt tập trung triển khai hiệu quả công tác quản trị, từ quản trị nhân lực, quản trị tài chính, quản trị rủi ro, đến quản trị các dự án đầu tư... bởi công tác quản trị sẽ quyết định toàn bộ hiệu quả, năng suất, chất lượng.

Việt Hà

CÁC ĐƠN VỊ HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC CHỈ TIÊU KẾ HOẠCH 9 THÁNG ĐẦU NĂM 2018

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng sản xuất: Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty Liên doanh Rusvietpetro, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power).

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu hợp nhất: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro", PVEP, Rusvietpetro, PV GAS, BSR, PV Power, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL), PVCFC, PVFCCo, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC), Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PVTrans), Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling), Tổng công ty CP Dịch vụ Tổng hợp Dầu khí (Petrosetco), Công ty CP PVI, Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP (PVE), Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Trường Cao đẳng Dầu khí (PVMTC).

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch lợi nhuận sau thuế hợp nhất: Vietsovetpetro, Rusvietpetro, PVOIL, BSR, PV GAS, PVPower, PVCFC, PTSC, PVTrans, Petrosetco, PVI, PVcomBank, PVMTC.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước: Vietsovetpetro, PVEP, BSR, PVOIL, PVPower, PV GAS, PVCFC, PTSC, PV Drilling, DMC, PVTrans, PVI, Petrosetco, PVE, PVC, PVMR, PVcomBank, PVMTC.



DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ TĂNG TRƯỞNG NHỜ “CÚ HÍCH” CỔ PHẦN HÓA

Việc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bán đấu giá cổ phần lần đầu ra công chúng của 3 đơn vị thành viên là Công ty Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PVPower) đã thu về thặng dư khoảng 7.450 tỷ đồng cho Nhà nước. Nhờ “cú hích” cổ phần hóa, các đơn vị đều có sự tăng trưởng mạnh, đặc biệt là BSR và PVOIL chỉ sau 9 tháng đã đạt và vượt kế hoạch chỉ tiêu tài chính của cả năm 2018.

Tại Hội nghị tổng kết công tác cổ phần hóa, ông Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết thực hiện chỉ đạo của Chính phủ về cổ phần hóa, Ban chỉ đạo cổ phần hóa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phối hợp chặt chẽ với các đơn vị để tổ chức roadshow giới thiệu cơ hội đầu tư vào cổ phiếu của các doanh nghiệp trong ngành Dầu khí. Việc bán đấu giá cổ phần lần đầu ra công chúng của 3 đơn vị BSR, PVOIL, PVPower được thực hiện thành công, thu về cho Nhà nước trên 16.441 nghìn tỷ đồng, thặng dư khoảng 7.450 tỷ đồng.

Cụ thể, BSR đã bán đấu giá thành công 241.427.969 cổ phần (tương đương 7,79% vốn điều lệ), thu về số tiền hơn 5.414 tỷ đồng với giá đấu thành công trung bình là 23.043 đồng/cổ phần; thặng dư khoảng 3.150 tỷ đồng.

PVPower đã bán đấu giá thành công 467.802.523 cổ phần (tương đương 20% vốn điều lệ), thu về số tiền hơn 6.987 tỷ đồng với giá đấu thành công trung bình 14.938 đồng/cổ phần; thặng dư khoảng 2.300 tỷ đồng.

PVOIL đã bán đấu giá thành công 200.445.036 cổ phần (tương đương 20% vốn điều lệ) thu về số tiền hơn 4.039 tỷ đồng với giá đấu thành công trung bình 20.155

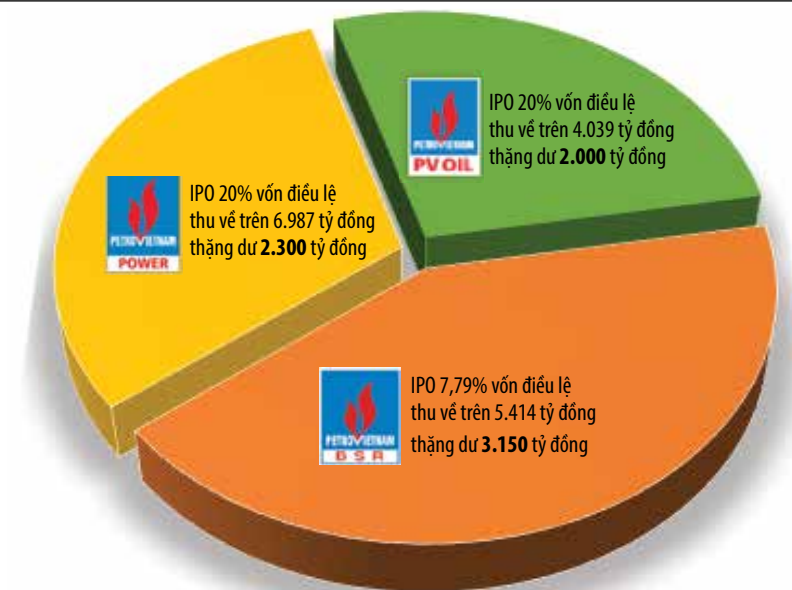


Chỉ sau 9 tháng, BSR đã hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu, lợi nhuận sau thuế và nộp ngân sách Nhà nước cả năm 2018. Ảnh: BSR

đồng/cổ phần; thặng dư khoảng 2.000 tỷ đồng.

Việc cổ phần hóa thành công 3 đơn vị thành viên trong cùng một thời điểm đã khẳng định quyết tâm cao, tính hiệu quả trong thực hiện chủ trương cổ phần hóa của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ban chỉ đạo cổ phần hóa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng phương án cổ phần hóa phù hợp với tình hình hoạt động, xác định đúng cơ cấu vốn điều lệ để thu hút sự quan tâm của thị trường, nhất là các nhà đầu tư lớn tiềm năng trên thế giới, góp phần định giá đúng giá trị cổ phiếu, sử dụng tối ưu mọi lợi thế, tiềm năng phát triển của đơn vị, đảm bảo sau khi chuyển sang mô hình mới, doanh nghiệp phải hoạt động công khai, minh bạch và hiệu quả hơn.

IPO thành công là “cú hích” giúp BSR, PVOIL, PVPower tăng trưởng mạnh trong sản xuất kinh doanh, tạo



BÁN ĐẦU GIÁ CỔ PHẦN LẦN ĐẦU RA CÔNG CHỨNG CỦA 3 ĐƠN VỊ BSR, PVOIL, PVPower
THU VỀ CHO NHÀ NƯỚC TRÊN 16.441 NGHÌN TỶ ĐỒNG, THẶNG DƯ KHOẢNG 7.450 TỶ ĐỒNG

tiền để rất thuận lợi để các doanh nghiệp này tiếp tục thực hiện thoái vốn của Nhà nước khi chuyển sang mô hình hoạt động công ty cổ phần.

Chỉ trong 9 tháng năm 2018, BSR đã đạt tổng doanh thu 83.918 tỷ đồng, vượt kế hoạch 9 tháng 43,2% và vượt 7,1% kế hoạch năm; lợi nhuận sau thuế đạt 4.105 tỷ đồng, vượt kế hoạch 9 tháng 51,7% và vượt 17,1% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 9.521 tỷ đồng, vượt kế hoạch 9 tháng 52,6% và vượt 14,1% kế hoạch năm 2018.

PVPower sau 9 tháng đạt tổng doanh thu hợp nhất đạt 24.971 tỷ đồng, vượt kế hoạch 6,3%; lợi nhuận sau thuế đạt 1.496 tỷ đồng, vượt kế hoạch 14,2%; nộp ngân sách Nhà nước 1.018 tỷ đồng, vượt kế hoạch 13%.

PVOIL cũng có hoạt động kinh doanh ấn tượng sau IPO, sau 9 tháng đã hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu cả năm 2018. Trong giai đoạn 5 năm sau cổ phần hóa (2018 - 2022), PVOIL đặt mục tiêu phát triển đột phá, với các chỉ tiêu cơ bản sẽ đạt vào năm 2022 như sau: thị phần 35%; tỷ trọng bán lẻ 35%; tỷ trọng bán cho khách hàng công nghiệp 35%. PVOIL sẽ

phát triển hơn 1.000 cửa hàng xăng dầu trong giai đoạn này, bình quân hơn 200 cửa hàng xăng dầu/năm chủ yếu thông qua M&A.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh, cổ phần hóa là cơ hội giúp tái cơ cấu doanh nghiệp theo hướng hoạt động và tổ chức gọn nhẹ, hiệu quả hơn, đặc biệt là trong bối cảnh thị trường dầu khí ngày càng cạnh tranh mạnh mẽ hơn. Đây là động lực để doanh nghiệp tiếp tục tái cấu trúc, khai thác hiệu quả tiềm năng và nâng cao năng lực cạnh tranh.

Theo lộ trình tái cơ cấu toàn diện đến năm 2020 và định hướng đến năm 2025, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ triển khai công tác cổ phần hóa để thoái vốn theo tỷ lệ quy định nắm giữ vốn Nhà nước tại các công ty thành viên, nâng cao chất lượng quản trị điều hành doanh nghiệp.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục duy trì liên kết hữu cơ ở 3 lĩnh vực chính là thăm dò khai thác, khí, chế biến dầu khí; có cơ cấu tài chính vững chắc, tối ưu hóa phân bổ nguồn lực theo cơ chế thị trường, có bộ máy tinh gọn, hiệu quả.

Nguyễn Hoàng



HỘI NGHỊ KHOA HỌC 30 NĂM KHAI THÁC DẦU TỪ ĐÁ MÓNG MỎ BẠCH HỔ:

CHỦ ĐỘNG NGHIÊN CỨU ĐỂ TÌM RA GIẢI PHÁP KỸ THUẬT TỐI ƯU NHẤT

Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ tầng đá móng mỏ Bạch Hổ đã đánh giá kết quả nghiên cứu khoa học, áp dụng và phát triển công nghệ thăm dò và khai thác thân dầu đặc biệt hiếm có này, cũng như thảo luận, đề xuất những giải pháp tối ưu để tiếp tục khai thác có hiệu quả mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối và tiếp tục tìm kiếm, thăm dò, khai thác các thân dầu tương tự trên thềm lục địa Việt Nam.

85% sản lượng khai thác từ tầng đá móng

Ngày 6/9/2018, tại Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tổ chức Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ tầng đá móng mỏ Bạch Hổ (6/9/1988 - 6/9/2018). Hội nghị đã đánh giá kết quả nghiên cứu khoa học, áp dụng và phát triển công nghệ thăm dò và khai thác thân dầu đặc biệt hiếm có này, cũng như thảo luận, đề xuất những giải pháp tối ưu để tiếp tục khai thác có hiệu quả mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối và tiếp tục tìm kiếm, thăm dò, khai thác các thân dầu tương tự trên thềm lục địa Việt Nam.

Hội nghị đã tập trung thảo luận xung quanh 11 báo cáo khoa học: "Tìm kiếm, thăm dò và phát hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ"; "Hiện trạng và các giải pháp tiếp tục khai thác mỏ Bạch Hổ"; "Thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ và những đóng góp cho khoa học dầu khí thế giới"; "Vai trò của chuyển động kiến tạo trong hình thành đá chứa móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ"; "Sử dụng tài liệu địa chấn 3D/4C để nâng cao chất lượng mô hình địa chất thân dầu móng mỏ Bạch Hổ"; "Một số phương pháp mới để xác định phân bố thẩm chứa cho mô hình mô phỏng nứt nẻ"; "Động thái giếng và việc theo dõi khai thác ở thân dầu đá móng nhỏ";



Giàn công nghệ trung tâm 3 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

“Kinh nghiệm sử dụng chèo khoan trong đá móng tại mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro”; “Nghiên cứu lựa chọn đơn pha chế tampon chống mất dung dịch phù hợp cho đá móng mỏ Bạch Hổ”; “Áp dụng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ”; “Xử lý acid vùng cận đáy giếng cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Bài học kinh nghiệm và định hướng nâng cao hiệu quả”.

Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro Lê Việt Hải cho biết sau 32 năm kể từ ngày khai thác tấn dầu đầu tiên và đặc biệt là sau khi khai thác thành công dầu từ tầng đá móng (6/9/1988), Vietsovpetro đã khai thác được trên 230 triệu tấn dầu (trong đó dầu khai thác từ tầng đá móng chiếm trên 85% sản lượng),

cung cấp vào bờ trên 34 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt gần 78 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước trên 48 tỷ USD.

Ngay sau khi phát hiện dầu trong đá móng và đưa vào khai thác năm 1988, Vietsovpetro đã tổ chức nghiên cứu thân dầu hiểm có này về cấu trúc địa chất, đặc điểm hệ thống dầu khí, cơ chế hình thành, mô hình đá chứa - đặc trưng thẩm chứa, cũng như về mức độ sản phẩm của thân dầu. Qua đó, Vietsovpetro đã xây dựng hệ thống phương pháp luận để nghiên cứu thân dầu trong đá móng từ giai đoạn thăm dò, thăm lượng, thiết kế khai thác, công nghệ khoan và khai thác mỏ.

Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro Lê Việt Hải cũng cho biết, sản lượng khai thác dầu thô của Vietsovpetro đang suy giảm nghiêm trọng sau thời gian dài khai thác, nhất là ở tầng móng mỏ Bạch Hổ. Theo đánh giá, tiềm năng thu hồi dầu ở Lô 09-1 vẫn còn khoảng trên 50 triệu tấn và nếu áp dụng các giải pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu có thể giúp Vietsovpetro gia tăng sản lượng thêm 20%.

Báo cáo của Vietsovpetro cho thấy sau giai đoạn tăng cường khai thác để đảm bảo kế hoạch sản lượng, các giếng cho sản lượng chính của tầng móng (khối Trung tâm) đã bị suy kiệt năng lượng vữa và độ ngập nước tăng nhanh (khoảng cách từ đỉnh móng tới ranh giới dầu nước hiện tại chỉ còn 100m). Công tác tối ưu hóa mạng lưới giếng khai thác và bơm ép, nhịp độ khai thác và bơm ép hợp lý bằng mô hình mô phỏng cũng gặp không ít khó khăn do thân dầu trong đá móng có sự bất đồng nhất cao về tính chất thẩm chứa cả về diện tích và chiều sâu do ảnh hưởng của quá trình kiến tạo, quá trình biến đổi thứ sinh cũng như



TS. NGÔ THƯỜNG SAN
CHỦ TỊCH HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM

Từ phát hiện dầu trong móng, việc nghiên cứu quy luật phân bố dầu trong móng, cơ chế dòng trong môi trường móng nút nẻ với tính chất hai độ rỗng, khai thác tăng cường sao cho hiệu quả là cả một thách thức lớn, đòi hỏi trình độ, sáng tạo của người dầu khí Việt Nam.

Kết quả khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Rồng của Vietsovpetro và các mỏ khác cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thân dầu trong đá móng nút nẻ gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khí hòa tan biến động. Sự phân bố độ rỗng - thẩm có khả năng cho dòng công nghiệp phức tạp làm tăng độ rủi ro cao khi bố trí các giếng tìm kiếm và phát triển.

Thành công của việc phát hiện, tổ chức khai thác thân dầu trong đá móng nút nẻ hiệu quả kinh tế lớn ở mỏ Bạch Hổ là kết quả tích hợp của quyết định sáng suốt của Bộ Chính trị, Chính phủ, sự chắt chiu nguồn lực hiếm hoi với quyết tâm xây dựng ngành công nghiệp dầu khí làm động lực cho sự phát triển nền kinh tế, là thành quả của tình hữu nghị Việt Nam - Liên Xô nay là Liên bang Nga mà nhiều người Dầu khí còn xem đó là mệnh lệnh của trái tim, là kết quả của lao động trí tuệ sáng tạo, nhiệt huyết của những thế hệ đi tìm lửa.

thay đổi về thành phần khoáng vật - thạch học.

Để khai thác an toàn, hiệu quả tầng móng mỏ Bạch Hổ, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) đề xuất 3 nhóm giải pháp chính: tối ưu chế độ bơm ép - khai thác đảm bảo nhịp độ thu hồi dầu nhưng vẫn duy trì áp suất vỉa, tránh tình trạng xuất hiện mũ khí, đồng thời hạn chế sự dâng lên của nước bơm ép; tận thu hồi các khu vực nhô cao, dầu tàn dư còn lại của móng bằng các giếng khoan mới hoặc cắt thân (trên cơ sở chính xác hóa cấu trúc nóc móng bằng tài liệu địa chất mới 3D/4C...); điều chỉnh quá trình khai thác ở khu vực trung tâm ở vùng áp suất bão hòa; xem xét khoan đàn dày ở các khu vực tiềm năng còn lại; áp dụng các giải pháp tăng cường khai thác như xử lý vùng cận đáy, cách ly nước; triển khai sớm chương trình nâng cao hệ số thu hồi dầu tổng thể (bơm ép hóa phẩm, bơm ép khí nước luân phiên); xây dựng lộ trình thử nghiệm khai thác dưới áp suất bão hòa.

Nghiên cứu giải pháp kỹ thuật tối ưu nhất

Theo TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Kết luận số 41 ngày 19/1/2006, Nghị quyết số 41 ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, Quyết định số 1749 ngày 14/10/2015 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã định hướng việc đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ để phục vụ phát triển bền vững ngành Dầu khí.

TS. Phan Ngọc Trung cho rằng việc tổng kết thực tiễn, làm sáng



tỏ bản chất khoa học của các hiện tượng, các vấn đề chưa được lý giải, đồng thời tìm cách giải quyết các vấn đề còn tồn tại và những thách thức mới nảy sinh trong thực tiễn thăm dò và khai thác dầu khí phi truyền thống dạng thân dầu đá móng nút nẻ là nhiệm vụ rất quan trọng. Trên cơ sở đó, tiếp tục tận thăm dò hiệu quả Lô 09-1, tối ưu chế độ khai thác và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu của các mỏ lớn, triển khai các nghiên cứu chuyên sâu hơn nữa, có tính hệ thống và lý thuyết cho công nghệ

tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong tầng đá móng tại Việt Nam và các khu vực khác trên thế giới...

Nhấn mạnh thân dầu trong đá móng là dạng phi truyền thống, công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác tiềm ẩn rất nhiều rủi ro, việc đầu tư ứng dụng công nghệ tăng cường hệ số thu hồi với đối tượng này đòi hỏi chi phí rất lớn, TS. Phan Ngọc Trung cho biết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ triển khai các bước đi thận trọng và đều phải dựa trên cơ sở khoa học.



Nếu áp dụng giải pháp EOR phù hợp, chỉ cần gia tăng 1% trữ lượng của mỏ Bạch Hổ thì coi như đã tìm ra được 1 mỏ mới.

"Thực tế là công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong thời gian qua gặp rất nhiều khó khăn do nguồn vốn đầu tư lớn, chi phí cho 1 giếng khoan thăm dò với đối tượng đá móng gấp 3 - 4 lần so với chi phí khoan giếng thăm dò dầu khí truyền thống. Trong khi đó, cơ chế phù hợp để trích lập dự phòng rủi ro cho trường hợp khoan nhưng không đạt kết quả mong muốn đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất các cấp có thẩm quyền nhưng chưa được chấp nhận"

- TS. Phan Ngọc Trung chia sẻ.

Về nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, TS. Phan Ngọc Trung cho biết tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò để gia tăng trữ lượng dầu khí, đồng thời nghiên cứu áp dụng các giải pháp công nghệ để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu khoa học khác phải chủ động tăng cường hợp tác với các tổ chức nghiên cứu trên thế giới để đưa ra giải pháp kỹ thuật tối ưu nhất.

Ngọc Linh



TS. NGUYỄN HỒNG MINH
PHÓ VIỆN TRƯỞNG VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Việc khai thác dòng dầu thương mại từ đá móng có giá trị rất lớn về mặt kinh tế. Tính đến cuối năm 2017, Việt Nam đã khai thác trên 240 triệu tấn dầu từ đá móng, mang về doanh thu trên 88 tỷ USD (với giá dầu trung bình 50 USD/thùng). Tôi cho rằng đây là "cú hích" đối với ngành công nghiệp Dầu khí, không tìm được dầu trong tầng đá móng sẽ không có ngành Dầu khí Việt Nam như ngày hôm nay.

Lịch sử ngành Dầu khí Việt Nam ghi nhận: "Việc phát hiện tầng dầu trong đá móng granite trước Đệ Tam tại mỏ Bạch Hổ là một thành tựu rất nổi bật, một đóng góp to lớn cho khoa học dầu khí, đánh dấu một bước ngoặt trong việc nhận định và đánh giá mới về tiềm năng dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam, làm thay đổi cách nhìn nhận và xác định phương hướng trong chiến lược thăm dò dầu khí ở khu vực này".

Câu chuyện tìm ra và sau đó khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ có thể coi là một câu chuyện cổ tích thời hiện đại về một hành trình thay đổi tư duy, nhận thức. Có sự đấu tranh giữa con người và tự nhiên, giữa niềm tin và thực tế nghiệt ngã, giữa bản lĩnh và số phận...

Tôi cho rằng bài học trí tuệ và bản lĩnh là bài học xuyên suốt trong ngành Dầu khí. Trí tuệ cần vận dụng như thế nào để giải quyết được các khó khăn của thực tiễn dầu khí? Bản lĩnh có đủ kiên cường để giữ vững niềm tin, ra quyết định, chấp nhận rủi ro vì thành công chung.

TÌM KIẾM, PHÁT HIỆN VÀ KHAI THÁC CÓ HIỆU QUẢ CÁC MỎ DẦU TRONG ĐÁ MÓNG NÚT NẸ - HANG HỐC TRƯỚC ĐỆ TAM

Ngô Thường San

Hội Dầu khí Việt Nam

Email: ngothuongsan@yahoo.com.vn

Tóm tắt

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất của Việt Nam có trữ lượng rất lớn (trên 500 triệu tấn trữ lượng tại chỗ) được khai thác với cường độ và sản lượng cao (có thời điểm đạt trên 12 triệu tấn/năm) từ tầng chứa là đá móng granitoid Mesozoic trong bể trầm tích Đệ Tam.

Kết quả khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thân dầu trong đá móng nứt nẻ gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khí hòa tan biến động. Sự phân bố độ rỗng - thấm có khả năng cho dòng công nghiệp phức tạp làm tăng độ rủi ro khi bố trí các giếng tìm kiếm và phát triển.

Hiện nay ngoài Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", các nhà điều hành dầu khí khác đang khai thác dầu trong đá móng nhưng với hệ số thu hồi thấp, cần tiếp tục trao đổi kinh nghiệm từ Vietsovpetro để gia tăng hiệu quả khai thác mỏ.

Từ khóa: Đá móng, granitoid, Đệ Tam, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát hiện và bắt đầu khai thác dầu móng mỏ Bạch Hổ từ ngày 6/9/1988. Từ kinh nghiệm của Vietsovpetro, nhiều mỏ dầu trong tầng chứa móng nứt nẻ lần lượt đã được phát hiện và đưa vào khai thác.

Đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 230 triệu tấn dầu (trong đó dầu khai thác từ tầng đá móng chiếm trên 85% sản lượng), thu gom và cung cấp vào bờ trên 34 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt gần 78 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam trên 48 tỷ USD. Đó là yếu tố quan trọng đảm bảo sự phát triển bền vững của ngành dầu khí, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và sự phát triển ổn định chung của nền kinh tế Việt Nam.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, đi đầu là Vietsovpetro đã xây dựng phương pháp luận về hệ thống dầu khí trong đá móng nứt nẻ, đóng góp về hệ phương pháp nghiên cứu mô hình mỏ, các giải pháp công nghệ khoan trong đá móng nứt nẻ, khai thác có duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa hệ số thu hồi dầu với nhịp độ cao, xây dựng các phần mềm tính toán thông số vỉa, tổ chức xây dựng mỏ... Trên cơ sở đó, các công ty dầu khí và dịch vụ nước ngoài đã hoàn thiện công nghệ khoan và khai thác dầu trong đá móng góp phần gia tăng sản lượng dầu Việt Nam.

Tại bể Cửu Long, ngoài các mỏ dầu khí đã được phát hiện trong móng và đưa vào khai thác như các mỏ: Bạch Hổ, Rồng (Vietsovpetro); Nam Rồng - Đối Mỗi (Liên doanh

Việt - Nga - Nhật); Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu (Cửu Long JOC); Rạng Đông, Phương Đông (JVPC); Ruby, Diamond (Petronas); Cá Ngừ Vàng (Hoàn Vũ JOC); Thăng Long, Đông Đô (Lam Sơn JOC), ngoài ra còn có các phát hiện khác như Jade, Pearl, Hải Sư Đen...

Tầng chứa đá móng granitoid nứt nẻ trở thành đối tượng quan tâm khi tiến hành tìm kiếm thăm dò trong các bể trầm tích khác. Ngoài bể Cửu Long, dầu khí tiếp tục được phát hiện trong đá móng granitoid như ở mỏ Đại Hùng, Gấu Chứa... ở bể Nam Côn Sơn.

Những thành tựu khoa học - công nghệ của ngành Dầu khí Việt Nam có giá trị thực tiễn không chỉ trong bể Cửu Long mà có thể ứng dụng cho các bể chứa dầu khác trên thềm lục địa Việt Nam và trong khu vực.

2. Lịch sử phát hiện và tổ chức khai thác ở mỏ Bạch Hổ

Biểu hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ được ghi nhận ở giếng BH-1 nhưng kết quả thử vỉa không cho dòng. Giếng khoan BH-6 khoan sâu vào móng 23m đến chiều sâu 3.533m và ngày 5/5/1987 khi thử vỉa cùng với tầng Oligocene cho lưu lượng 477 tấn/ngày. Giếng BH-6 được xem là giếng phát hiện đầu tiên dòng dầu có lưu lượng công nghiệp trong tầng chứa đá móng ở thềm lục địa Việt Nam. Dầu trong đá móng nứt nẻ được xác định có lưu lượng công nghiệp khi quay lại thử vỉa trong móng ở giếng BH-1 và được đưa vào khai thác ngày 6/9/1988.

Đây là thân dầu lớn trong đá chứa granitoid nứt nẻ - hang hốc với trữ lượng dầu tại chỗ trên 500 triệu tấn,

sản lượng đỉnh trên 12 triệu tấn/năm, lưu lượng giếng cao nhất ban đầu có thể đạt 2.000 tấn/ngày.

Năm 1974, Công ty Mobil (Mỹ) khoan giếng tìm kiếm BH-1X trên cấu tạo Bạch Hổ và chỉ phát hiện dầu trong tầng Miocene tuổi Đệ Tam. Trước năm 1975, quan điểm tìm kiếm của các công ty dầu nước ngoài chỉ tập trung vào tầng Miocene, tầng chứa Oligocene và lớp vỏ phong hóa trên móng được xem hình thành trong điều kiện lục địa nên không phải là mục tiêu để khoan tìm kiếm dầu khí. Hơn nữa, móng nằm lót dưới trầm tích Đệ Tam là các đá xâm nhập magma granitoid lại càng không phải là đối tượng được quan tâm vì theo học thuyết hữu cơ, dầu không thể sinh và chứa trong các đá magma có nguồn gốc sâu trong vỏ trái đất. Vì thế, không chỉ ở Việt Nam mà theo sử liệu thống kê cho thấy đến thập niên cuối của thế kỷ 20 những phát hiện dầu trong móng đều được xem không hữu ích (non-productive) và không được các công ty dầu khí quan tâm [1].

Dầu khí cũng được khai thác trong đá móng ở nhiều nơi trên thế giới. Có trên 320 mỏ được phát hiện và một số được đưa vào khai thác. Đá móng chứa dầu khí thường là các đá trầm tích hoặc trầm tích - biến chất, các đá trầm tích - phun trào, các đá biến chất cổ và chỉ một số ít có thành phần là đá magma như: mỏ Lago Mercedes (Chi Lê); Xinglongtai (Trung Quốc); mỏ Hurghada và Zeit Bay (Ai Cập); Oymasha (Kazakhstan); mỏ PY-1 vịnh Bengal (Ấn Độ); Nafoora - Augila (Libya); các mỏ Hall - Gurney và Gorham (trung Kansas, Mỹ); mỏ Lapaz (Venezuela). Ở các mỏ trên, các giếng khoan vào móng là đá granitoid không sâu thường 200 - 300m liên quan đến vỏ phong hóa, lưu lượng thường thấp hơn 100 tấn/ngày trừ vài giếng riêng lẻ có thể đạt đến 1.000 tấn/ngày và được khai thác ở chế độ suy giảm tự nhiên kết hợp với các tầng chứa là các đá trầm tích nằm trên. Trữ lượng được đánh giá không lớn do tính bất đồng nhất lớn về đặc tính thấm - chứa, không thể xác định được sự phân bố độ rỗng và chưa có hệ phương pháp nghiên cứu về mô hình mỏ, trừ mỏ Lapaz (Venezuela) được xác định có trữ lượng tại chỗ khoảng 100 triệu tấn.

Như thế, có thể xem mỏ Bạch Hổ với thân dầu trong móng granitoid nứt nẻ - hang hốc có trữ lượng và sản lượng lớn, cường độ khai thác cao và được tổ chức khai thác có hệ thống và hiệu quả là một điển hình đầu tiên được ghi nhận trong văn liệu dầu khí thế giới.

3. Lịch sử khai thác dầu trong móng ở mỏ Bạch Hổ

Dựa trên diễn biến động năng của vỉa có thể chia quy trình khai thác dầu trong móng ở mỏ Bạch Hổ thành 3 giai

đoạn với hệ phương pháp kỹ thuật - công nghệ có tính đặc thù riêng biệt:

- Giai đoạn khai thác không có duy trì áp suất vỉa.
- Giai đoạn khai thác có duy trì áp suất vỉa bằng nước bơm ép.
- Giai đoạn khai thác suy giảm cuối đời mỏ.

3.1. Giai đoạn khai thác không có duy trì áp suất vỉa

Từ tháng 9/1988 đến tháng 6/1993 tầng móng được khai thác ở chế độ giảm áp tự nhiên. Từ nhận thức ban đầu thân dầu là lớp vỏ phong hóa, quá trình khoan phát triển và nghiên cứu mô hình mỏ ở giai đoạn này đã giúp Vietsovpetro xác định được đây là một mỏ lớn liên quan đến thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc có độ bất đồng nhất thấm - chứa cao, thân dầu lớn và sâu, mà các phương pháp kinh điển thường không thể áp dụng được, đòi hỏi phải nghiên cứu và xây dựng hệ phương pháp riêng cho đặc tính thân dầu này, mà trọng tâm là mô hình mỏ với hệ các nứt nẻ liên quan đến đứt gãy được xem vừa là tầng chứa, vừa là kênh dẫn và cơ chế dòng chảy trong môi trường rỗng nứt nẻ hở.

Những công trình nghiên cứu khoa học và ứng dụng kỹ thuật - công nghệ trong giai đoạn này đã cho những kết luận quan trọng theo các hướng:

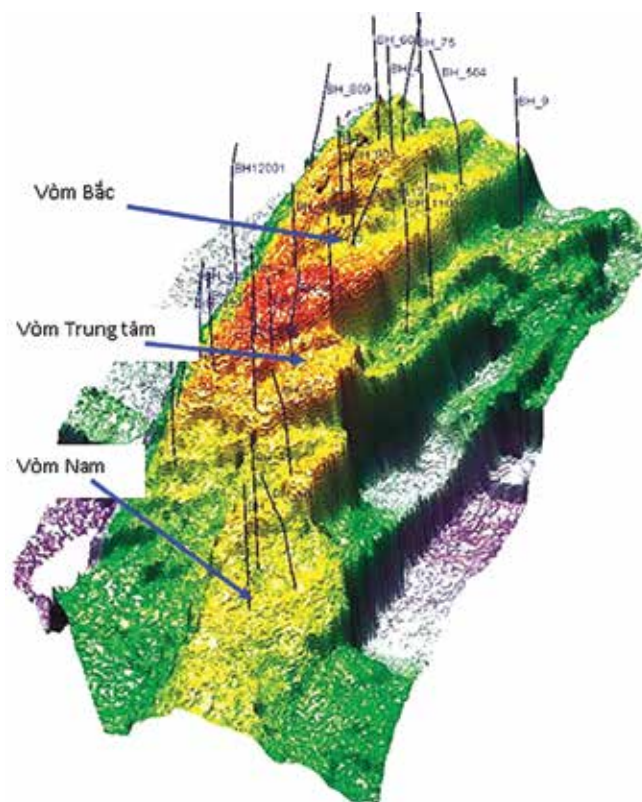
3.1.1. Về hệ thống dầu khí, cấu trúc và các thông số tầng chứa

- Kết quả nghiên cứu về địa hóa và thành phần vật chất hữu cơ, so sánh thành phần dầu và tầng sét giàu bitum Oligocene trên đã xác định tầng sét Oligocene trên là tầng sinh dầu chủ yếu, thời gian tạo dầu xảy ra suốt trong giai đoạn Oligocene - Miocene sớm, thời gian nạp bẫy vào Miocene giữa - muộn. Độ trưởng thành vật chất hữu cơ tương ứng với cửa sổ tạo dầu.

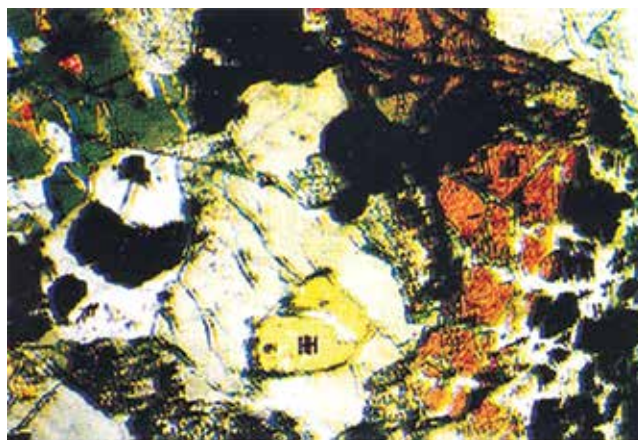
- Xác định tầng sét Oligocene trên là tầng chắn khu vực trên toàn mỏ và là tầng tạo dị thường áp suất trong thân dầu móng, là yếu tố thuận lợi để bảo toàn độ rỗng nứt nẻ - hang hốc của đá móng.

- Áp dụng phương pháp địa chấn 3D lần đầu tiên ở Việt Nam, thử nghiệm và áp dụng các giải pháp xử lý tốc độ địa chấn để nhận dạng mặt móng và các đứt gãy trong móng. Phân chia mỏ Bạch Hổ thành các khối có mật độ phân bố nứt nẻ khác nhau và xu thế phát triển các đới đứt gãy làm cơ sở mô hình - hóa mỏ.

- Mô hình - hóa thân dầu móng đến chiều sâu 4.250m và xác định thân dầu không có áp lực nước đáy.



Hình 1. Mô hình cấu trúc 3D móng mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 2. Granite nứt nẻ và hang hốc, lấp đầy các khoáng vật thứ sinh. Nguồn: Vietsovpetro

- Xây dựng tiêu chuẩn nhận dạng có tính định tính các đới nứt nẻ trong quá trình khoan và đo log (tốc độ và moment khoan, khoảng mất dung dịch, biến đổi điện trở và điện trường tự nhiên, mật độ, sóng âm...) áp dụng phương pháp FMS để kiểm chứng.

- Xác định mối quan hệ độ thấm và độ di động của dầu phụ thuộc vào độ rỗng nứt nẻ - hang hốc và độ liên thông kết nối giữa chúng. Dòng chảy được kiểm soát bởi hệ thống độ rỗng hở trong giai đoạn này.

- Thông số quan trọng để tính trữ lượng là giá trị độ rỗng được tính chủ yếu bởi hệ phương pháp truyền thống trên tài liệu logs về sóng âm (acoustic), neutron, gamma - mật độ, điện trở theo mô hình vật lý - thạch học có nhiều bất cập do yếu tố thạch học và khoáng vật thứ sinh không xác định được nên Vietsovpetro đã nghiên cứu và lần đầu tiên xây dựng phần mềm xử lý Basroc - 1.0 để tính độ rỗng có hạn chế yếu tố bất đồng nhất về thạch học.

3.1.2. Về hệ các giải pháp kỹ thuật

- Nghiên cứu và áp dụng các giải pháp kỹ thuật từ chọn kiểu chèo, hợp lý hóa cấu trúc ống chống, chế độ dung dịch để khoan trong móng đá cứng và nứt nẻ, chống mất dung dịch, tăng tốc độ và độ nghiêng giếng khoan, tăng chiều sâu và độ dài thân giếng.

- Nghiên cứu mô hình dòng chảy trong môi trường một độ rỗng trên các thông số phân tích PVT để tính hệ số thu hồi.

- Hoàn chỉnh phần mềm Basroc.1.0 để tính thông số độ rỗng làm cơ sở tính trữ lượng.

- Áp dụng đầu tiên ở Việt Nam có hiệu quả phương pháp "Nứt vỡ vữa và acid hóa" để giảm độ nhiễm bẩn thành giếng (skin factor), tăng mật độ và độ liên thông nứt nẻ vùng cận đáy giếng.

Kết quả nghiên cứu khoa học - kỹ thuật và ứng dụng công nghệ mới được thể hiện và áp dụng trong các công trình: Thiết kế khai thác thử công nghiệp thân dầu trong móng vòm trung tâm mỏ Bạch Hổ (1990); Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ tới thời điểm 1/1/1991 (1991); Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ (1993).

Việc khai thác dầu trong tầng móng ở chế độ suy giảm tự nhiên đã làm giảm mạnh áp suất vỉa ở độ sâu quy chiếu 3.650m từ 417at còn 333,5at vào tháng 6/1993, trung bình giảm 17,3 at/năm với 5,84 at/triệu tấn dầu. Đến cuối năm 1993, sản lượng dầu khai thác được

từ khối trung tâm mỏ Bạch Hổ là 14,1 triệu tấn và từ các khối phía Bắc là 3,3 triệu tấn.

Tiềm năng chứa dầu trong móng mỏ Bạch Hổ cùng với sự ưu đãi của Luật Đầu tư đã hấp dẫn các công ty dầu đối với bể Cửu Long như Petronas Carigali (Malaysia), Mitsubishi Oil (NOEX - Nhật Bản), ConocoPhillips (Mỹ), SK (Hàn Quốc)...

3.2. Giai đoạn khai thác có duy trì áp suất vỉa

Sự giảm mạnh áp suất vỉa trong khoảng thời gian ngắn ở thân dầu móng nứt nẻ đòi hỏi phải nhanh chóng áp dụng giải pháp duy

trì năng lượng vỉa mới có thể đạt sản lượng đỉnh, tăng hệ số thu hồi dầu, phải nghiên cứu lại mô hình địa chất và mô hình khai thác mỏ Bạch Hổ.

Vietsovpetro đưa giải pháp kỹ thuật bơm ép nước xuống phần đáy của thân dầu vừa để duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa vừa tạo nước đẩy nhân tạo để quét và đẩy dầu từ dưới lên. Phương pháp này ban đầu không được ủng hộ do lo ngại không kiểm soát được sự di chuyển của nước ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng thu hồi dầu.

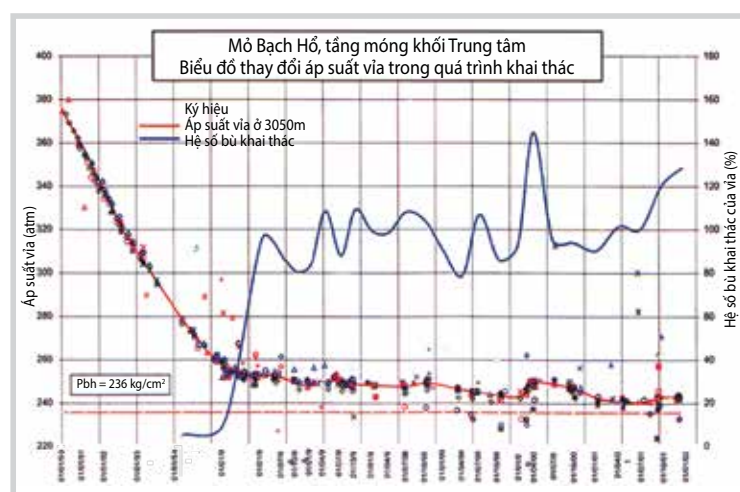
Vietsovpetro thiết kế phương án bơm ép nước và tháng 6/1993 tiến hành bơm ép thử nghiệm ở giếng 421 khối Trung tâm mỏ Bạch Hổ nơi có suy giảm mạnh áp suất vỉa. Sau 2 năm, nước bắt đầu xuất hiện ở giếng khai thác 409, sau đó là một loạt giếng xung quanh, hình thành tầng nước đáy cục bộ. Hệ thống giếng khai thác và bơm ép nước dần được hoàn thiện. Hệ thống khai thác ban đầu được xây dựng theo mô hình 3 đới: đới bơm ép nước, đới khai thác chính và đới mũ khí tiềm năng ở phần đỉnh.

Do hiệu ứng tích cực của bơm ép nước và sự đối lưu tốt của dòng dầu từ dưới lên nên trong giai đoạn khai thác này không thể sớm hình thành thành mũ khí. Vietsovpetro xây dựng lại mô hình khai thác với 2 đới: đới khai thác chính và đới bơm ép, giữa chúng là vùng chuyển tiếp, mở rộng chiều cao đới khai thác. Nước bơm ép được xử lý để có thể đẩy dầu từ những vi khe nứt dưới 1 micron, với quy trình hạn chế gây hại đến môi trường chứa về phương diện hóa - lý.

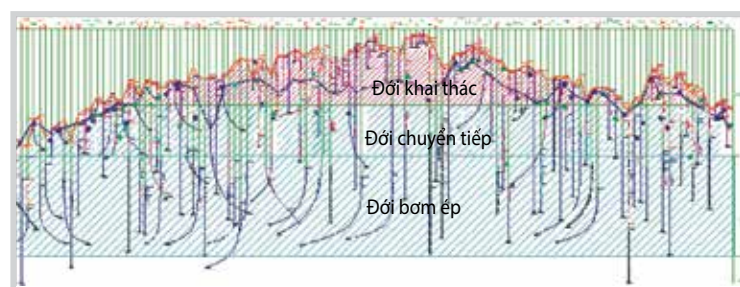
Từ sản lượng 5,7 triệu tấn/năm vào năm 1993, Vietsovpetro nhanh chóng đạt sản lượng đỉnh trên 12,1 triệu tấn/năm vào năm 2001 và duy trì đến năm 2004 với sự gia tăng hằng năm trên 1 triệu tấn trước khi đạt đỉnh cho thấy hiệu quả tích cực của phương án bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, tạo front nước đẩy, tăng hệ số thu hồi dầu từ móng nứt nẻ ước tính đạt 0,37 - 0,42.

Từ năm 1994 đến hết năm 2004 Vietsovpetro đã khai thác từ thân dầu trong móng nứt nẻ khoảng 107,2 triệu tấn dầu.

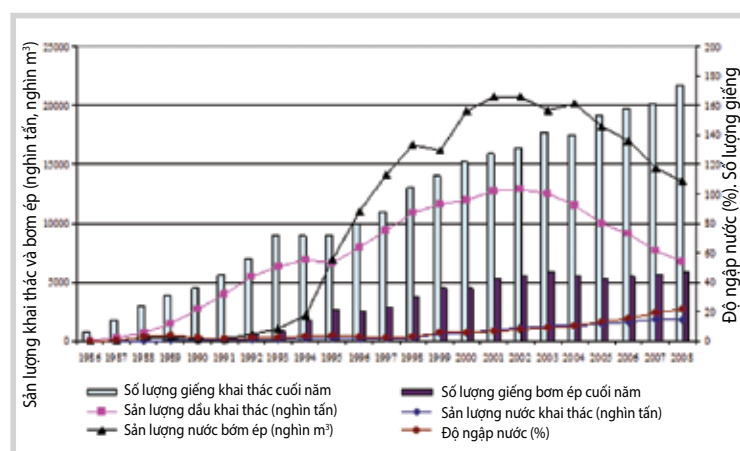
Vietsovpetro đề ra phương châm đúc kết từ kinh nghiệm của mình "Bơm đúng chỗ, bơm đúng lúc, bơm đúng áp suất, bơm đúng lưu lượng và bơm theo chu kỳ".



Hình 3. Biểu đồ thay đổi áp suất vỉa trong quá trình khai thác. Áp suất vỉa được duy trì ổn định nhờ bơm ép nước. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 4. Mô hình khai thác "2 đới" theo Sơ đồ công nghệ năm 1997. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 5. Động thái khai thác mỏ Bạch Hổ giai đoạn 1988 - 2008. Nguồn: Vietsovpetro

Những công trình nghiên cứu khoa học và ứng dụng kỹ thuật - công nghệ, các giải pháp kỹ thuật trong giai đoạn này tập trung theo các hướng:

3.2.1. Về mô hình mỏ

Để đạt mục tiêu tối ưu hóa vị trí các giếng phát triển và khai thác cần phải làm rõ cấu trúc móng, nhận dạng các đứt gãy, các vùng nứt nẻ và khả năng nối kết giữa chúng, đặc biệt ở không gian chứa với tính chất 2 độ rỗng lớn và nhỏ. Nhưng các đứt gãy trong móng luôn có độ dốc lớn (thường trên 70°), độ phân dị tốc độ kém rất khó xác định mô hình cấu trúc/vận tốc phù hợp, bức tranh sóng địa chấn phức tạp, tỷ số tín hiệu/nhiều thấp, đó là những thách thức chính đòi hỏi phải có những thử nghiệm và giải pháp phù hợp.

- Xử lý địa chấn
- + Hiện nay, hệ phương pháp xử lý hiệu quả được chọn bao gồm: dịch chuyển thời gian Kirchhoff trước khi cộng (Pre-stack time Kirchhoff migration, PSTM); dịch chuyển độ sâu Kirchhoff trước khi cộng (Pre-stack depth Kirchhoff migration, PSDM); dịch chuyển CBM (Controlled beam migration); xây dựng mô hình tốc độ.
- + Nghiên cứu các thuộc tính sóng địa chấn (seismic attributes) dựa trên sự thay đổi cường độ và tần số sóng liên quan đến bất đồng nhất trong cấu trúc móng.
- + Ứng dụng các phần mềm đặc dụng hiện đại trong nghiên cứu cấu trúc địa chất và mô phỏng mỏ.
- + Ứng dụng kỹ thuật mạng neuron nhân tạo - ANN (Artificial neuron network) kết hợp với Cokrigging để chọn lọc hệ các thông số attributes địa chấn phù hợp cùng kết quả FMI xây dựng mô hình phân bố mật độ độ rỗng trong không gian 3D.
- Phương pháp đo và xử lý địa vật lý giếng khoan với mô hình 2 độ rỗng.
- + Ngoài phương pháp vi điện trở EMI-FMI, sử dụng phương pháp đo siêu âm cao tần CAST-V để định dạng và xác định đặc tính của nứt nẻ trên cơ sở phân tích sóng âm học Stoneley để hạn chế tác động của yếu tố thạch học.
- + Nâng cấp và cải tiến phần mềm Basroc thành các phiên bản 2.0 (1997) và phiên bản 3.0 (2002) để tính giá trị độ rỗng của hệ nứt nẻ và tỷ lệ tham gia của 2 dạng độ rỗng lớn và nhỏ trong thể tích chứa và lưu chuyển dầu.

3.2.2. Về mô hình khai thác và ứng dụng khoa học - công nghệ trong khai thác dầu

- Nghiên cứu hiệu chỉnh phương pháp cân bằng vật

chất trong tính toán trữ lượng thu hồi do tính bất đồng nhất của các tham số vật lý vỉa và chất lưu và sự biến động của chúng trong quá trình khai thác, do tác động phân dị của dầu ở thân dầu chiều cao lớn và có xuất hiện nước đáy nhân tạo.

- Hoàn thiện mô hình vật lý - thạch học đá chứa móng nứt nẻ và phương pháp tính các tham số khung đá để chính xác hóa giá trị độ rỗng.
- Nghiên cứu mô hình dòng chảy với độ thấm 2 pha và hệ số đẩy dầu do nước bơm ép trong môi trường rỗng nứt nẻ của đá móng.
- Xây dựng phần mềm mô phỏng quá trình chuyển động nhiều pha trong môi trường nứt nẻ chứa dầu phục vụ cho khai thác.
- Ứng dụng các phần mềm để thiết kế mạng lưới tối ưu các giếng khai thác - bơm ép.
- Ứng dụng kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ để xác định hướng di chuyển của front nước bơm ép.
- Ứng dụng công nghệ vi sinh - hóa lý, polymer để tăng hệ số thu hồi dầu.
- Áp dụng có hiệu quả các giải pháp xử lý vùng cận đáy giếng do nhiễm bẩn và lắng cặn trong quá trình khai thác và bơm ép nước.
- Nghiên cứu điều chỉnh kịp thời hệ số ngập nước ở các giếng, hạn chế sự hình thành các lưới nước, tăng hệ số thu hồi dầu.
- Nghiên cứu ảnh hưởng bão hòa khí và độ ngập nước đến tính di động của dầu làm cơ sở hoàn thiện hệ thống thu gom - xử lý - vận chuyển dầu.
- Ứng dụng phương pháp khai thác gaslift.
- Nghiên cứu các giải pháp xử lý lắng cặn paraffin trong đường ống vận chuyển dầu.
- Nghiên cứu các giải pháp xử lý vận chuyển dầu 2 pha có hình thành nhũ tương.

Những kết quả nghiên cứu và ứng dụng khoa học - công nghệ trên được đưa vào các công trình: Chính xác hóa sơ đồ công nghệ khai thác, xây dựng và phát triển mỏ Bạch Hổ (1997); Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới và xây dựng mỏ Bạch Hổ (2003); Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ đến ngày 1/6/2006; Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Quốc tế "Thân dầu trong đá móng nứt nẻ" (2006).

Áp dụng những giải pháp công nghệ và kinh nghiệm của Vietsovpetro khai thác dầu trong đá móng, có cải tiến

và hoàn thiện cho phù hợp với đặc điểm mô hình địa chất, đặc tính chất lưu vỉa của từng mỏ, các công ty dầu khí như Petronas (PCV), JVPC, Cửu Long JOC, đã phát hiện và tổ chức khai thác có hiệu quả các mỏ Ruby, Rạng Đông, Sư Tử Đen và các mỏ khác.

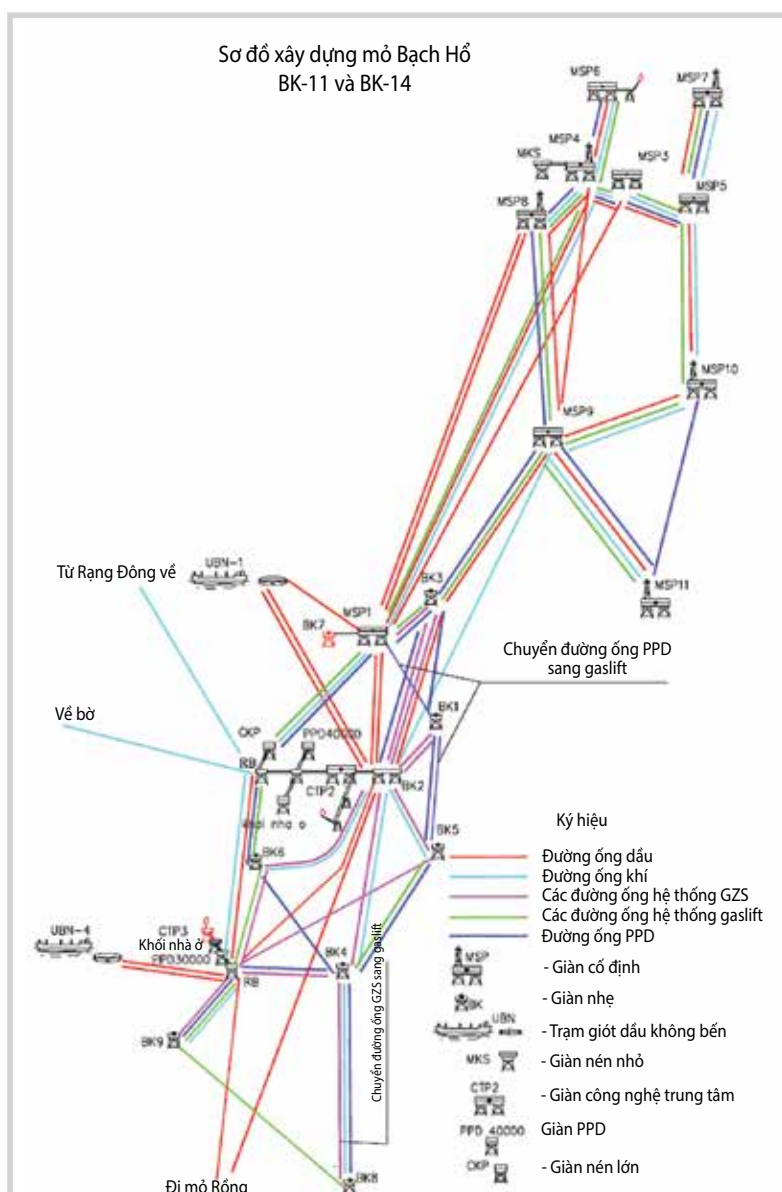
Tầng móng nứt nẻ - hang hốc granitoid trước Đệ Tam ở bể Cửu Long và thềm lục địa Nam Việt Nam đã trở thành đối tượng quan tâm đặc biệt trong chiến lược tìm kiếm và khai thác dầu khí của các công ty dầu hoạt động ở Việt Nam và các tổ chức dầu khí thế giới.

3.3. Giai đoạn khai thác suy giảm cuối đời mở

Sau khi đạt đỉnh, từ năm 2005 sản lượng thân dầu móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu suy giảm 8 - 10%/năm. Số giếng và hệ số ngập nước tăng nhanh, front nước đáy dâng cao không đồng đều tạo những lưỡi nước. Cột dầu giảm, xuất hiện mũ khí cục bộ làm giảm sản lượng giếng. Áp suất vỉa tiệm cận áp suất bão hòa. Đó là những thách thức lớn đối với Vietsovpetro làm thế nào để giảm tốc độ suy giảm sản lượng.

Những giải pháp công nghệ được Vietsovpetro thực hiện trong giai đoạn này là:

- Điều chỉnh quy trình bơm ép nước hợp lý cho từng cụm khai thác theo chế độ: bơm đúng áp suất, đúng lưu lượng và theo chu kỳ để hạn chế lười nước đột biến.
- Nghiên cứu các giải pháp tận thu dầu sót trong không gian rỗng nứt nẻ nhỏ, có cơ chế đẩy dầu kiểu mao dẫn và ở những khối sót chưa tác động bởi hiệu ứng bơm ép nước.
- Tiếp tục áp dụng các chất hoạt động bề mặt để giảm độ bão hòa dầu sót "Sor" và các giải pháp công nghệ khác nhằm tăng hệ số thu hồi dầu.
- Chính xác hóa mô hình phân bố độ rỗng trong không gian 3D.
- Điều chỉnh mô hình khai thác và trữ lượng còn lại.



Hình 6. Hệ thống các công trình xây dựng mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

Kết quả nghiên cứu khoa học và ứng dụng các giải pháp công nghệ được thể hiện trong công trình: Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ hiệu chỉnh năm 2008; Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Quốc tế “Thần dầu trong đá móng nút nẻ” (2008); Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ (2018).

4. Kết luận

Kết quả khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thân dầu trong đá móng nứt nẻ gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khí hòa tan biến động. Sự phân bố độ rỗng - thấm có khả năng cho dòng công nghiệp phức tạp làm tăng độ rủi ro cao khi bố trí

các giếng tìm kiếm và phát triển. Hiện nay, nhiều nhà điều hành dầu khí khác (ngoài Vietsovpetro) cũng đang khai thác dầu trong đá móng nhưng với hệ số thu hồi thấp hơn nhiều, cần tiếp tục trao đổi kinh nghiệm từ Vietsovpetro để tăng hiệu quả khai thác mỏ.

Như vậy, việc áp dụng có chọn lọc các kinh nghiệm của Vietsovpetro từ mỏ Bạch Hổ và tăng hàm lượng nghiên cứu và đầu tư công nghệ mới đã làm phong phú thêm kinh nghiệm khai thác dầu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và tính hiệu quả cao trong khai thác thân dầu trong đá móng granitoid nứt nẻ - hang hốc.

Những kết quả trên cho thấy phát hiện và khai thác có hiệu quả dầu trong tầng chứa đá móng granitoid nứt

nẻ - hang hốc là thành tựu khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, đi tiên phong là Vietsovpetro; có đóng góp lớn về lý luận và thực tiễn cho khoa học dầu khí thế giới.

Tài liệu tham khảo

1. Anirbid Sircar. *Hydrocarbon production from fractured basement formations*. Current Science. 2004; 87(2): p. 147 - 151.
2. GeoScience Limited. *Hydrocarbon production from fractured basement formations*. 2013.

EFFECTIVE EXPLORATION, DISCOVERY AND EXPLOITATION OF OIL FIELDS IN PRE-TERTIARY FRACTURED BASEMENT RESERVOIRS

Ngo Thuong San

Vietnam Petroleum Association

Email: ngothuongsan@yahoo.com.vn

Summary

Bach Ho is the largest oil field in Vietnam with oil initially in place of over 500 million tons. Field production is highly intensive with the peak of production amounting to over 12 million tons per year from Mesozoic granitoid basement reservoir in the Tertiary sedimentary basin.

Results of oil production from the basement reservoirs of Bach Ho, Rong, and other oil fields reveal the diversity of geological model with the presence of aquifer and the difference in fluid composition and distribution by depth. Oil in the fractured basement reservoir is discovered at the depth range of nearly 2,000m to 4,000m. Crude properties such as density, viscosity, and soluble gas ratio vary from area to area. The complex porosity-permeability distribution increases the risk of new exploration and infill wells.

Currently, besides Vietsovpetro Joint Venture, other oil and gas operators are producing from fractured basement reservoir with low recovery rate. It is, therefore, necessary to exchange experiences with Vietsovpetro in order to increase the production efficiency.

Key words: Basement rock, granitoid, Tertiary, Bach Ho field.

ĐẶC ĐIỂM HOẠT ĐỘNG DIAPIR SÉT TRONG KHU VỰC TRUNG TÂM BỂ TRẦM TÍCH SÔNG HỒNG

Nguyễn Tiến Thịnh¹, Bùi Huy Hoàng¹, Trần Thị Thanh Thúy¹, Nguyễn Thanh Lam²
Nguyễn Trọng Tín², Vũ Ngọc Diệp³, Nguyễn Quốc Quân⁴

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Vietgazprom

Email: thinhnt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trầm tích Cenozoic tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng (kéo dài từ Lô 109 đến Lô 115) có bề dày lớn, có thể đạt tới độ sâu hơn 17km. Các phát hiện tại khu vực này (như Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen, Cửa Lò...) cho đến nay đều là khí, condensate và chủ yếu gắn liền với thành tạo diapir sét. Quá trình hình thành diapir sét có vai trò quan trọng đối với hệ thống dầu khí ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng, là một trong những tác nhân hình thành các bẫy chứa và còn có thể là kênh dẫn cho khí dịch chuyển từ dưới sâu đưa lên theo quá trình phát triển của các diapir nạp vào bẫy chứa.

Cơ chế hình thành diapir sét là hệ quả của quá trình giải phóng áp suất vào giai đoạn cuối Miocene, đầu Pliocene kéo dài cho tới hiện tại do sự tồn tại đối áp suất cao ở khu vực sâu của bể trầm tích. Các nguyên nhân chính gây ra dị thường áp suất cao có thể do gradient địa nhiệt cao, tốc độ trầm tích lớn trong Miocene, Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn và có thể một phần từ quá trình sinh và giải phóng hydrocarbon từ các tầng đá sinh tuổi Oligocene - Miocene.

Từ khóa: Diapir sét, bể Sông Hồng, áp suất cao, hydrocarbon, Miocene muộn, Pliocene.

1. Giới thiệu

Khu vực trung tâm bể Sông Hồng thuộc bể trầm tích Cenozoic Sông Hồng kéo dài từ Lô 109 đến Lô 115 có bề dày trầm tích lớn với độ sâu nước biển từ 20 - 90m. Đặc điểm chính của vùng này là các tầng trầm tích nghiêng thoải dần và dày lên về phía trung tâm trũng, nơi dày nhất chưa xác định được chính xác nhưng khoảng trên 17km.

Bể trầm tích Sông Hồng bắt đầu hình thành trong Eocene do ảnh hưởng của hoạt động trượt bằng trái dọc đứt gãy Sông Hồng [1]. Quá trình tách giãn rift diễn ra trong giai đoạn Eocene - Oligocene, hình thành các tập trầm tích lục nguyên môi trường sông ngòi và đầm hồ. Kết thúc giai đoạn này là một pha nén ép mạnh vào cuối Oligocene tạo bất chỉnh hợp góc khu vực. Bắt đầu từ Miocene sớm, hoạt động lún chìm diễn ra trên toàn bể, môi trường trầm tích chuyển dần sang tương ven bờ tới biển nông. Trong khi khu vực phía Bắc chịu ảnh hưởng của hoạt động nén ép nghịch đảo trong Miocene, khu vực trung tâm bể hầu hết các đứt gãy xuất phát từ móng đều dừng hoạt động vào cuối Miocene sớm. Pliocene - Đệ Tứ là giai đoạn tạo thêm, thành tạo các tập trầm tích biển nông tới sâu ở khu vực trung tâm bể [2]. Đây cũng là thời gian hoạt động diapir mạnh xuyên cắt qua các lớp trầm tích (Hình 1) [3].

Tại khu vực trung tâm bể, Vietgazprom đã tiến hành khoan thăm dò tại Lô 113 giếng khoan VGP-113-BV-1X vào năm 2008 cho dòng khí 414 nghìn m³/ngày ở đối tượng chứa Pliocene và giếng khoan VGP-113-BD-2X vào năm 2009 cho dòng khí 495 nghìn m³/ngày. Một loạt các giếng khoan khác tại cấu tạo như Báo Vàng cùng các mỏ khí đã phát hiện và khai thác của Trung Quốc như Dongfang, Ledong cho thấy tiềm năng khí lớn trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene ở khu vực trung tâm bể. Các mỏ khí và phát hiện khí này đều cho thấy sự liên quan tới các thành tạo diapir sét. Diapir sét tại bể Sông Hồng đã được nhiều nhà địa chất Trung Quốc nghiên cứu như B.J.Huang [4], Chao Lei [5], Di Peng [6]. Do vậy, trong bài báo này nhóm tác giả tập trung phân tích đặc điểm địa chất của hoạt động diapir sét và đánh giá ảnh hưởng của chúng đến sự hình thành và tích tụ dầu khí tuổi Miocene trên, Pliocene khu vực trung tâm bể Sông Hồng.

2. Đặc điểm hoạt động diapir trên thế giới

Diapir trong địa chất dầu khí được hiểu là các thể xâm nhập của đá trầm tích, chủ yếu là muối hoặc sét, vào các tầng trầm tích bên trên [7]. Có 2 loại diapir ghi nhận trên thế giới hiện nay là diapir sét và diapir muối. Diapir muối và sét có nhiều điểm tương đồng như hình dạng, biểu

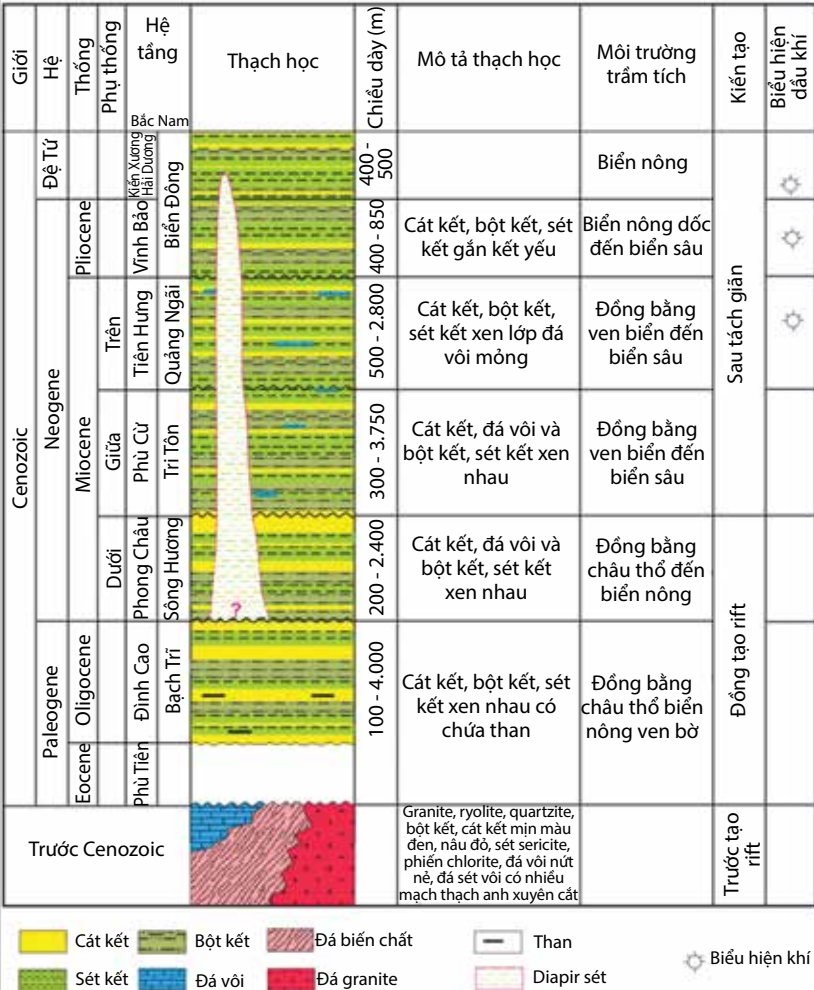
hiện trên mặt cắt địa chấn (các thể phản xạ hỗn độn), cấu trúc mai rùa và đứt gãy sinh kèm bên trên diapir, sự dịch chuyển tạo đứt gãy hoặc uốn nếp đồng trầm tích của diapir và quá trình phát triển qua nhiều giai đoạn (reactive, active và passive) [8, 9]. Cho đến nay đã có nhiều nghiên cứu về cơ chế hình thành diapir sét trên thế giới và các nghiên cứu này chủ yếu đồng quan điểm rằng diapir sét hình thành từ quá trình giải phóng áp suất, đồng thời cũng là giải phóng sét linh động (hỗn hợp sét và chất lưu

như nước, hydrocarbon, CO₂) do tồn tại dị thường áp suất cao ở phần sâu của bể trầm tích [10 - 12] (Hình 2). Diapir có thể gọi là đường giải phóng áp suất, chất lưu và sét. Nguồn gốc gây dị thường áp suất cao và cơ chế kích hoạt sự hình thành và dịch chuyển diapir sét ở từng vùng có sự khác nhau. Gây ra dị thường áp suất cao có thể do nhiều nguyên nhân, trong đó các nguyên nhân chính có thể như sau:

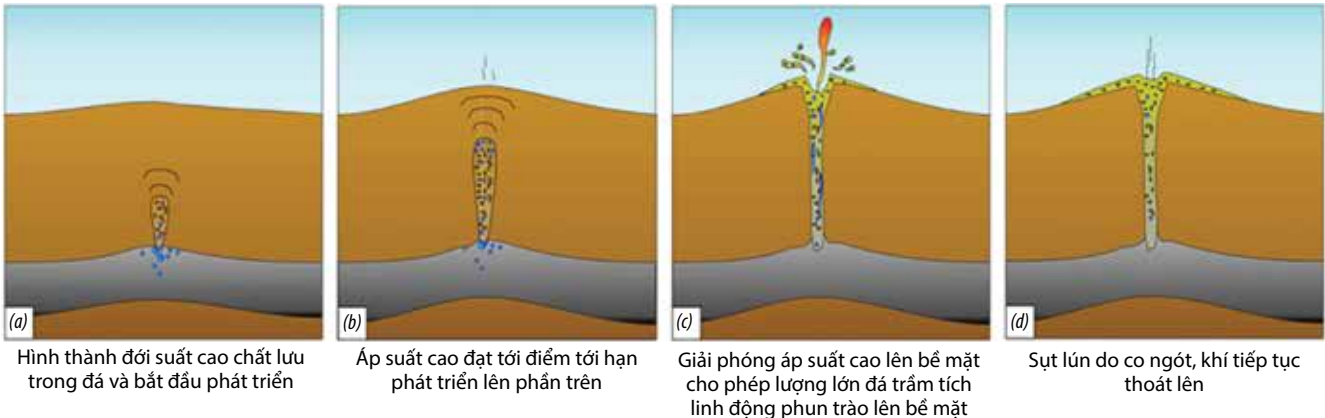
- Tốc độ trầm tích lớn: Thường là trầm tích hạt mịn lắng đọng với tốc độ lớn dẫn đến hiện tượng áp suất chất lưu không kịp giải phóng.
- Nén ép kiến tạo: Hình thành do quá trình nén ép kiến tạo.
- Hoạt động magma: Làm tăng gradient địa nhiệt, do đó tăng áp suất chất lưu gây hiện tượng dị thường áp suất. Ngoài ra hoạt động magma cũng có khả năng giải phóng một lượng lớn khí góp phần gây dị thường áp suất.
- Quá trình sinh hydrocarbon: Quá trình này giải phóng một lượng lớn dầu và khí, nếu không di thoát được sẽ tạo dị thường áp suất.

Ngoài điều kiện tiên quyết là sự tồn tại dị thường áp suất cao, cần có một cơ chế kích hoạt và phát triển diapir. Cơ chế này thay đổi tùy từng khu vực (Hình 3), nhưng có thể chia làm 2 cơ chế chính:

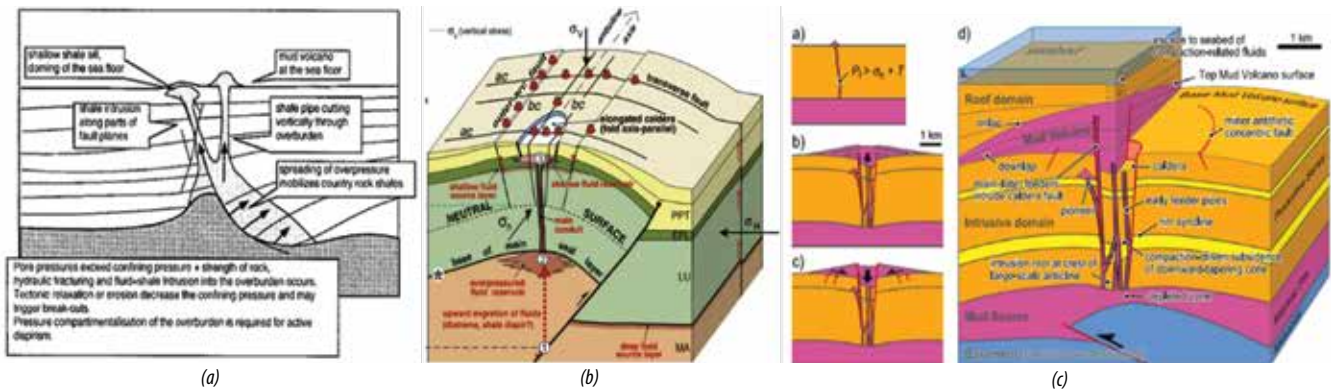
- Dịch chuyển theo khe nứt và đứt gãy kiến tạo



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp khu vực trung tâm bể (theo [3] có chỉnh sửa)



Hình 2. Mô hình quá trình hình thành diapir sét và phun trào bùn giải phóng sét linh động lên bề mặt [11]



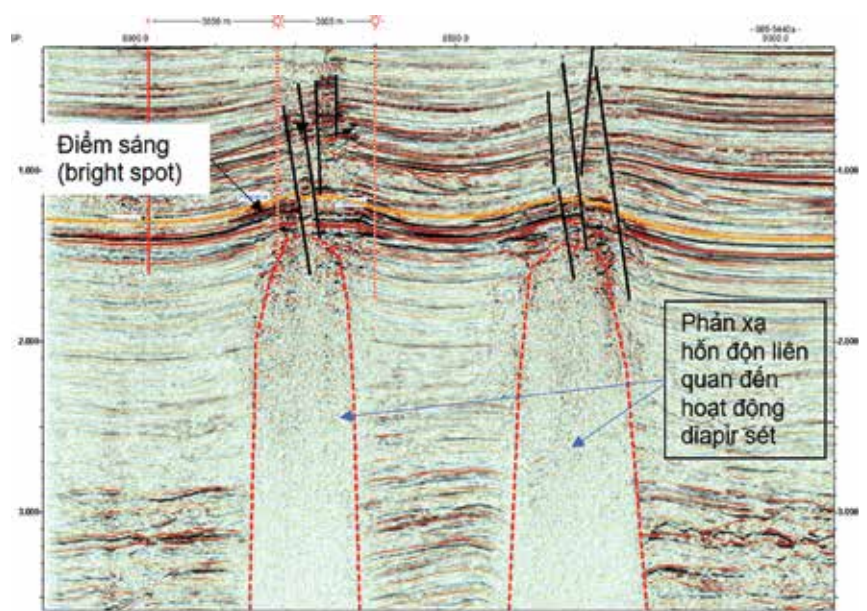
Hình 3. Các cơ chế kích hoạt và dịch chuyển diapir sét. (a) Hoạt động tách giãn tạo diapir sét ở khu vực châu thổ Baram-Brunei. (b) Hoạt động nén ép tạo núi lửa bùn ở Bắc Apennines-Italy. (c) Mô hình núi lửa bùn hoạt động dọc theo khe nứt thủy lực do dị thường áp suất cao ở bể Nam Caspian

Cơ chế dịch chuyển theo khe nứt và đứt gãy kiến tạo gắn liền với các hoạt động kiến tạo như tách giãn, nén ép hoặc trượt bằng. Với cơ chế này, các đứt gãy kiến tạo và khe nứt sinh kèm là nơi xung yếu tạo đường dẫn cho diapir sét dịch chuyển lên phía trên. Một số khu vực có diapir sét hoạt động theo cơ chế này là khu vực châu thổ Baram-Brunei với cơ chế tách giãn [13], khu vực núi phun trào bùn ở Bắc Apennines - Italy với cơ chế nén ép [14] và khu vực núi phun trào bùn Lusi ở Indonesia với cơ chế đứt gãy trượt bằng [11, 12].

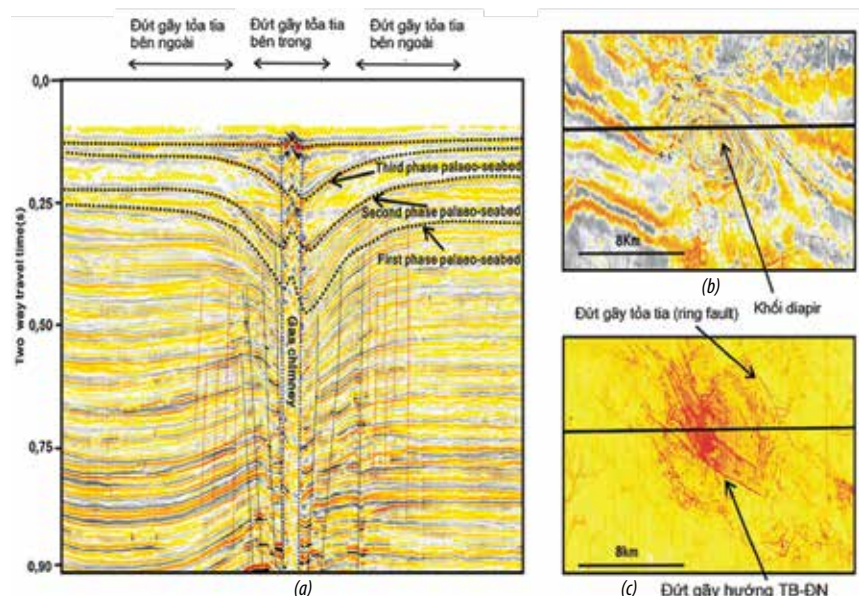
- Dị thường áp suất cao tạo khe nứt thủy lực

Thay vì tác nhân ngoại lực như hoạt động kiến tạo, khi dị thường áp suất đủ lớn thì áp suất chất lưu trong lỗ rỗng có khả năng tự tạo khe nứt thủy lực, hình thành đường dẫn cho diapir sét dịch chuyển. Mô hình này được áp dụng cho núi phun trào bùn khu vực bể Nam Caspian [15].

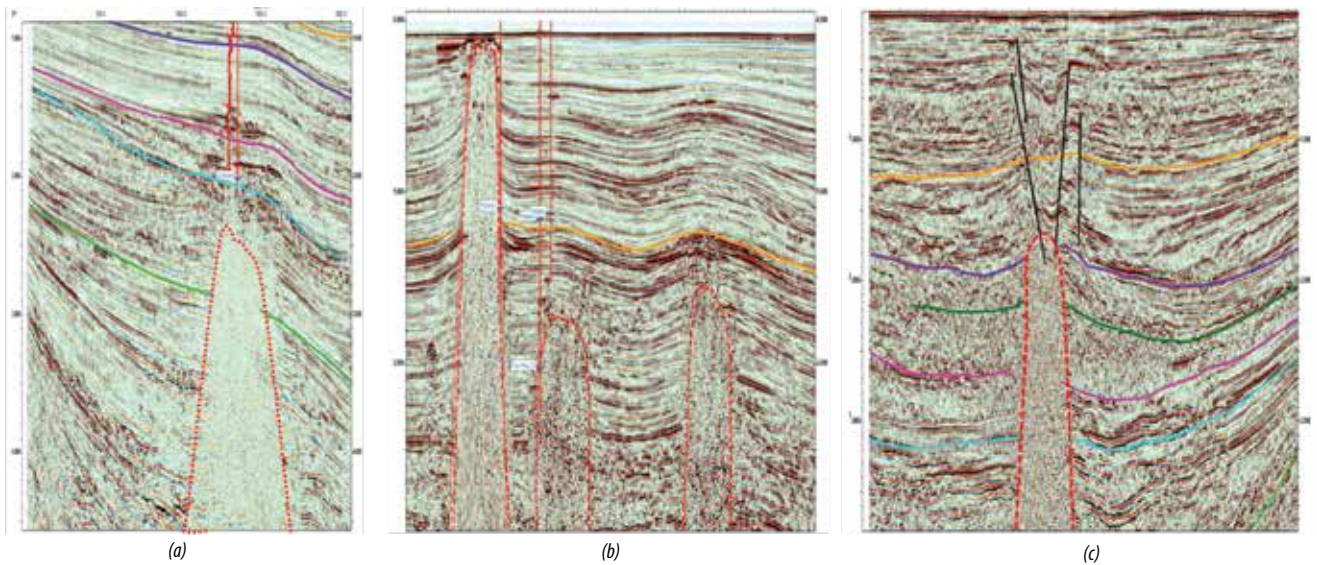
Đối với khu vực trung tâm bể Sông Hồng, quan sát trên các tài liệu địa chất - địa vật lý hiện có, với phần lớn thành phần là các trầm tích hạt mịn nên cơ chế dị thường áp suất tạo ra khe nứt thủy lực khả năng cao là do hoạt động tự tạo khe nứt thủy lực (Hình 3c).



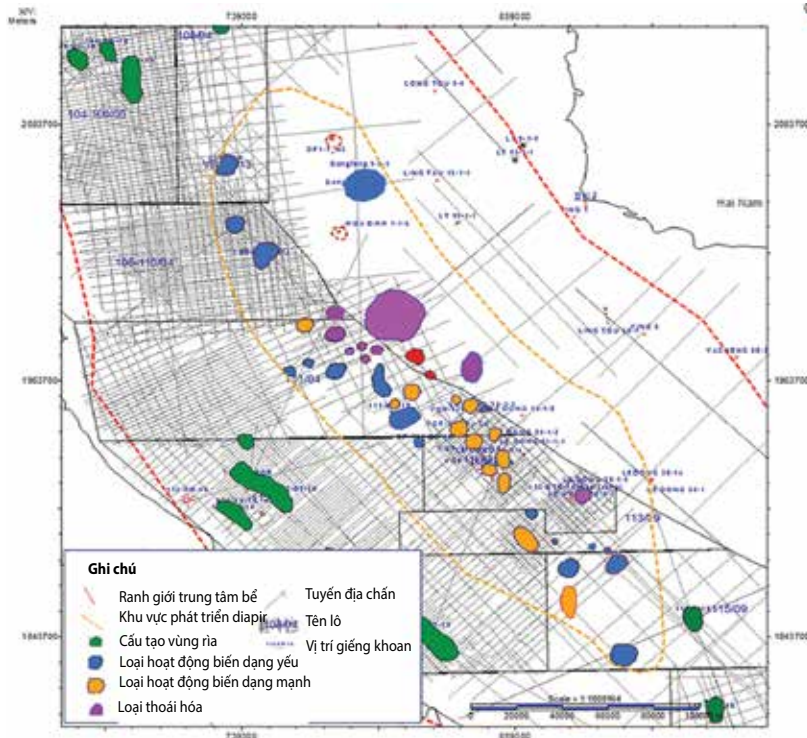
Hình 4. Phản xạ hỗn độn do ảnh hưởng của diapir sét trên tài liệu địa chấn qua khu vực Bão Đen. Các điểm sáng có thể liên quan đến các tích tụ khí



Hình 5. Hình ảnh thoái hóa, sụt lún và các đứt gãy dạng tỏa tia quanh diapir ở mỏ Ledong [5]



Hình 6. Phân loại các dạng diapir ở trung tâm bể Sông Hồng: Loại hoạt động biến dạng yếu (a), Loại hoạt động biến dạng mạnh (b), Loại thoái hóa (c)



Hình 7. Phân bố diapir sét và các loại diapir sét theo tài liệu địa chấn tại bể Sông Hồng

3. Nhận dạng và phân loại diapir sét

3.1. Nhận dạng diapir sét

Hoạt động diapir sét ở khu vực nghiên cứu được nhận dạng trên mặt cắt địa chấn bởi dạng cột xuyên cắt có phản xạ hỗn độn hoặc phản xạ trắng. Đây là đới nhiễu sóng do hoạt động diapir sét gây ra, sự tồn tại diapir sét có thể chỉ phản ánh của mặt cắt. Phía trên các diapir thường có thể có các biểu hiện khí ở các tầng trầm tích bên trên và thường kèm theo các điểm sáng (bright spots) (Hình 4).

Xung quanh và phía trên diapir thường có các đứt gãy sinh kèm, có độ dốc lớn, tập trung nhiều nhất ở phía trên đỉnh của diapir. Các

đứt gãy này có thể chia làm 2 loại: định hướng và không định hướng (ring fault). Đứt gãy không định hướng có dạng vòng tròn hoặc tỏa tia từ tâm của diapir (Hình 5), trong khi đứt gãy định hướng chỉ phát triển theo hướng nhất định tại khu vực đỉnh diapir. Đứt gãy loại này có dạng kéo dài cắt qua khối diapir và tắt dần về 2 phía do mức độ ảnh hưởng của diapir giảm đi - đây là dạng đứt gãy có vai trò quan trọng, thường là đường dịch chuyển của khí.

3.2. Phân loại diapir sét

Xét về hình thái diapir có thể phân thành 2 loại diapir: loại hoạt động và loại thoái hóa (bùn thoát ra làm trầm tích sụt lún). Loại hoạt động là loại xuyên cắt qua các tầng có trước và có thể còn đang tiếp tục hoạt động. Loại thoái hóa là loại đã trải qua quá trình xuyên cắt, hiện tại không còn hoạt động xuyên cắt giải phóng năng lượng nữa mà bị sụt lún do quá trình sụt trầm tích do bùn thoát ra. Đối với loại hoạt động dựa vào mức độ biến dạng và xuyên cắt của trầm tích xung quanh, có thể chia diapir sét ở khu vực nghiên cứu thành loại hoạt động biến dạng yếu và loại hoạt động biến dạng mạnh (Hình 6).

Loại hoạt động xuyên cắt yếu phần lớn quan sát thấy không có sự xuyên cắt mạnh lên trên và đới nhiễu sóng gây ra do diapir quan sát thấy ở trầm tích tuổi

Miocene và già hơn, phần trên Pliocene có quan sát thấy biến dạng tuy nhiên không quan sát thấy ảnh hưởng xuyên cắt mạnh đến tầng trầm tích này mặc dù vẫn có thể hoạt động trong thời kỳ này (điển hình như cấu tạo Cửa Lò). Loại diapir này có thể hiện tại đã ngừng hoạt động hoàn toàn, phân bố chủ yếu ở rìa bể.

Loại hoạt động xuyên cắt mạnh và làm biến dạng trầm tích xung quanh, điển hình nhất là ở khu vực Dongfang, Ledong hoặc Báo Đen. Đối nhiều sóng do diapir thường có dạng trụ kéo dài các phần xạ hỗn độn này hình thành do ảnh hưởng tiềm nhập của diapir sét. Trầm tích phía trên diapir bị biến dạng mạnh tạo uốn nếp vòm như mai rùa và thường bị phân cắt mạnh bởi hệ đứt gãy hoặc hướng vào tâm, hoặc hướng ra phía sườn của diapir. Diapir loại này xuyên cắt tới phần trầm tích rất nông, một số diapir xuyên tới gần mặt đáy biển. Loại diapir này vẫn còn hoạt động hoặc kết thúc hoạt động rất gần đây, phân bố chủ yếu ở phần trung tâm bể, nơi có bể dày trầm tích lớn trong giai đoạn Miocene muộn, Pliocene.

Loại thoái hóa cũng có các biểu hiện xuyên cắt và biến dạng mạnh nhưng hiện đã bị sụt lún co ngót. Trong

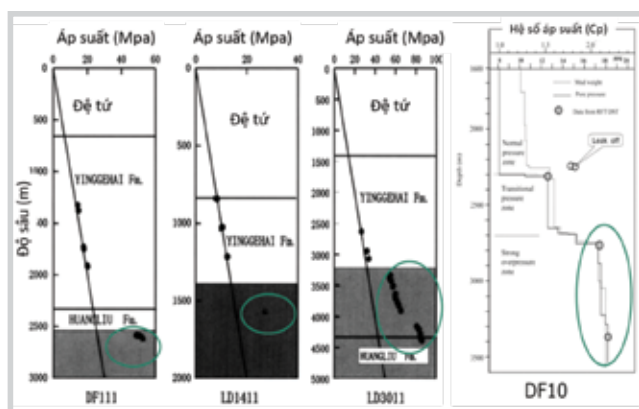
quá khứ, loại này có thể hoạt động mạnh, nhưng hiện nay diapir loại này chỉ còn là các di chỉ bị chôn vùi dưới tầng trầm tích bên trên và phân bố chủ yếu ở trung tâm bể. Dựa vào bản đồ phân bố loại diapir (Hình 7), có thể thấy diapir hầu hết phân bố phần trung tâm của bể theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, trong đó các diapir có mức độ biến dạng mạnh như tập trung ở khu vực trung tâm nhất giai đoạn Miocene muộn, Pliocene (Lô 111/04-113). Trong khi đó, các diapir biến dạng yếu phân bố chủ yếu ở ngoài rìa.

4. Sự hình thành diapir sét khu vực trung tâm bể Sông Hồng

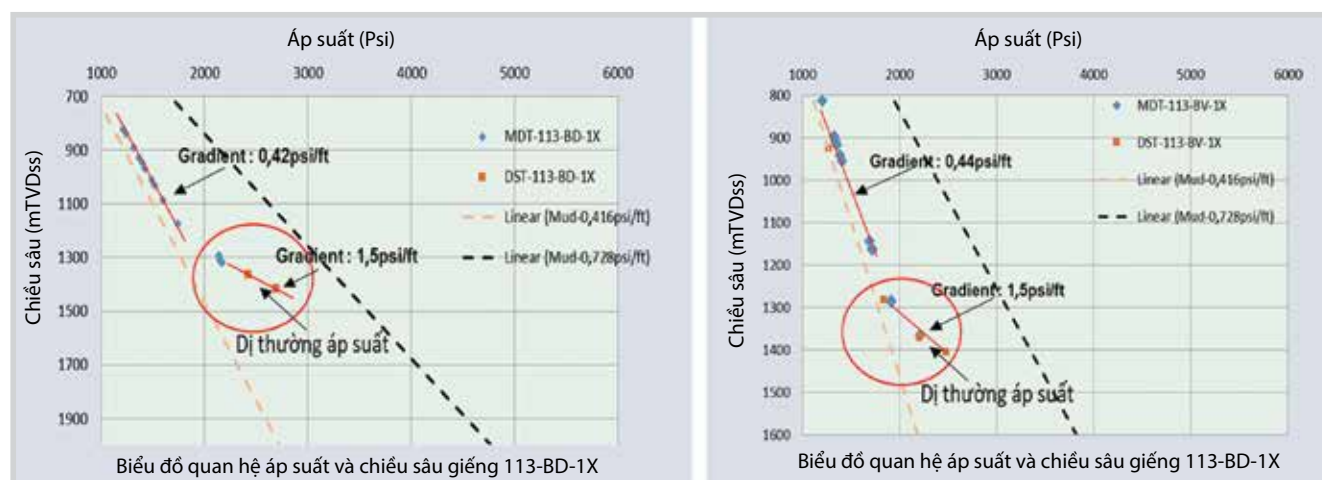
4.1. Sự hình thành dị thường áp suất cao

Ở trung tâm bể Sông Hồng đã ghi nhận hiện tượng dị thường áp suất cao, vốn liên quan mật thiết tới sự hình thành diapir sét. Nghiên cứu dị thường áp suất trên tài liệu vận tốc địa chấn và tài liệu giếng khoan, các nhà nghiên cứu cho rằng nóc dị thường áp suất ở khoảng 3.200m ở khu vực không có diapir, trong khi ở phía trên các đỉnh diapir sét độ sâu chỉ đạt khoảng 1.500 - 2.500m [4, 16] (Hình 8). Ở Việt Nam, tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng đã ghi nhận hiện tượng dị thường áp suất cao tại các giếng khoan khu vực Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen ở vào khoảng độ sâu 1.300 - 1.500m (Hình 9).

Sự hình thành dị thường áp suất cao như đã nói ở trên phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng, các nguyên nhân có thể bao gồm gradient địa nhiệt cao, tốc độ trầm tích lớn từ Miocene đến Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn và cũng có thể một phần từ hoạt động sinh và giải phóng hydrocarbon từ các tầng sét mẹ trong Oligocene - Miocene.



Hình 8. Hiện tượng dị thường áp suất cao ở mỏ Ledong và Dongfang [4, 16]



Hình 9. Hiện tượng dị thường áp suất cao tại mỏ Báo Đen và Báo Vàng

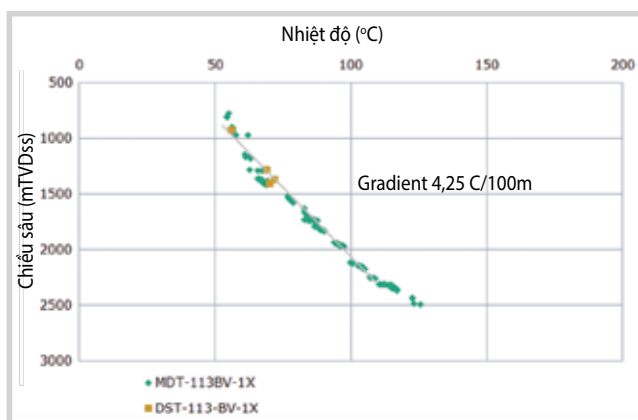
4.2. Giá trị dòng nhiệt và gradient địa nhiệt ở bể Sông Hồng

Giá trị dòng nhiệt và gradient địa nhiệt ở bể Sông Hồng được ghi nhận cao, có thể do hoạt động magma sâu cận đáy vỏ (?). Ở trung tâm tại các mỏ Dongfang và Ledong, gradient địa nhiệt đo được cao, có thể lên tới $43^{\circ}\text{C}/\text{km}$, với giá trị dòng nhiệt trung bình $79 \pm 7 \text{ mW}/\text{m}^2$ [17] cao hơn so với Qiongdongnan ($71,3 \pm 13,5 \text{ mW}/\text{m}^2$) và bể Cửa Sông Châu ($72,9 \pm 14,2 \text{ mW}/\text{m}^2$) [18]. Khu vực trung tâm phần phía Việt Nam cũng ghi nhận gradient địa nhiệt cao tại giếng khoan VGP-113-1X ($4,25^{\circ}\text{C}/100\text{m}$) (Hình 10).

Gradient địa nhiệt cao là hệ quả do sự hoạt động magma trẻ (Pliocene - Đệ Tứ), đã được ghi nhận ở khu vực đảo Hải Nam [19] và ở một số khu vực quanh rìa bể Sông Hồng, cả trên bờ cũng như ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam như phun trào bazan đảo Cổ Cò, đảo Lý Sơn. Bể Cửa Sông Châu (pearl river Mouth basin) đã ghi nhận hoạt động magma trong thời kỳ Miocene muộn - Pliocene dựa trên tài liệu khoan và địa chấn [17]. Do vậy, dựa trên các tài liệu giếng khoan và văn liệu hiện có, dòng nhiệt cao ở bể Sông Hồng có thể bắt nguồn từ hoạt động magma trong giai đoạn Miocene muộn - Đệ Tứ.

4.3. Tốc độ trầm tích lớn

Tốc độ trầm tích lớn ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng từ giai đoạn Miocene đến Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn hình thành trong môi trường biển [2] là một trong những nguyên nhân dẫn đến dị thường áp suất cao. Dựa trên phân tích tốc độ trầm tích, đã được tác giả tính đến yếu tố nén ép thẳng đứng do khối lượng trầm tích (overburden), có thể thấy tốc độ trầm tích lớn trong Pliocene ở cả phía Bắc, trung tâm, phía Nam cũng như trong toàn mặt cắt dọc qua bể Sông Hồng vào khoảng $720 - 870 \text{ m}/\text{triệu năm}$ [3]. Ngoài ra, thành phần



Hình 10. Gradient địa nhiệt cao tại giếng khoan khu vực mỏ Báo Vàng

trầm tích chủ yếu là hạt mịn còn đóng vai trò là tầng chắn khu vực hạn chế sự dịch chuyển của chất lưu trong quá trình chôn vùi nén ép, đó cũng là nguyên nhân quan trọng tạo dị thường áp suất cao.

4.4. Quá trình sinh hydrocarbon

Quá trình sinh hydrocarbon cũng có thể góp phần vào sự hình thành dị thường áp suất cao. Tài liệu các giếng khoan trong và xung quanh khu vực trung tâm bể Sông Hồng cho thấy các tầng trầm tích Oligocene - Miocene tại khu vực trung tâm chứa các tập sét giàu vật chất hữu cơ thành tạo trong môi trường hồ, ven biển cho tới biển nông, có khả năng giải phóng một lượng lớn hydrocarbon. Hydrocarbon được sinh ra và di thoát không hiệu quả cũng là yếu tố có thể hình thành dị thường áp suất cao. Tuy nhiên, cho tới nay mức độ nghiên cứu đá mẹ tại trung tâm bể còn hạn chế do các giếng khoan mới chỉ dừng lại ở phần lát cắt nông của trung tâm bể.

5. Đánh giá vai trò diapir đến sự hình thành tích tụ dầu khí

Dựa trên lịch sử phát triển của diapir và các dấu hiệu trên các tài liệu địa chất - địa vật lý của các tích tụ đã phát hiện, diapir sét có vai trò quan trọng, ảnh hưởng đến sự hình thành tích tụ và phá hủy các tích tụ khí:

- Vai trò tạo bẫy và kênh dẫn hydrocarbon, CO_2 có thể xảy ra trong suốt quá trình phát triển của diapir bao gồm 2 ảnh hưởng chính là tạo bẫy chứa cho tầng trầm tích Miocene muộn cho tới hiện tại và tạo kênh dẫn dịch chuyển hydrocarbon từ các tầng đá mẹ phía dưới đi lên.

- Ảnh hưởng tạo bẫy: Đây là ảnh hưởng tích cực nhất và là điều kiện tiên quyết cho sự hình thành các tích tụ. Quá trình phát triển diapir từ dưới lên đóng vai trò chính hình thành bẫy cấu tạo. Các dạng bẫy chủ yếu là cấu tạo vòm khép kín 4 chiều hoặc có thể là dạng kế áp vào các thể diapir - đây là dạng bẫy chính tại khu vực trung tâm bể điển hình như các cấu tạo Ledong, Dongfang, Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen... Ngoài ra, cũng có thể tạo ra các dạng bẫy địa tầng dạng kế áp, phủ chồm lên các khối nhô đã được hình thành trước đó bởi hoạt động diapir điển hình như khu vực Cửa Lò, Lotus.

- Vai trò tạo kênh dẫn hydrocarbon, CO_2 : Đây là yếu tố không kém phần quan trọng đối với việc hình thành các tích tụ dầu khí. Theo nghiên cứu của B.J.Huang [4], Di Peng [6] và Xinong Xie [20], thân diapir và các đứt gãy sinh kèm đóng vai trò rất quan trọng trong việc tạo đường dẫn cho hydrocarbon tiếp tục di thoát các trầm tích nông,

thậm chí xuất lộ lên đáy biển. Trong khu vực trung tâm bể Sông Hồng, trầm tích chủ yếu được hình thành trong môi trường biển, xa nguồn, thành phần trầm tích chủ yếu là trầm tích hạt mịn, sét chiếm tỷ lệ lớn và đóng vai trò đá sinh, chắn. Do đó hoạt động diapir có thể tạo kênh dịch chuyển cho hydrocarbon di thoát từ các tầng đá sinh đi lên và đồng hành với thể sét linh động nạp vào các bẫy cùng hình thành trong quá trình hoạt động diapir.

- Vai trò phá hủy tích tụ có thể xảy ra trong giai đoạn đã hình thành các tích tụ, quá trình phát triển diapir tiếp tục tái hoạt động, tạo mới các hệ đứt gãy sinh kèm phát triển lên trên thậm chí lên đáy biển. Hoạt động diapir giai đoạn này có thể phá vỡ và làm di thoát các tích tụ khí đã có, khiến các tích tụ tiếp tục dịch chuyển lên trên hoặc thậm chí di thoát lên mặt đáy biển - điều này có thể quan sát dựa trên các dấu hiệu trên tài liệu địa chấn như đã đề cập ở phía trên.

6. Kết luận

Diapir sét ở bể trầm tích Sông Hồng được khoanh định phân bố tại khu vực trung tâm dọc theo trục Tây Bắc - Đông Nam của trũng. Hoạt động giải phóng áp suất cao ở các trũng sâu tạo thành diapir sét có thể được hình thành với cơ chế tự tạo khe nứt thủy lực hình thành trong giai đoạn từ Miocene muộn đến hiện tại.

Một trong những nguyên nhân chính gây ra đối di thường áp suất tạo thành diapir là tốc độ trầm tích lớn ở khu vực trung tâm từ giai đoạn Miocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn ngoài ra còn có thể có thêm tác động của hoạt động của magma sâu và quá trình giải phóng hydrocarbon từ đá sinh Oligocene - Miocene. Diapir sét bể Sông Hồng có 2 loại chính là loại hoạt động và loại thoái hóa. Hoạt động diapir sét vừa có vai trò tạo bẫy vừa là kênh dẫn cho hydrocarbon và CO₂ di thoát từ đá mẹ Oligocene - Miocene và tích tụ vào các bẫy tiềm năng bên trên. Ảnh hưởng của quá trình phát triển diapir sét có thể đóng vai trò tích cực đến quá trình tích tụ khí nhưng cũng có thể là nguyên nhân phá hủy gây di thoát khí từ các tích tụ đã có. Do sự hạn chế về mẫu đá mẹ trong Miocene, Oligocene tại trung tâm bể Sông Hồng do vậy nguồn gốc sét giải phóng để phát triển diapir từ tầng trầm tích đá mẹ nào cần có thêm các nghiên cứu chi tiết và định lượng hơn trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. C.K.Morley. *A tectonic model for the Tertiary evolution of strike-slip faults and rift basins in SE Asia*. Tectonophysics. 2002; 347 (4): p. 189 - 215.

2. Nguyễn Thị Dịu và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

3. Nguyễn Tiến Thịnh và nnk. *Nghiên cứu sự hình thành tích tụ dầu khí trong trầm tích Miocen muộn - Pliocen khu vực trung tâm bể Sông Hồng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017: 152 trang.

4. B.J.Huang, X.M.Xiao, W.L.Dong. *Multiphase natural gas migration and accumulation and its relationship to diapir structures in the DF1-1 gas field, South China Sea*. Marine and Petroleum Geology. 2002; 19(7): p. 861 - 872.

5. Chao Lei, Jianye Ren, Peter D.Clift, Zhenfeng Wang, Xusheng Li, Chuanxin Tong. *The structure and formation of diapirs in the Yinggehai - Song Hong basin*. Marine and Petroleum Geology. 2011; 28 (5): p. 980 - 991.

6. Di Peng, Huang Hua, Huang Bao, He Jia, Chen Duo. *Seabed pockmark formation associated with mud diapir development and fluid activities in the Yinggehai basin*. Journal of Tropical Oceanography. 2012; 31(5): p. 26 - 36.

7. R.E.Chapman. *Chapter 15: Diapirs, diapirism and growth structures*. Developments in Petroleum Science. 1983; 16: p. 325 - 348.

8. Christopher K.Morley, G.Guerin. *Comparison of gravity-driven deformation styles and behavior associated with mobile shales and salt*. Tectonics. 1996; 15(6): p.1154 - 1170.

9. B.C.Vendeville, M.P.A.Jackson. *The rise of diapirs during thin-skinned extension*. Marine and Petroleum Geology. 1992; 9(4): p. 331 - 354.

10. Lyobomir I.Dimitrov. *Mud volcanoes-the most important pathway for degassing deeply buried sediments*. Earth-Science Reviews. 2002; 59(1 - 4): p. 49 - 76.

11. A.Mazzini. *Mud volcanism: Processes and implications*. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(9): p.1677 - 1680.

12. A.Mazzini, A.Nermoen, M.Krotkiewski, Y.Podladchikov, S.Planke, H.Svensen. *Strike-slip faulting as a trigger mechanism for overpressure release through piercement structures*. Implications for the Lusi Mud Volcano, Indonesia. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(9): p. 1751 - 1765.

13. P.Van Rensbergen, C.K.Morley, D.W.Ang, T.Q.Hoan, N.T.Lam. *Structural evolution of shale diapirs from reactive rise to mud volcanism: 3D seismic data from the baram delta, offshore Brunei Darussalam*. Journal of the Geological Society. 1999; 156: p. 633 - 650.

14. Marco Bonini. *Mud volcanoes: Indicators of stress orientation and tectonic controls*. Earth-Science Reviews. 2012; 115(3): p. 121 - 152.
15. Siman A.Stewart, Richard J.Davies. *Structure and emplacement of mud volcano systems in the South Caspian basin*. AAPG Bulletin. 2006; 90(5): p. 771 - 786.
16. Xinong, Xie, Li Sitian, Dong Weiliang, Zhang Qiming. *Overpressure development and hydrofracturing in the Yinggehai basin*. Journal of Petroleum Geology. 1999; 22(4): p. 437 - 454.
17. Lijuan He, Liangping Xiong, Jiyang Wang. *Heat flow and thermal modeling of the Yinggehai basin*. Tectonophysics. 2002; 351(3): p. 245 - 253.
18. Yusong Yuan, Weilin Zhu, Lijun Mi, Gongcheng Zhang, Shengbiao Hu, Lijuan He. *Uniform geothermal gradient" and heat flow in the Qiongdongnan and Pearl river Mouth basins*. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(7): p. 1152 - 1162.
19. Xuan-Ce Wang, Zheng-Xiang Li, Xian-Hu Li, Jie Li, Yung Liu, Wen-Guo Long, Jin-Bo Zhou, Fei Wang. *Temperature, pressure, and composition of the mantle source region of late Cenozoic basalts in Hainan island, SE Asia: A consequence of a young thermal mantle plume close to subduction zones?* Journal of Petrology. 2012; 53(1): p. 177 - 233.
20. Xinong Xie, Li Sitian, Dong Weiliang, Zhang Qiming. *Overpressure development and hydrofracturing in the Yinggehai basin*. Journal of Petroleum Geology. 1999; 22(4): p. 437 - 454.

EVOLUTION CHARACTERISTICS OF SHALE DIAPIR IN THE CENTRE OF SONG HONG BASIN

**Nguyen Tien Thinh¹, Bui Huy Hoang¹, Tran Thi Thanh Thuy¹, Nguyen Thanh Lam²
Nguyen Trong Tin², Vu Ngoc Diep³, Nguyen Quoc Quan⁴**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Petroleum Association

³Vietnam Oil and Gas Group

⁴Vietgazprom

Email: thinhnt@vpi.pvn.vn

Summary

Cenozoic deposits in the centre of Song Hong basin (spreading from block 109 to block 115) have a great thickness, which can reach the depth of over 17km. The gas discoveries in this area (such as Bao Vang, Bao Trang, Bao Den, and Cua Lo) are all gas and condensate, and mainly related to the shale diapir formation. The diapirism has taken a very important role in the petroleum system of the centre of Song Hong basin. It is one of the factors to form traps and create migration pathway for gas to move upward to shallow sections along the development process of diapirs.

The cause of diapirism is the releasing of high pressure which existed in the deep area of the basin in late Miocene, early Pliocene and continues to recent time. The high pressure in Song Hong basin may be caused by some reasons including high geothermal gradient, high sedimentation rate in Miocene, Pliocene with mainly fine grain sediment and mudstone and the expulsion of hydrocarbon from Oligocene, Miocene source rocks.

Key words: Shale diapir, Song Hong basin, high pressure, hydrocarbon, late Miocene, Pliocene.

HƯỚNG TIẾP CẬN MỚI TRONG PHÂN TÍCH THỦ VĨA GIẾNG KHÍ CÓ HÀM LƯỢNG CO₂ CAO

Lê Đình Thành, Nguyễn Hải An, Nguyễn Hoàng Đức

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Mặc dù công tác lập kế hoạch và tiến hành thử vỉa tại các đối tượng khí (đặc biệt là khí có hàm lượng CO₂ cao) được thực hiện giống nhau, tuy nhiên kết quả thực tế có sự khác biệt về hệ số nhiễm bẩn vỉa do dòng chảy rối (non-Darcy skin) lớn, sự chuyển pha của hỗn hợp khí, xuất hiện hiện tượng nhiễu, áp suất và nhiệt độ tăng/giảm bất thường... Các biểu hiện bất thường này được xác định liên quan trực tiếp đến tính chất của CO₂ với khả năng chịu nén tốt hơn khí tự nhiên, có sự thay đổi lớn về tỷ trọng và có thể đạt tới trạng thái siêu tới hạn nặng ngang chất lỏng, dễ dàng chuyển đổi sang pha rắn/lỏng/khí.

Một số phát hiện khí tại đối tượng Tri Tôn (phía Nam bể Sông Hồng) có hàm lượng CO₂ dao động từ 32 - 37%. Khi tiến hành minh giải thử vỉa DST, xuất hiện hiện tượng giảm áp trong quá trình đo hồi phục áp suất, dẫn đến việc phân tích thông số vỉa thông thường không khả thi.

Nghiên cứu của nhóm tác giả làm rõ vai trò, đặc tính của CO₂ trong quá trình minh giải thử vỉa DST, đánh giá ưu nhược điểm của phương pháp đang áp dụng; phân tích và đề xuất hướng tiếp cận mới để có thể thu được nhiều thông số vỉa chứa, phục vụ công tác lập/chính xác hóa phương án phát triển mỏ.

Từ khóa: Carbonate, khí có hàm lượng CO₂ cao, minh giải thử vỉa DST, vỉa chứa, hệ tầng Tri Tôn.

1. Giới thiệu

1.1. Đặc trưng địa chất vỉa chứa carbonate tại khu vực nghiên cứu

Trầm tích Miocene giữa ở khu vực Nam bể Sông Hồng có đặc điểm khác với phần Bắc nên được gọi là hệ tầng Tri Tôn. Hệ tầng nằm bất chỉnh hợp trên các trầm tích của hệ tầng Sông Hương, bao gồm các trầm tích hạt mịn nằm ở 2 bên địa lũy Tri Tôn (địa hào Quảng Ngãi và địa hào Lý Sơn) và các lớp đá carbonate dày tới vài trăm mét trên địa lũy Tri Tôn. Các trầm tích hạt mịn gồm sét bột màu xám, xám sáng, gắn kết trung bình đến cứng có chứa vôi, xen ít cát màu xám trắng. Đá carbonate ở đây có màu trắng, xám sáng, vàng sẫm, nâu, xám tối xen kẽ với mudstone, wackstone, packstone chứa rong rêu và foram lớn và san hô dày. Kích thước hạt từ vi tinh tới hạt nhỏ với đặc tính độ rỗng và độ thấm rất tốt. Hệ tầng có bề dày trong khoảng 300 - 1.000m. Các trầm tích hệ tầng Tri Tôn được thành tạo trong môi trường biển nông, thềm biển và đồng bằng ven biển.

Đá chứa carbonate Miocene dưới - giữa thuộc hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn là đối tượng chứa quan trọng nhất tại khu vực này. Các đá chứa này là đá vôi thềm, bị nứt nẻ và khối xây ám tiêu sinh vật, chúng phát triển rộng rãi trên địa lũy Tri Tôn. Các ám tiêu sinh vật có tính chất chứa rất tốt, độ rỗng từ 25 - 30%, thậm chí lên đến 35 - 40%, độ thấm từ hàng trăm đến hàng nghìn mD.

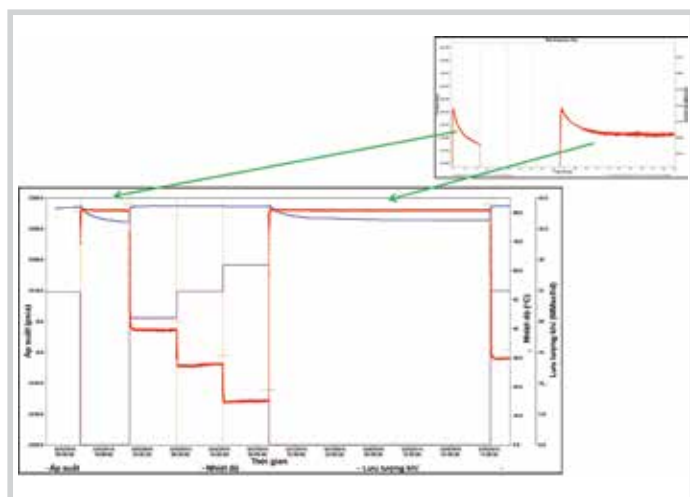
Đá chứa carbonate Miocene trên đới nâng Tri Tôn một phần bị dolomite hóa bất gặp tại các giếng 3X/2X và tính chất vỉa của đá dolomite rất tốt, tương đối đồng nhất. Quá trình hình thành và dự báo phân bố đá dolomite trong khu vực nghiên cứu khá phức tạp chứa nhiều rủi ro nên đang được tiếp tục nghiên cứu đánh giá.

Đến nay, tại khu vực nghiên cứu đã có 4 giếng khoan thăm dò thăm lượng (1X - 4X), trong đó đã tiến hành thử vỉa DST tại giếng khoan 3X và 4X. Các kết quả chính như sau:

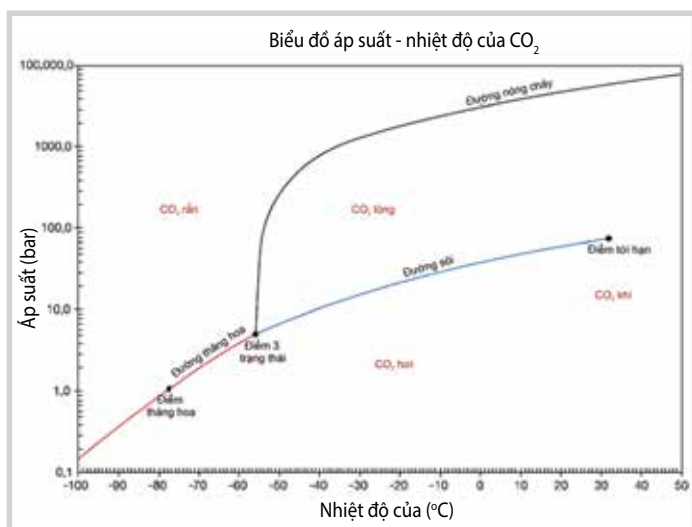
DST tại giếng 3X được tiến hành với khoảng bắn vỉa 1.500 - 1.550mMD (tổng cộng 50m). Kết quả thử vỉa cho dòng 25,6 triệu ft³ khí/ngày với cỡ cơn 60/64in.

Giếng khoan 4X là giếng khoan thứ 2 được tiến hành thử vỉa DST với khoảng bắn vỉa 1.520 - 1.530mMD (tổng cộng 10m). Kết quả thử vỉa cho dòng 29,2 triệu ft³ khí/ngày với cỡ cơn 64/64in với chênh áp nhỏ khoảng 60psi, chứng tỏ vỉa chứa có tiềm năng cho dòng rất tốt.

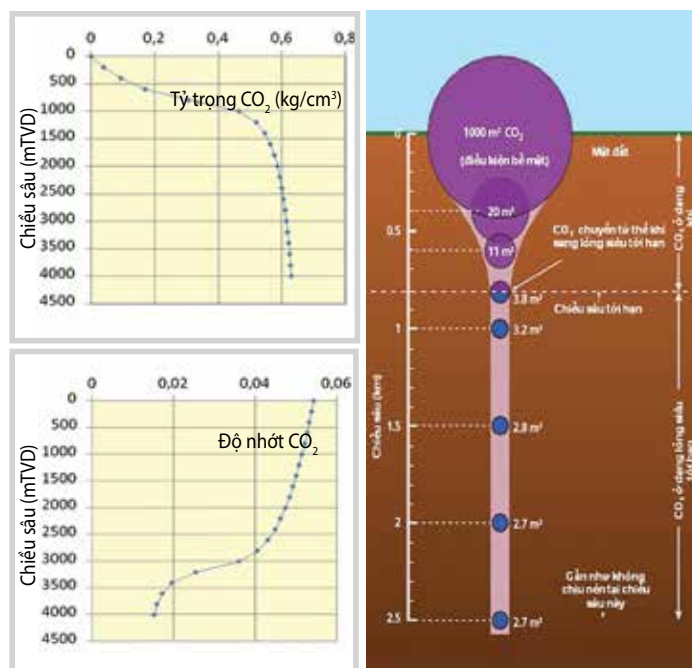
Các mẫu chất lưu (PVT) đều khẳng định khí tại mỏ là khí khô có hàm lượng khí CO₂ cao khoảng 30 - 38%. Số liệu thử vỉa DST tại giếng 4X (Hình 1) cho thấy có sự xuất hiện hiện tượng giảm áp suất và nhiệt độ trong quá trình phục hồi áp suất. Điều này khiến cho việc phân tích số liệu thử vỉa giai đoạn này như các giếng khí thông thường không thể thực hiện được.



Hình 1. Số liệu đồng hồ và sự giảm áp trong đo động thái áp suất giếng khoan 4X



Hình 2. Biểu đồ pha của CO_2 (theo ChemicalLogic Corp. 1999)



Hình 3. Thay đổi tỷ trọng, độ nhớt và thể tích của CO_2 theo chiều sâu (PVTsim)

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Đặc điểm của khí CO_2

Carbon dioxide là một hợp chất hóa học của 2 thành phần: C và O, với tỷ lệ 1:2 tương ứng cho từng thành phần và công thức phân tử của hợp chất này là CO_2 . Khí carbonic có mùi nhẹ, không màu và nặng hơn không khí.

Trong điều kiện nhiệt độ và áp suất bình thường, CO_2 ở thể khí. Trạng thái vật lý của CO_2 biến đổi theo điều kiện nhiệt độ và áp suất. CO_2 có thể chuyển đổi linh hoạt các trạng thái rắn, lỏng, khí/hơi. Điều kiện áp suất cao, tỷ trọng của CO_2 có thể thay đổi trong khoảng rất rộng và có thể đạt tới xấp xỉ tỷ trọng của dầu. Hình 2 biểu diễn các ranh giới biến đổi trạng thái của CO_2 [1].

Ngoài ra, Hình 3 biểu diễn hàm biến đổi của tỷ trọng CO_2 theo áp suất và nhiệt độ; thay đổi áp suất hơi CO_2 theo nhiệt độ; thay đổi độ nhớt theo nhiệt độ và áp suất.

2.2. Sự ảnh hưởng của khí với hàm lượng CO_2 cao đến kết quả đo hồi phục áp suất

Trong vỉa chứa tại độ sâu khoảng 1.600m, áp suất và nhiệt độ lên tới khoảng 2.300psia (khoảng 156bar) và 180°F (~82°C). Tại điều kiện này CO_2 đạt tới trạng thái siêu tới hạn, ít chịu nén. Trong quá trình thử vỉa DST, ở giai đoạn đóng giếng phục hồi áp suất, van đáy giếng được đóng lại, khí tại đáy giếng được nén lại với nguồn cung cấp từ vỉa chứa. Hiện tượng này dẫn đến tỷ trọng khí CO_2 nói riêng tăng dần, kéo theo sự tăng tỷ trọng hỗn hợp khí qua quá trình biến đổi pha. Chính sự tăng tỷ trọng của hỗn hợp khí theo công thức (1) dẫn đến số liệu đo áp suất của đồng hồ sẽ giảm do khí đó áp suất của hỗn hợp khí phục hồi về áp suất vỉa sẽ nhỏ hơn sự tăng áp suất cột hỗn hợp khí trong khoảng giữa vỉa chứa và đồng hồ đo. Việc tính toán sự tăng áp suất của cột hỗn hợp khí tại khoảng cách giữa vỉa chứa và đồng hồ đo theo thời gian trong quá trình đo hồi phục là khó khăn và tồn tại sai số khó lường.

2.3. Phân tích thử vỉa giếng khí

Thông thường thử vỉa DST cho vỉa khí có đặc trưng khác so với vỉa dầu, chủ yếu là do sự khác biệt của đặc tính của chất lưu:

- Khí có sự giãn nở thay đổi thể tích lớn, hỗn hợp khí sẽ bị mất nhiệt độ theo hiệu ứng Joule - Thomson.

- Khí là hỗn hợp chịu nén lớn gấp nhiều lần so

với dầu, do đó tỷ trọng khí thay đổi đáng kể khi có điều kiện áp suất, nhiệt độ thay đổi do chuyển động từ đáy giếng lên bề mặt hoặc do chuyển đổi cân bằng pha giữa các trạng thái mở giếng hoặc đóng giếng. Đặc biệt với chất lưu là khí có thể có hàm lượng khí CO₂ (chất có sự thay đổi lớn trong các điều kiện áp suất nhiệt độ) có thể có các biểu hiện khác biệt lớn.

- Tỷ trọng, độ nhớt của khí nhỏ hơn rất nhiều so với chất lỏng, do đó trong quá trình thử vỉa khí từ đáy giếng lên bề mặt sẽ di chuyển với lưu lượng lớn, có hiện tượng sự trượt rơi của các thành phần lỏng nặng hơn dẫn đến sự chảy rối ảnh hưởng đáng kể đến năng lượng tổn hao. Để mô tả hiện tượng này đối với các giếng khí có thêm 1 hệ số quan trọng là hệ số skin “non-Darcy” để có thể tính toán chính xác hơn khả năng cho dòng khí của vỉa chứa.

Trong thử vỉa DST cho giếng khí thông thường, có 2 giai đoạn được lựa chọn phân tích đánh giá thông số vỉa tương ứng với 2 phương pháp đo thử vỉa hồi phục áp suất và thử vỉa giảm áp.

Thử vỉa giảm áp: Giếng được mở thử với 3 hoặc hơn các cấp lưu lượng khí ổn định và tăng dần qua thay đổi choke đầu giếng. Khi các giếng được mở với 1 lưu lượng (tương ứng thay đổi cỡ choke), áp suất đáy sẽ biến đổi tương ứng qua đầy đủ các giai đoạn tích lũy lòng giếng (wellbore storage), chảy hướng tâm (radial flow), hiệu ứng biên (boundary effect) và được lặp đi lặp lại với các cấp lưu lượng khí khác nhau. Trong trường hợp số liệu đủ điều kiện phân tích, thử vỉa giảm áp có thể cung cấp được các thông số chính về vỉa chứa: Áp suất vỉa ban đầu P_i; độ thấm, hệ số nhiễm bẩn (skin), hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối (non-Darcy skin), khả năng cho dòng của vỉa chứa có tính đến hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, điều kiện biên...

Thử vỉa phục hồi áp suất: Giếng sau thời gian mở thử giảm áp được đóng lại. Áp suất đáy sẽ được đo trong suốt quá trình phục hồi. Thông thường áp suất đáy sẽ biến đổi tương ứng qua đầy đủ các giai đoạn: hiệu ứng tích lũy lòng giếng, chảy hướng tâm (radial flow), hiệu ứng biên và khi phân tích sẽ cho tương đối đầy đủ về các thông số vỉa chứa: Áp suất vỉa ban đầu P_i, độ thấm, hệ số nhiễm bẩn, khả năng cho dòng của vỉa chứa, trường hợp có thể bỏ qua hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, điều kiện biên...

Đối với các giếng khí, thường quan tâm đến thử vỉa phục hồi áp suất do khi đóng giếng dòng khí lên bề mặt sẽ ngừng và không bị thay đổi trong suốt thời gian đo phục hồi còn lại. Đối với thử vỉa giảm áp chỉ dùng phân tích để tính hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối và kiểm tra chéo các thông tin thu thập được trong phân tích thử vỉa phục hồi áp suất. Nguyên nhân chính là do trong

khí đo khi mở thử giếng giảm áp, khó đạt được dòng khí ổn định trong thời gian thử đối với từng cấp lưu lượng.

3. Ứng dụng thực tế minh giải thử vỉa giếng khí 4X

3.1. Giải pháp đã từng được đề xuất áp dụng đối với các giếng khí có CO₂ cao

Trên cơ sở các hiện tượng bất thường trong đo phục hồi áp suất, nhóm tác giả đã triển khai phân tích theo hướng hiệu chỉnh số liệu áp suất về độ sâu giữa vỉa nhằm loại bỏ hiệu ứng chuyển pha của cột khí theo công thức (1) và tiến hành minh giải tương tự giếng thử vỉa DST khí thông thường.

$$P_{MPP} = P_{gauge} + \rho (P_{gauge} T_{gauge}) \times \ell \quad (1)$$

Trong đó:

- P_{MPP}: Pressure at mid-point of perforations - Áp suất tại điểm giữa khoảng bắn vỉa (psig).
- P_{gauge}: Recorded gauge pressure - Áp suất tại điểm đo (psig).
- ρ (P_{gauge}, T_{gauge}): Khối lượng riêng chất lưu tại điều kiện nhiệt độ, áp suất điểm đo (lb/ft³).
- ℓ: Khoảng cách từ điểm đo tới điểm giữa khoảng bắn vỉa (ft).

Phương pháp này theo nhận định của nhóm tác giả còn tồn tại rủi ro khách quan không thể giảm thiểu do:

- Tỷ trọng chất lưu cần đạt độ chính xác khi quy đổi. Tỷ trọng chất lưu thực tế lại biến đổi phức tạp theo chiều sâu (do nhiệt độ, áp suất). Đặc biệt thành phần khí lại có sự biến đổi theo thời gian khi đóng giếng đo hồi phục áp suất cũng gây ra sự thay đổi tỷ trọng.
- Việc tính toán sự tăng áp suất của cột hỗn hợp khí tại khoảng cách giữa vỉa chứa và điểm đặt đồng hồ đo theo thời gian trong quá trình đo hồi phục là khó khăn và tồn tại sai số khó lường.
- Áp suất biến đổi giữa các điểm trong đo phục hồi là con số tương đối nhỏ do đó khó có thể cho kết quả tin cậy với việc biến đổi số liệu gốc và sai số chưa thể định lượng của phương pháp.
- Số liệu sau hiệu chỉnh và mô hình 2 độ rỗng cũng không có dấu hiệu rõ ràng tin cậy chỉ là một khả năng có thể xảy ra.

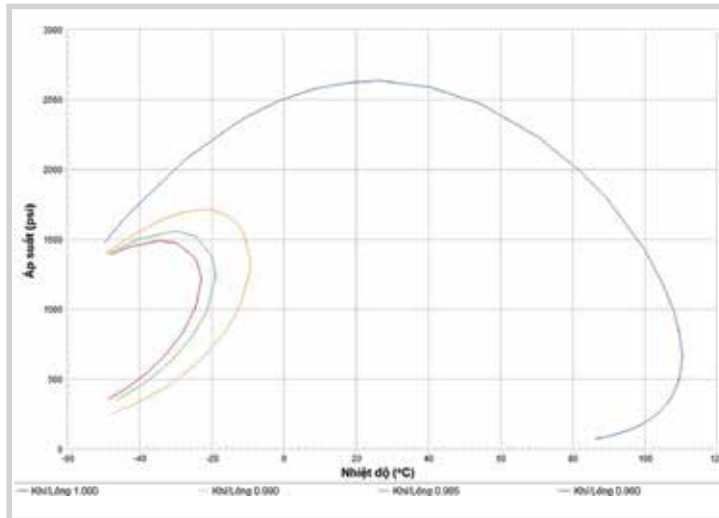
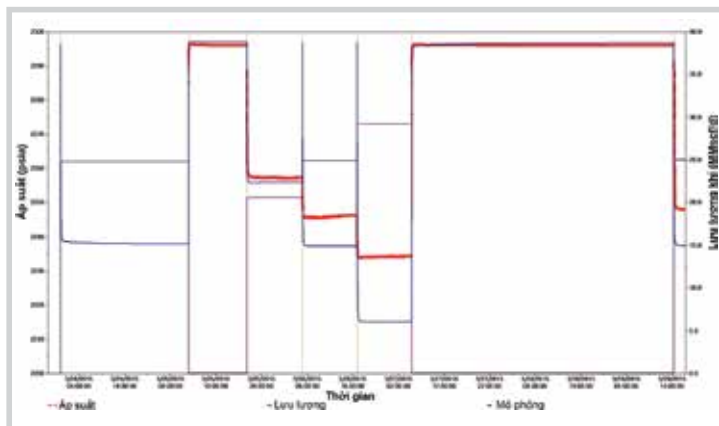
3.2. Phương hướng khắc phục và đánh giá của nhóm tác giả

Kết quả thử vỉa DST giếng khoan 4X thể hiện sự ảnh hưởng của khí có hàm lượng CO₂ cao trong đo hồi phục áp suất. Với kết quả thử vỉa này nhóm tác giả nhận định:

Bảng 1. Thông số vỉa chứa và kết quả minh giải thử vỉa DST giếng 4X

Thông số	Đơn vị	Giá trị
Chiều dày bản vỉa/tổng cho dòng	m	10/37
Khoảng bản	mMD	1.520 - 1.530
Chiều sâu đồng hồ	mTVDss	1.501
Áp suất vỉa Pv	psia	2.306
Độ rỗng	%	27
Độ bão hòa khí	%	92
Mô hình vỉa	-	2 độ rỗng
Độ thấm	mD	367
Hệ số nhiễm bẩn cơ học	-	2
Hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối	1/triệu ft ³ /ngày	1,2
Bán kính khảo sát	m	800
Biên	-	n/a
Lưu lượng khai thác tuyệt đối	1/triệu ft ³ /ngày	143
Ghi chú	-	Kết quả sơ bộ: Hiệu chỉnh số liệu, phân tích PBU, nhiễm bẩn do chế độ chảy rối tham khảo các giếng mô lân cận

Nguồn: Báo cáo sau khoan/minh giải thử vỉa giếng khoan của nhà điều hành

**Hình 4.** Biểu đồ pha chất lưu (PVT)**Hình 5.** Áp suất và lưu lượng khí thử vỉa giếng khoan 4X

- Sự có mặt của hàm lượng CO₂ cao làm cho số liệu đo hồi phục áp suất có giai đoạn giảm.

- Do giai đoạn áp suất giảm phụ thuộc lớn vào sự biến đổi pha (tỷ trọng) của khí và rất nhạy, số liệu đo hồi phục áp suất không thể sử dụng để phân tích hoặc có rủi ro lớn như các minh giải trước đây.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất hướng tiếp cận:

- Sử dụng phần mềm Pan System để thực hiện phân tích do có nhiều tính năng phù hợp như: có tính năng mô phỏng đặc tính PVT chất lưu theo phương trình trạng thái (các phần mềm minh giải DST thông thường khác chỉ có tính năng tạo đặc tính PVT theo các hàm quan hệ), có nhiều loại mô hình vỉa chứa phục vụ cho minh giải, có công cụ hỗ trợ trong việc xác định các cơ chế dòng chảy...

- Dùng phương trình trạng thái chính xác hóa biểu đồ pha chất lưu.

- Phân tích thử vỉa giảm áp (pressure drawdown test).

3.3. Mô phỏng đặc tính lưu thể vỉa (PVT với hàm lượng CO₂ cao)

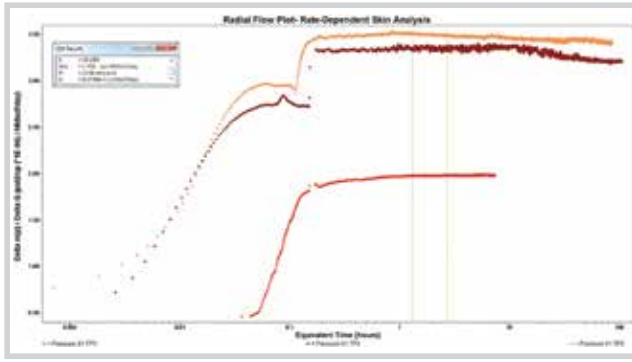
Dựa trên tài liệu phân tích mẫu chất lưu (PVT) giếng khoan 3X và hiệu chỉnh theo kết quả phân tích thành phần CO₂ của giếng khoan 4X, chất lưu sử dụng trong minh giải thử vỉa là khí khô, có thành phần khí chính CH₄ khoảng 51,71%, khí CO₂ ~ 37,00%, N₂ ~ 9,17%.

Sử dụng công cụ phương trình trạng thái (EOS) phần mềm Pan System, biểu đồ pha của chất lưu giếng 4X được mô phỏng như Hình 4. Phương trình trạng thái này sẽ được sử dụng để tính toán các thông số PVT cho minh giải số liệu thử vỉa DST.

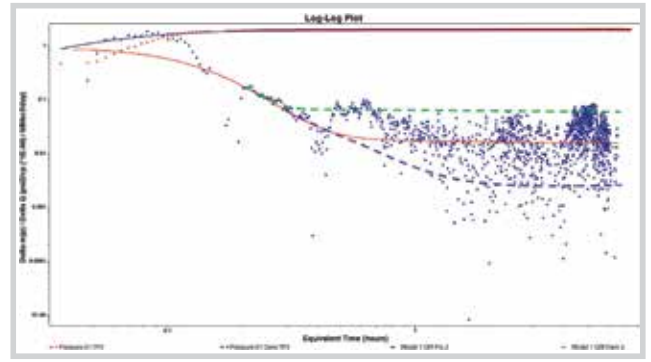
3.4. Phân tích và minh giải thử vỉa giảm áp

Trên cơ sở thông số đầu vào về vỉa chứa và chất lưu (Bảng 1), nhóm tác giả đã tiến hành nhập (load) số liệu đồng hồ vào phần mềm Pan System. Xem xét và đánh giá tổng quan cho thấy giai đoạn thử vỉa giảm áp với 3 cấp lưu lượng có số liệu ổn định và có thể sử dụng để minh giải (Hình 5).

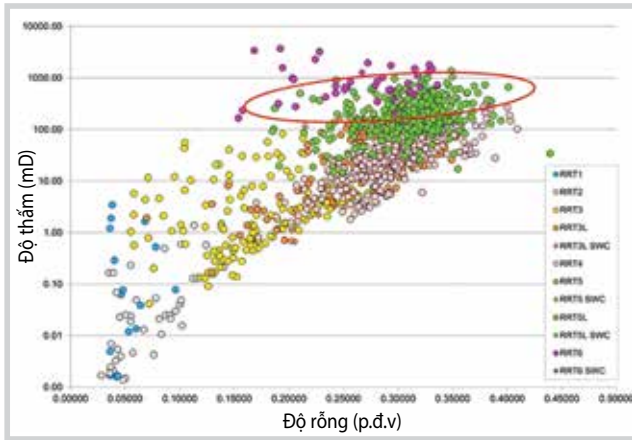
Một trong các thông số quan trọng đặc trưng của thử vỉa giảm áp đa cấp và đối với chất lưu khí là hệ số "non-Darcy skin". Thông số cần thiết để xác định được sự tổn hao áp suất do chế độ chảy rối gây



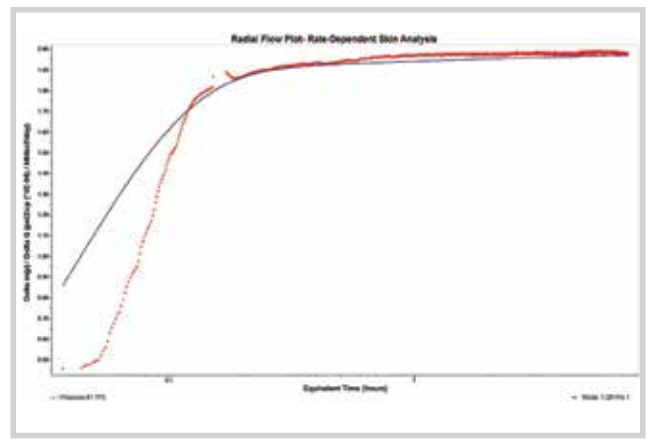
Hình 6. Đánh giá hệ số “non-Darcy skin”



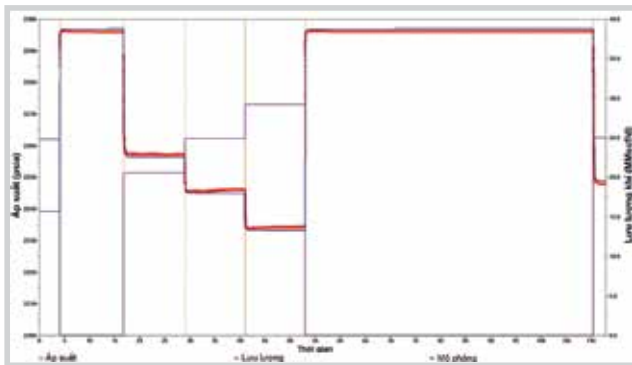
Hình 7. Đánh giá đặc tính vỉa chứa, thử vỉa giảm áp trên cấp lưu lượng đầu tiên



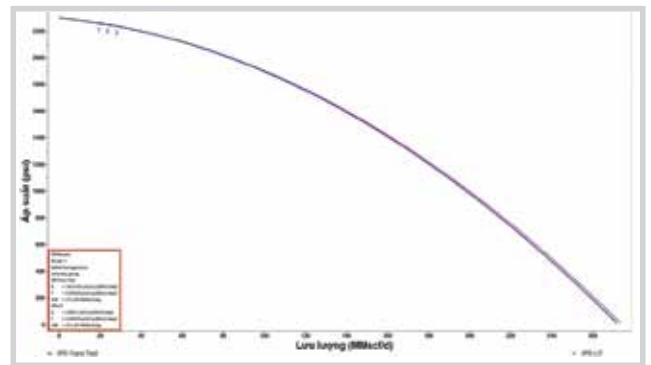
Hình 8. Số liệu độ rỗng - độ thấm mẫu lõi mỏ AX



Hình 9. Kiểm tra hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối trên cấp lưu lượng đầu tiên



Hình 10. Kết quả kiểm tra mô phỏng tổng quan



Hình 11. So sánh đánh giá khả năng cho dòng khí của vỉa chứa giữa mô hình và đánh giá LIT

ra, từ đó xác định hệ số nhiễm bẩn cơ học để tính ra được khả năng cho dòng thực sự của giếng trong các điều kiện cụ thể. Kết quả phân tích trên Hình 6 cho thấy hệ số “non-Darcy skin” $\sim 0,83799$ (1/triệu $\text{ft}^3/\text{ngày}$) là phù hợp.

Trên đồ thị thang Log-log có thể nhận thấy mặc dù hệ thống điểm có sự nhiễu, có thể do lưu lượng khí trong khi tiến hành thử giảm áp không ổn định tuyệt đối như lý thuyết, tuy nhiên vẫn có thể xác định được tương đối khả năng thấm của vỉa chứa. Kết quả đánh giá (Hình 7) cho thấy độ thấm của vỉa chứa rất tốt đạt trung bình $\sim 900\text{mD}$ (trong khoảng 250 - 3.500mD) và cao hơn giá trị do NĐH đánh giá (367mD) và khá phù hợp với số liệu đo mẫu lõi tại các loại đá chứa cho dòng RT5, RT5L, RT6 (Hình 8).

Kết quả được kiểm tra lại với đồ thị Semi-Log về đánh giá hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, đánh giá kết quả mô phỏng tổng quan tất cả giai đoạn thử vỉa và so sánh dự báo về dòng khí tối đa (AOF) từ mô hình và tính trực tiếp từ 3 cấp lưu lượng khí (LIT) cho thấy sự phù hợp và tin cậy cao (Hình 9 - 11).

4. Kết luận

Qua nghiên cứu và phân tích kết quả thử vỉa DST giếng khoan 4X, nhóm tác giả rút ra các kết luận sau:

- Dòng khí khi thử vỉa các giếng 3X và 4X có hàm lượng CO_2 cao, do đó trong quá trình thử DST có một số hiện tượng khác với các giếng khoan thông thường: Số

liệu thử vỉa ghi nhận được sự suy giảm nhiệt độ trong quá trình đo phục hồi (có sự thay đổi về tỷ trọng khí, cân bằng pha); có giai đoạn suy giảm áp suất trong quá trình đo phục hồi áp suất. Thử vỉa giếng khí ngoài các thông số về độ thấm, biên, hệ số nhiễm bẩn... còn thông số rất quan trọng trong xác định khả năng cho dòng là hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối chỉ có thể xác định qua phân tích thử vỉa giảm áp nhiều cấp.

- Phương pháp hiệu chỉnh số liệu (đã từng được nhà điều hành đề xuất áp dụng) còn tồn tại rủi ro lớn do các hiện tượng thay đổi nhiệt độ cũng như có giai đoạn suy giảm trong đo phục hồi áp suất khiến cho việc đánh giá theo phương pháp phân tích áp suất hồi áp thông thường là không khả thi. Hiệu chỉnh số liệu theo các công thức thực nghiệm chưa được kiểm chứng, đặc biệt là khi hiệu chỉnh lại theo thông số tỷ trọng chất lưu. Đây là thông số có rủi ro cao và biến đổi liên tục, trong khi số liệu thử vỉa chỉ cho phép sai số rất nhỏ.

- Phương pháp đề xuất của nhóm tác giả về việc sử dụng phân tích thử vỉa giảm áp nhiều cấp cho giếng khí có hàm lượng CO₂ cao:

- + Loại bỏ rủi ro về sự ảnh hưởng của khí hàm lượng CO₂ cao, do không sử dụng giai đoạn đo phục hồi áp suất để phân tích.

- + Với đặc tính biến đổi mạnh của khí CO₂ cao việc sử dụng mô hình PVT thành phần (EOS) sẽ giúp phần mềm có tính toán đặc tính chất lưu chính xác hơn tại điều kiện áp suất nhiệt độ giai đoạn phân tích.

- + Đối tượng chứa là tập carbonate có khả năng cho dòng tốt, kết quả dòng cực đại (AOF) lên tới 271 triệu ft³

khí/ngày. Độ thấm vỉa chứa khoảng ~ 900mD (nhỏ nhất 250mD, lớn nhất 3.500mD).

- + Hệ số nhiễm bẩn cơ học 38,289.

- + Hệ số nhiễm bẩn do chảy rối ~ 0,83799 (1/triệu ft³/ngày).

Nghiên cứu của nhóm tác giả đã phân tích các tính chất đặc thù của khí có hàm lượng CO₂ cao, đánh giá rủi ro và đề xuất hướng tiếp cận mới phân tích trực tiếp trên số liệu gốc giai đoạn thử vỉa giảm áp nhiều cấp cho kết quả về độ thấm, hệ số nhiễm bẩn cơ học, hệ số nhiễm bẩn do chảy rối (non-Darcy skin), khả năng cho dòng khí của vỉa phù hợp có độ tin cậy cao. Điều này đã khẳng định tính phù hợp và khả thi của phương pháp đối với phân tích thử vỉa các mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao mà nhóm tác giả đã nghiên cứu ứng dụng.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Xuân Lân, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Lê Huy Hoàng. *Công nghệ mỏ dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2017: trang 297 - 311.
2. G.L.Stegemeier, C.S.Matthews. *A study of anomalous pressure build-up behavior*. Society of Petroleum Engineers. 1958.
3. Amanat U.Chaudhry. *Gas well testing handbook*. 2003.
4. J.Q.Xu, G.Weir, L.Paterson, I.Black, S.Sharma. *A case study of a carbon dioxide well test*. Journal of the Australian Petroleum Production & Exploration Association (APPEA). 2007; 47(1): p. 239 - 249.

A NEW APPROACH TO INTERPRET HIGH CO₂ GAS WELL TEST

Le Dinh Thanh, Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc
Petrovietnam Exploration and Production Corporation
Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Although flow testing a CO₂ well should be similar to testing a natural gas well, differences in the thermodynamic properties of CO₂ affect the analysis of the well test considerably. In particular, the non-Darcy skin effect is more pronounced and the wellbore and surface flow can involve dramatic phase changes, such as the formation of ice. Also, since CO₂ is more compressible than a typical natural gas, the accurate measurement of the flow rate becomes more challenging. It is also apparent that the use of pseudo pressure, as opposed to simpler methods of dealing with the pressure dependency of key properties, is essential to the successful analysis of the pressure response to the CO₂ production.

Some gas discoveries in Tri Ton horst (South of Song Hong basin show the average content of CO₂ is around 32% - 37%. During build up period in DST test, decreasing pressure phenomenon occurred which makes it impossible to analyse the reservoir properties

This research concentrates on the effect of CO₂ during DST test, evaluates the current methods and suggests a new approach to collect more data about the reservoir properties which will facilitate the establishment and improvement of field development plans.

Key words: Carbonate, gas with high CO₂ content, DST's interpretation, reservoir, Tri Ton formation.

ẢNH HƯỞNG CỦA VIỆC LỰA CHỌN CÁC PHƯƠNG TRÌNH TRẠNG THÁI TỚI TÍNH TOÁN TRỮ LƯỢNG CỦA VỈA KHÍ ẨM

Nguyễn Văn Đô, Trần Văn Tiến

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: donv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Khi tính toán đánh giá trữ lượng mỏ khí ẩm với tỷ lệ condensate - khí (CGR) thấp, các thông số PVT chất lưu có ý nghĩa rất quan trọng, đặc biệt là hệ số thể tích khí (B_g). Trong quá trình khai thác từ vỉa (có nhiệt độ và áp suất cao) do việc giảm áp, khí sẽ giãn nở (thể hiện qua hệ số B_g). Nếu không có số liệu PVT từ phòng thí nghiệm thì có thể sử dụng các phương trình trạng thái (EOS) để tính toán hệ số B_g .

Bài báo phân tích và so sánh các phương pháp xác định hệ số B_g của mỏ Thiên Nga dựa trên các phương trình trạng thái như Van der Waals, Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson, Standing-Katz. Kết quả tính toán cho thấy việc sử dụng phương trình trạng thái Peng-Robinson có sai số thấp nhất (chỉ 1,3% so với dữ liệu phân tích PVT), rất hiệu quả khi đánh giá tính chất khí, trữ lượng tại chỗ của vỉa khí ẩm.

Từ khóa: PVT, khí ẩm, hệ số thể tích khí, hệ số nén khí thiên nhiên, mỏ Thiên Nga.

1. Giới thiệu

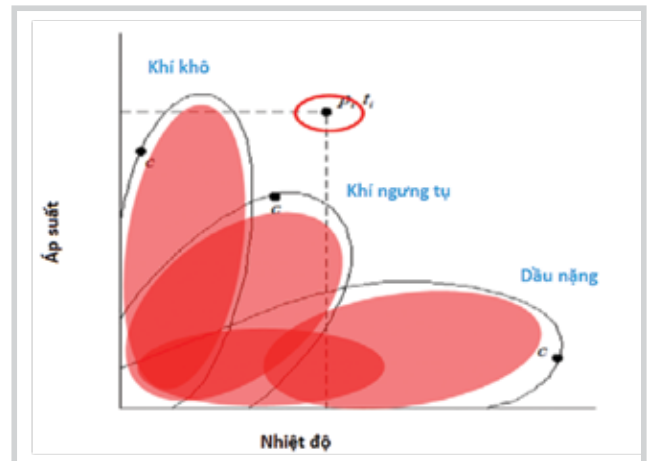
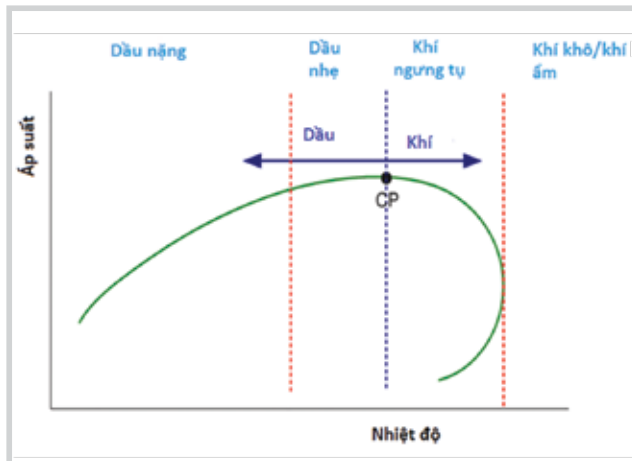
Đánh giá trữ lượng khí tại chỗ ban đầu của vỉa khí ẩm tương đối đơn giản vì không có pha lỏng trong vỉa chứa. Tuy nhiên, yếu tố cần cân nhắc duy nhất trong việc đánh giá trữ lượng khí ban đầu tại chỗ (GIIP) là B_g . Hệ số nén khí thiên nhiên (z) được sử dụng trong tính toán B_g (như phương trình (6)). Trong trường hợp thiếu các nghiên cứu đầy đủ về tính chất PVT của chất lưu thì hệ số z sẽ được đánh giá bằng cách sử dụng các phương trình trạng thái khác nhau thông qua thành phần khí hoặc tỷ trọng khí. Các nghiên cứu đã công bố đưa ra các phương pháp tính hệ số z khác nhau dựa trên tài liệu thành phần khí hoặc tỷ trọng khí. Năm 1942, Standing và Katz [1] đã đưa ra một hàm tương quan để đánh giá hệ số z . Phương pháp này yêu cầu thành phần khí hoặc ít nhất là tỷ trọng khí để tính toán. Yarborough và Hall [2] đã phát triển một phương trình đơn giản cho tính toán trực tiếp hệ số z từ giả áp suất và giả nhiệt độ. Sutton [3], Dranchuk và Abou-Kassem [4] cũng đưa ra các phương trình tương quan để đánh giá các tính chất giả tới hạn từ tỷ trọng khí, phù hợp với biểu đồ của Standing-Katz. Kessler và Lee [5] đề xuất cách đánh giá các tính chất giả tới hạn của thành phần C_{7+} từ tỷ trọng khí, có thể được sử dụng trong việc tính toán hệ số z . Wichert và Aziz [6] đã phát triển một số hàm tương quan khi trong thành phần khí có CO_2 , N_2 và H_2S . Vì vậy, mô hình phương trình trạng thái như phương trình (4) có thể được xây dựng dựa trên việc sử dụng các phương trình trạng thái từ số liệu thành phần khí. Tuy nhiên, nếu các thí nghiệm PVT được làm đầy đủ thì các kết quả có thể

được sử dụng để đưa ra mô hình PVT chính xác hơn để đánh giá chính xác tính chất khí và từ đó đánh giá thể tích và trữ lượng tại chỗ.

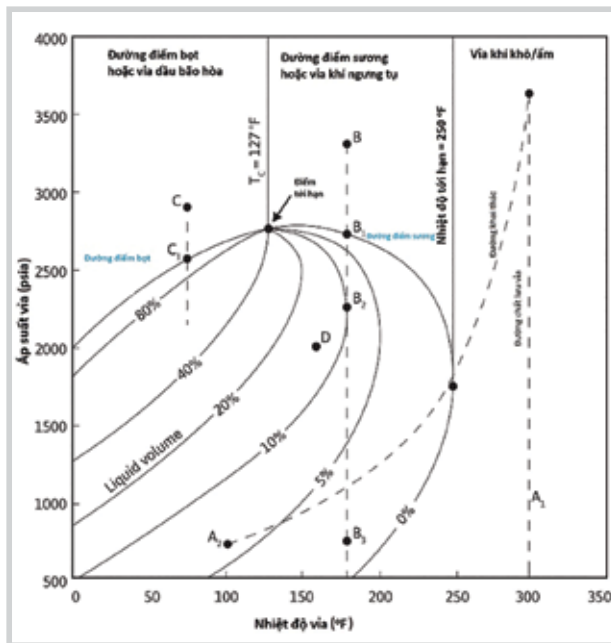
Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu ảnh hưởng của các phương pháp khác nhau như Van der Waals [7], Redlich-Kwong [8], Soave-Redlich-Kwong [8], Peng-Robinson [9], Standing-Katz đến việc tính toán hệ số z , sau đó đánh giá ảnh hưởng của hệ số nén Z tới trữ lượng tại chỗ của khí GIIP và thu hồi. Sau đó, so sánh các kết quả tính với dữ liệu PVT từ phòng thí nghiệm để hiệu chỉnh giá trị của dữ liệu PVT ở phòng thí nghiệm trong đánh giá trữ lượng tại chỗ GIIP và thu hồi.

2. Phân loại các loại chất lưu vỉa dầu khí

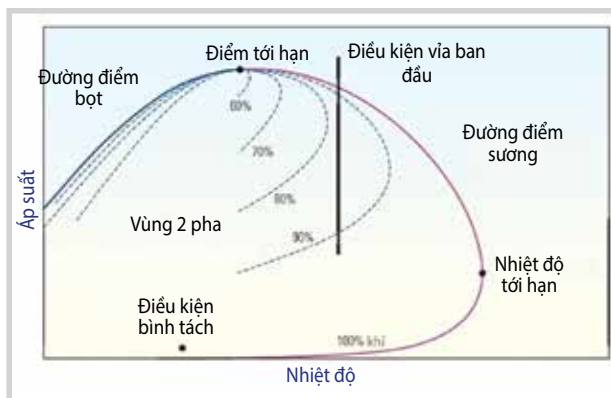
Chất lưu vỉa dầu khí chia làm 2 loại dầu và khí. Phân loại phụ của mỗi loại chính dựa trên thành phần, vị trí tương đối của điều kiện áp suất và nhiệt độ vỉa. Hình 1 thể hiện sự phân loại chính của các chất lưu sử dụng đồ thị P-T. Trong đó, các vỉa khí có thể được chia thành 3 loại gồm: vỉa khí khô, khí ẩm và khí ngưng tụ. Các vỉa khí khô và khí ẩm chỉ có một pha khí trong vỉa. Tuy nhiên, trong trường hợp khí ẩm, các giọt pha lỏng rơi ra trong hệ thống khai thác và thiết bị tách trên mặt, cũng như toàn bộ hệ thống khai thác. Hình 2 thể hiện đồ thị P-T của vỉa khí khô/ẩm. Ngược lại, trong các vỉa khí ngưng tụ, khi áp suất giảm xuống dưới điểm sương thì chất lỏng bắt đầu xuất hiện. Phần lỏng tích tụ lại và lưu lượng khai thác bắt đầu giảm dần khi vỉa đi vào giai đoạn suy kiệt. Quá trình này được thể hiện trong Hình 3.



Hình 1. Phân loại các vỉa dầu khí chính



Hình 2. Vỉa khí khô và khí ẩm



Hình 3. Vỉa khí ngưng tụ

3. Tính toán trữ lượng và GIIP

Việc tính toán GIIP và trữ lượng yêu cầu các thông số đầu vào khác nhau. Đánh giá các thông số này bao

gồm việc thu thập và phân tích một số lượng dữ liệu lớn như dữ liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan, dữ liệu phân tích mẫu/chất lưu PVT. Dưới đây là phương trình tính toán GIIP từ tính chất vỉa và chất lưu thông thường.

$$GIIP = V \times \Phi \times (1 - S_{wc}) / B_g \quad (1)$$

$$Trữ\ lượng = GIIP \times R.F = GIIP \times \epsilon_d \times \epsilon_s \quad (2)$$

Trong đó:

ϵ_d, ϵ_s : Độ nhớt chất lưu

R.F: Hệ số thu hồi

B_g : Hệ số thể tích khí

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} = \frac{\text{thể tích của } n \text{ mol khí tại điều kiện vỉa}}{\text{thể tích của } n \text{ mol khí tại điều kiện tiêu chuẩn}} \quad (3)$$

Khí vỉa là khí thực, phương trình trạng thái đơn giản nhất có thể được miêu tả bằng phương trình (4)[10] như sau:

$$P \times V = z \times n \times R \times T \quad (4)$$

Áp dụng phương trình (4) tại điều kiện vỉa và điều kiện tiêu chuẩn. Phương trình (3) trở thành:

$$B_g = \frac{P_{sc}}{P} \times \frac{T}{T_{sc}} \times \frac{z}{z} \quad (5)$$

Trong đó:

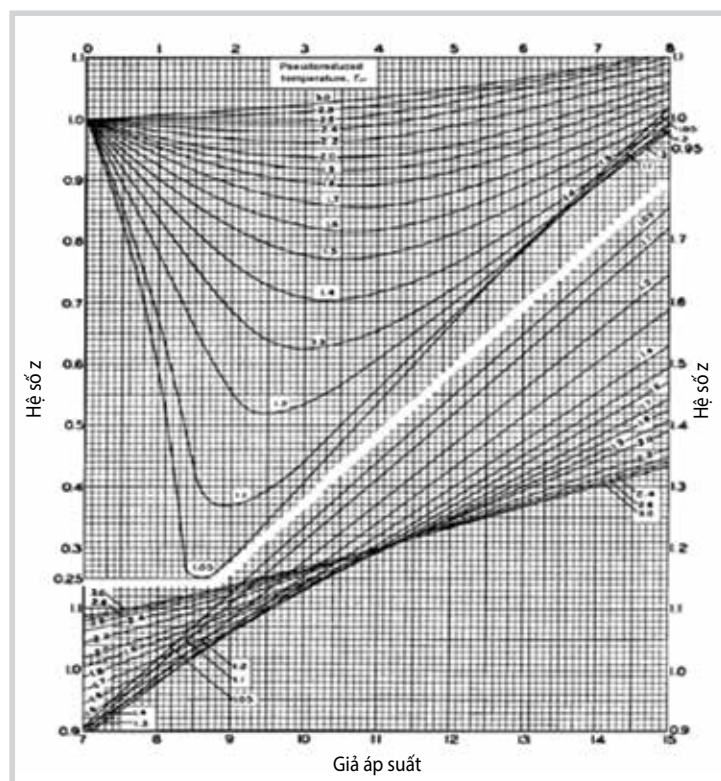
P_{sc} : Áp suất ở điều kiện tiêu chuẩn (14,7psia)

T_{sc} : Nhiệt độ ở điều kiện tiêu chuẩn theo °R

Sử dụng đơn vị mỏ và điều kiện tiêu chuẩn $P_{sc} = 14,7\text{psia}$, $T_{sc} = (460 + 60) = 520^\circ\text{R}$, phương trình (5) có thể được tối giản thành:

$$B_g = 0,02829 \frac{zT}{P} \text{ cu.ft/SCF} \quad (6)$$

Phương trình (1) cho thấy hệ số thể tích khí là thông số quan trọng trong đánh giá GIIP và trữ lượng. Ví dụ, hệ số này



Hình 4. Đồ thị hệ số nén z của khí thiên nhiên [1]

chỉ sai số 10% sẽ cho kết quả tính toán GIIP và trữ lượng sai số 10%. Hình 4 chỉ ra rằng đối với khí thiên nhiên, $z = 1$ ở điều kiện tiêu chuẩn (14,7psia và 60°F) và giá trị này có thể thay đổi từ 0,25 - 1,7 như hàm giả áp suất và giả nhiệt độ, tức là áp suất và nhiệt độ thực tế và tới hạn. Áp suất và nhiệt độ tới hạn của hỗn hợp khí (khí tự nhiên là hỗn hợp của nhiều hydrocarbon khác nhau, CO_2 , N_2 , H_2S ...), phụ thuộc vào thành phần của hỗn hợp. Vì vậy, tính chính xác về tính chất chất lưu vỉa (trong trường hợp này là khí) rất cần thiết để dự báo GIIP, trữ lượng và khai thác. Đây là mục tiêu chính của nghiên cứu PVT trong phòng thí nghiệm. Điều này được gọi là đặc tính PVT.

4. Đặc tính PVT của vỉa khí ẩm

Tính chính xác của tính chất PVT chất lưu vỉa chứa là cần thiết để đánh giá chính xác GIIP, trữ lượng và dự báo khai thác. Một nghiên cứu đặc tính PVT gồm phân tích thành phần của mẫu trên mặt và/hoặc mẫu ở đáy giếng và mẫu ở các pha của bình tách kết hợp với các phân tích khác nhau trong phòng thí nghiệm (CCE, CVD, tách nhiều bậc...). Tỷ lệ pha và các điểm chuyển tiếp pha (nếu có) cũng được đo sẽ kết hợp trong các phân tích trong phòng thí nghiệm. Từ đó lựa chọn phương trình tính toán tối ưu nhất. Phương trình này sẽ xác định thêm một số thành phần mà trong phòng thí nghiệm không thể xác định được và các tham số nhiệt động lực học sau đó cộng gộp chúng lại và hiệu chỉnh dựa trên kết quả thực tế từ phòng thí nghiệm và trong quá trình khai thác.

5. Phương trình trạng thái của khí hydrocarbon

Phương trình trạng thái là các mô hình toán học có thể mô tả và dự báo áp suất, thể tích, mối quan hệ với nhiệt độ cho loại chất lưu nghiên cứu do không thể thực hiện được các thí nghiệm cho từng điều kiện áp suất nhiệt độ của chất lưu trong suốt đời mỏ. Phương trình (4): $P \times V = z \times n \times R \times T$ được gọi là phương trình trạng thái nén. Khó khăn chính là việc xác định chính xác hệ số z đối với mỏ khí thiên nhiên. Nhiều phương trình trạng thái đã được đưa ra với mục tiêu đánh giá độ lệch về trạng thái PVT từ khí lý tưởng, tương đương với hệ số z.

Một số các phương trình dùng để tính toán như sau:

$$(P + a/V^2)(V - b) = RT \quad [7] \quad (7)$$

$$\left(P + \frac{a}{T^2 V(V+b)}\right)(V - b) = RT \quad [8] \quad (8)$$

$$\left(P + \frac{a\alpha(T)}{V(V+b)}\right)(V - b) = RT \quad [9] \quad (9)$$

Trong đó phương trình Peng-Robinson [9] có dạng sau:

$$\left(P + \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)}\right)(V - b) = RT \quad [9] \quad (10)$$

P: Áp suất (psia)

T: Nhiệt độ (°R)

R: Hằng số = 10,73 psia.ft³/lb.mol.°R

V: Thể tích mol (ft³/mol)

a: Thông số lực hút

b: Thông số lực đẩy

Từ phương trình (10) có:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (10.1)$$

Trong đó:

$$a = \Omega_a (R^2 T_c^2 / P_c); \Omega_a = 0,45724$$

$$b = \Omega_b (RT_c / P_c); \Omega_b = 0,0778$$

Peng-Robinson cũng tiếp cận cách tính hệ số α của Soave. α là thông số không thứ nguyên được xác định theo công thức sau:

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (10.2)$$

Trong đó:

$$m = 0,3796 + 1,54226\omega - 0,2699\omega^2 \quad (10.3)$$

Peng-Robinson (1978) đã đưa ra thay đổi biểu thức đối với chất lưu có thành phần nặng hơn với giá trị acentric $\omega > 0,49$ như sau:

$$M = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,1644\omega^2 + 0,016667\omega^3 \quad (10.4)$$

Sắp xếp lại phương trình (10.1) dưới dạng công thức hệ số nén ta được:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (10.5)$$

Trong đó: $A = \frac{(aa)_m P}{(RT)^2}$ $B = \frac{b_m P}{RT}$

$$(aa)_m = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij})]$$

với $b_m = \sum_i [x_i b_i]$

Giải phương trình bậc 3 trên lấy giá trị lớn nhất là hệ số nén z của khí và giá trị thấp nhất là thành phần lỏng.

Trên cơ sở thử vỉa, đo địa vật lý giếng khoan và kết quả mẫu chỉ ra mỏ Thiên Nga là mỏ khí ẩm với CGR thấp chỉ khoảng 9,8bbbls/mmscf. Các mẫu PVT được lấy từ đáy giếng và bình tách và được phân tích trong phòng thí nghiệm. Sử dụng các phương trình tính toán trên cho thấy sai số trong tính toán hệ số thể tích của khí (Bảng 4).

Bảng 1 và 2 thể hiện thành phần và thông số điều kiện vỉa của mỏ Thiên Nga. Trước khi

Bảng 1. Thành phần chất lưu mỏ Thiên Nga

Thành phần	x_i	m_i	y_i	$y_i \cdot m_i$
N ₂	0,12	28	0,0012	0,0336
CO ₂	3,73	44	0,0373	1,6412
H ₂ S	0	34	0	0
CH ₄	86,77	16	0,8677	13,8832
C ₂ H ₆	5,59	30	0,0559	1,677
C ₃ H ₈	1,57	44	0,0157	0,6908
i-C ₄ H ₁₀	0,44	58	0,0044	0,2552
n-C ₄ H ₁₀	0,4	58	0,004	0,232
i-C ₅ H ₁₂	0,2	72	0,002	0,144
n-C ₅ H ₁₂	0,11	72	0,0011	0,0792
C ₆	0,15	86	0,0015	0,129
C ₇₊	0,92	124	0,0092	1,1408

Bảng 2. Thông số điều kiện vỉa (P-T)

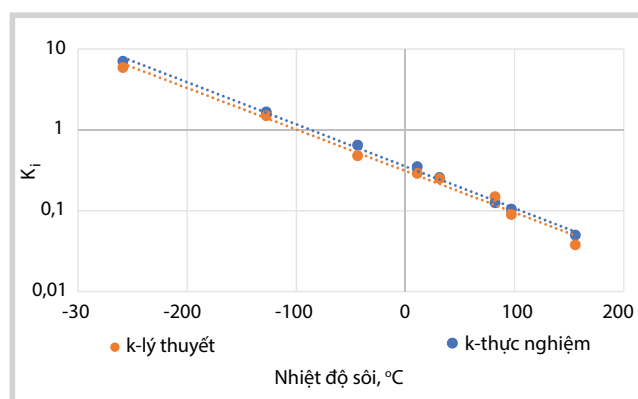
T _c (°R)	P _c (psia)	Áp suất vỉa (psia)	Nhiệt độ vỉa (°R)
951.242	493,69	5.629	747

Bảng 3. Kết quả tính toán cân bằng pha

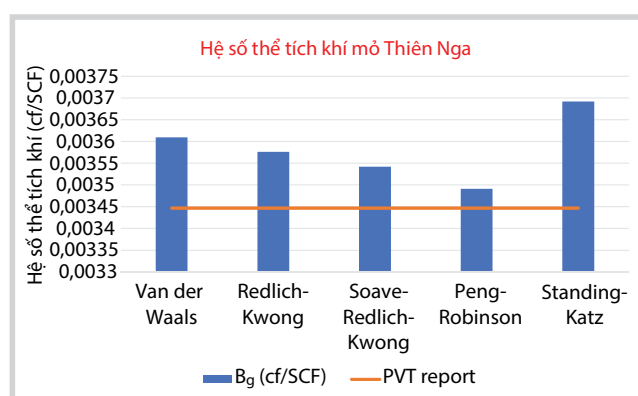
Thành phần	% mol (điều kiện bình tách)		T - sôi	k - thực nghiệm	k - lý thuyết
	Khí	Lỏng			
N ₂	0,12	0,02	-320,5	6,000	
CO ₂	3,75	1,11	-178,53	3,378	
CH ₄	87,19	12,29	-258,68	7,094	5,9
C ₂ H ₆	5,61	3,36	-127,53	1,670	1,5
C ₃ H ₈	1,67	2,57	-43,73	0,650	0,48
i-C ₄ H ₁₀	0,44	1,25	10,89	0,352	0,29
n-C ₄ H ₁₀	0,39	1,51	31,1	0,258	0,25
i-C ₅ H ₁₂	0,18	1,43	82,134	0,126	0,15
n-C ₅ H ₁₂	0,11	1,05	96,933	0,105	0,09
C ₆	0,13	2,59	155,736	0,050	0,038
C ₇₊	0,41	72,82		0,006	

Bảng 4. Kết quả tính toán hệ số thể tích của khí mỏ Thiên Nga bằng các phương trình trạng thái khác nhau

Phương pháp	Van der Waals	Redlich-Kwong	Soave-Redlich-Kwong	Peng - Robinson	Standing-Katz	Kết quả phân tích PVT
Kết quả						
B _g (cf/SCF)	0,003609	0,003576	0,003542	0,003491	0,003691679	0,003447
Sai số (%)	4,5	3,6	2,7	1,3	6,6	



Hình 5. Kết quả kiểm tra tỷ số cân bằng pha giữa k thực tế và k lý thuyết giếng TN-1X



Hình 6. So sánh giá trị B_g giữa các phương trình trạng thái khác nhau với kết quả phân tích PVT từ phòng thí nghiệm

tính toán hệ số thể tích B_g , kết quả PVT sẽ được kiểm tra độ tin cậy dựa trên hệ số cân bằng pha k (Hình 5).

Kiểm tra kết quả phân tích PVT dựa trên tỷ số cân bằng pha k.

$$k_i = \frac{y_i}{x_i}$$

Trong đó:

k_i : Tỷ số cân bằng pha của một cấu tử trong hỗn hợp hydrocarbon được xác định bằng tỷ lệ mol của pha khí trên pha lỏng;

y_i : Tỷ lệ mol cấu tử i ở pha khí;

x_i : Tỷ lệ mol cấu tử i ở pha lỏng.

Bảng 3 và Hình 5 cho thấy kết quả hệ số k phân tích từ thực nghiệm sát với hệ số k lý thuyết nên kết quả phân tích PVT là tốt và đủ độ tin cậy để sử dụng cho tính toán.

Kết quả tính toán hệ số thể tích đối với mỏ Thiên Nga theo các phương trình trạng thái khác nhau được thể hiện trong Bảng 4.

Từ Bảng 4 và Hình 6 cho thấy kết quả tính toán giá trị B_g bằng phương trình trạng thái của Peng-Robinson (0,003491) cho kết quả tương đương kết quả phân tích

PVT từ phòng thí nghiệm (0,003447), sai số chỉ khoảng 1,3%. Việc sử dụng phương trình trạng thái Soave-Relich-Kwong có sai số 2,7% so với kết quả phân tích PVT. Các phương trình trạng thái khác cho giá trị B_g cao hơn từ 3,6 - 6,6%. Có thể thấy việc lựa chọn phương pháp tính B_g sẽ ảnh hưởng lớn tới kết quả đánh giá trữ lượng, GIIP của mỏ khí ẩm.

6. Kết luận

Việc lựa chọn phương trình tối ưu để tính toán hệ số thể tích của khí rất quan trọng vì ảnh hưởng rất lớn đến kết quả tính toán trữ lượng trong trường hợp không có số liệu đo PVT.

Phương trình trạng thái Peng-Robinson cho thấy hiệu quả cao nhất khi có sai số thấp (1,3%) so với số liệu đo PVT. Do đó trong trường hợp không có đủ số liệu đo PVT có thể sử dụng phương trình trạng thái Peng-Robinson để tính toán hệ số thể tích của khí ẩm.

Tài liệu tham khảo

1. Marshall B.Standing, Donald L.Katz. *Density of natural gases*. Society of Petroleum Engineers. 1942; 146(1).
2. Lyman Yarborough, Kenneth R.Hall. *How to solve equation of state for Z-factor*. Oil and Gas Journal. 1974; 72(7): p. 86 - 88.
3. R.P.Sutton. *Compressibility factors for high-molecular-weight reservoir gases*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada. 22 - 26 September, 1985.
4. P.M.Dranchuk, H.Abou-Kassem. *Calculation of Z-factors for natural gas using equation of state*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1975; 14(3).
5. Michael G.Kessler, Byung Ik Lee. *Improved prediction of enthalpy of fractions*. Hydrocarbon Processing. 1976; 55(3): p. 153 - 158.
6. E.Wichert, K.Aziz. *Calculate Z's for sour gases*. Hydrocarbon Processing. 1972; 51(5): p. 119 - 122.
7. Van der Waals, J.D. *Over de continueit van den Gas-en Vloeistoestand*. Leiden: Boekdrukkerij Van A.W.Sijthoff. 1873.
8. Otto Redlich, J.N.S.Kwong. *On the thermodynamics of solutions*. V.An equation of state. Fugacities of gaseous solution. Chemical Reviews. 1949; 44(1): p. 233 - 244.
9. Ding-Yu.Peng, Donald B.Robinson. *A New two-*

constant equation of state. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1965; 15(1): p. 59 - 64.

10. J.Q.Cope, W.K.Lewis, H.C.Wesber. *Generalized thermodynamic properties of higher hydrocarbon vapors*. Industrial Engineering Chemistry. 1931; 23(8): p. 887 - 892.

11. Ding-Yu Peng, Donald B.Robinson. *A new two-constant equation of state*. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1976; 15(1): p. 59 - 64.

12. Hamad Al Marri, Akim, Saudi Aramco. *PVT*

characterization of a wet gas reservoir and its impact on reserves estimate. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia. 21 - 23 April, 2015.

13. Tarek Ahmed. *Equations of state and PVT analysis - Application for improved reservoir modeling*. 2016.

14. Vietsovpetro. *Báo cáo phân tích PVT mỏ Thiên Nga*. 2016.

EFFECT OF THE SELECTION OF STATE EQUATIONS ON RESERVE ESTIMATE OF WET GAS RESERVOIR

Nguyen Van Do, Tran Van Tien
Vietnam Petroleum Institute
Email: donv@vpi.pvn.vn

Summary

PVT parameters, especially formation volume factor (B_g), are very important in Gas Initial in Place (GIIP) estimate of wet gas reservoir which has very low condensate to gas ratio (CGR). During the process of gas production from reservoir (with high temperature, high pressure) to surface, gas will expand due to decreasing pressure, which is indicated by the formation volume factor (B_g). In the absence of laboratory PVT data, equations of states (EOS) can be used to estimate the B_g factor.

The paper analyses and compares methods of determining B_g for Thien Nga field based on equations of states such as Van der Waals, Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson, and Standing-Katz. The results show the difference of B_g between PVT data and determination of Peng-Robinson EOS is the lowest, only 1,3%. Wherefore, Peng-Robinson equation of state is the most reliable method in evaluation of gas properties and GIIP of the wet gas reservoir.

Key words: PVT, wet gas, formation volume factor, natural gas compression factor, Thien Nga field.

GIẢI PHÁP SỬ DỤNG KHÍ ĐỒNG HÀNH CHO MÁY PHÁT ĐIỆN TRÊN CÁC CÔNG TRÌNH KẾT NỐI NGOÀI KHƠI TẠI MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG

**Cao Tùng Sơn¹, Nguyễn Thúc Kháng², Lê Việt Dũng¹, Chu Văn Lương¹
Nguyễn Hoài Vũ¹, Phùng Quang Thắng¹**

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: sonct.gm@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Thu gom và sử dụng hiệu quả khí đồng hành là yêu cầu bắt buộc đối với các nhà điều hành mỏ. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu giải pháp sử dụng khí đồng hành tại các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng để phát triển hệ thống cung cấp điện cho các công trình biển bằng cách ngắt từ hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung. Hệ thống này giúp Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" tiết giảm tối đa chi phí vận hành, nâng cao hiệu quả kinh tế, đồng thời góp phần bảo vệ môi trường do sử dụng hiệu quả nguồn khí đồng hành sẵn có tại mỏ thay thế nhiên liệu diesel.

Từ khóa: Khí đồng hành, thu gom khí, cấp điện ngắt, mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng.

1. Giới thiệu

Hệ thống cung cấp điện trên các giàn cố định (MSP) ở mỏ Bạch Hổ và Rồng được xây dựng theo thiết kế 16716 "Korall". Trong đồ án thiết kế này, việc cung cấp năng lượng cho các phụ tải điện bằng trạm phát điện diesel trên các giàn gồm 4 máy phát DGRA-500/500 có tổng công suất 2.000kW (3 máy làm việc và 1 máy dự phòng). Ngoài ra, để đảm bảo năng lượng cho hoạt động của các giàn trong trường hợp gặp sự cố, trên mỗi giàn còn lắp đặt thêm máy phát điện diesel công suất 200kW. Công suất của các trạm phát điện trên giàn được tính toán đủ đảm bảo cho hoạt động khoan giếng, thu gom xử lý vận chuyển sản phẩm và các nhu cầu sinh hoạt.

Giàn công nghệ trung tâm số 2 (CPP-2) được trang bị 2 block năng lượng tương tự trên các giàn cố định (4 x DGRA-500/500) và trạm phát điện AMAN (3 x 800kW) trong đó trạm phát điện AMAN đảm bảo năng lượng cho các máy bơm dầu sang FSO.

Các máy phát điện trên các MSP và CPP-2 sử dụng nhiên liệu diesel trong khi phần lớn lượng khí đồng hành trong giai đoạn đầu mỏ đưa vào khai thác phải đốt bỏ do chưa có điều kiện thu gom. Khi lượng khí đồng hành tương đối lớn, Vietsovetropetrol yêu cầu nghiên cứu chuyển các máy phát điện trên các MSP sang sử dụng một phần khí đồng hành cũng như thiết kế lắp đặt hệ thống phát điện bằng turbine khí trên các công trình mới.

Từ năm 1991, Vietsovetropetrol bắt đầu chuyển đổi sang sử dụng khí đồng hành cho các hệ thống cung cấp năng lượng trên mỏ Bạch Hổ. Khởi đầu bằng việc đưa vào vận

hành trạm phát điện công suất 2.400kW (3 x 800kW) trên giàn CPP-2 sử dụng 3 nguồn nhiên liệu là dầu diesel, khí đồng hành và hỗn hợp dầu diesel + khí đồng hành. Sau khi lắp đặt hệ thống xử lý khí nhiên liệu vào Quý II/1992, trạm phát điện này đã chuyển sang sử dụng hoàn toàn khí đồng hành làm nhiên liệu thay thế cho dầu diesel. Một hệ thống trạm phát điện tương tự cũng được lắp đặt trên giàn cố định MSP-5.

Mô hình chuyển đổi từ sử dụng nguyên liệu dầu diesel truyền thống sang khí đồng hành đã được Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) mở rộng nghiên cứu nhằm ứng dụng rộng rãi cho hệ thống điện trên các giàn cố định của Vietsovetropetrol nhằm tự chủ nguồn năng lượng trong tất cả các tình huống, tương tự như hệ thống đang áp dụng trên giàn CPP-2. Mô hình động cơ 64H-25/34 cùng loại với động cơ 84H-25/34 được thiết kế lắp đặt trên các MSP mỏ Bạch Hổ, chạy các phương án thử nghiệm với các loại nhiên liệu khác nhau, các chế độ làm việc của động cơ và với hệ thống hòa trộn nhiên liệu (bên ngoài hoặc phun trực tiếp vào xy lanh động cơ) nhằm lựa chọn giải pháp và phương án tối ưu. Từ kết quả thử nghiệm, Vietsovetropetrol đã quyết định cải hoán động cơ 84H-25/34 thành động cơ thể hệ mới 84H-25/34-3 sử dụng khí đồng hành kết hợp với dầu diesel [1, 2].

Ngoài ra, các giải pháp kỹ thuật và công nghệ được triển khai nhằm tận dụng tối đa lượng khí đồng hành bị đốt bỏ tại mỏ gồm:

- Sử dụng khí nhiên liệu cho thiết bị truyền động của các giàn nén khí;

- Khí nhiên liệu cho thiết bị truyền động turbine khí của các trạm bơm trong hệ thống bơm ép nước duy trì áp suất vỉa;

- Khí nhiên liệu dùng để phát điện bằng turbine khí trên các giàn.

Trên mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng với 13 giàn cố định (MSP/RP), 23 giàn nhẹ (BK/RC), 3 giàn nén khí, 2 tổ hợp giàn công nghệ trung tâm (gồm giàn ép vỉa - WIP), để đảm bảo vấn đề cung cấp năng lượng phục vụ vận hành khai thác [3, 4]:

- Trên các giàn MSP/RP: được thiết kế trạm phát điện cục bộ chạy bằng diesel có công suất 2MW, 0,4kV AC (riêng giàn RP-3 có bổ sung thêm module phát điện chạy bằng diesel 2,4MW, 6,3kV AC).

- Trên các giàn BK/RC: được trang bị trạm phát điện bằng diesel 0,35MW, 0,4kV AC.

- Trên các giàn nén khí (DGCP ở mỏ Rồng, CCP ở mỏ Bạch Hổ): trang bị trạm phát điện riêng 6,3kV AC, sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu (riêng giàn nén khí nhỏ - MKS, nguồn điện được tải từ giàn MSP-4 sang).

- Trên 2 tổ hợp giàn công nghệ trung tâm (CPP-2 và CPP-3): có trạm phát điện công suất lớn cũng sử dụng khí đồng hành (WIP-40000: 3 × 3,8MW, 6,3kV, WIP-30000: 4 × 3,8MW, 6,3kV).

Công suất tiêu thụ năng lượng điện theo thiết kế của các công trình biển được thể hiện ở Bảng 1.

Chi phí thực tế cho các trạm phát điện cục bộ trên công trình dầu khí biển của Vietsovpetro gồm: chi phí

nhiên liệu diesel cho hoạt động của động cơ máy phát điện, chi phí cung cấp khí nhiên liệu cho máy phát turbine khí trên DGCP, WIP và CCP; chi phí dịch vụ, chi phí nhân công vận hành, bảo dưỡng... Tổng chi phí vận hành khoảng 28,84 triệu USD/năm.

Nếu phát điện cục bộ, cả 49 động cơ diesel cùng hoạt động liên tục cùng với máy phát điện chạy bằng turbine khí lắp đặt trên DGCP - 1 máy, WIP-40000 - 2 máy, WIP-30000 - 2 máy, CCP - 2 máy. Định mức sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu là 22,40 USD/1.000m³ khí, chi phí cho việc cung cấp khí nhiên liệu khoảng 1,22 triệu USD/năm (Bảng 2).

Khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng tồn tại song song nguồn phát điện chính bằng nhiên liệu diesel và các tổ máy phát điện bằng turbine khí nên cần phải xác định giải pháp tối ưu để hoàn thiện hệ thống cung cấp năng lượng cho các công trình biển hiện tại, cũng như định hướng phát triển hệ thống cung cấp năng lượng cho các công trình biển dự kiến xây dựng trong tương lai trên cơ sở tính toán hiệu quả kinh tế của từng giải pháp cũng như sự sẵn có của khí đồng hành trên mỏ trong quá trình vận hành khai thác.

2. Các giải pháp tối ưu nguồn cung năng lượng cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Nhằm tối ưu sử dụng nguồn khí đồng hành tại mỏ đồng thời tính toán lựa chọn giải pháp tối ưu nguồn cung năng lượng cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, các giải pháp cung cấp điện cho mỏ Bạch Hổ và Rồng được xem xét gồm [5]:

Bảng 1. Công suất tiêu thụ điện của các công trình biển ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Tên giàn	Số lượng, công suất điện áp nguồn điện cơ bản	Số lượng, công suất điện áp nguồn điện sự cố
MSP/RP	4 × 0,5MW, 0,4kV	1 × 0,2MW, 0,4kV
DG-72 (RP-3)	3 × 0,8MW, 6,3kV	
BK/RC	1 × 0,35MW, 1 × 0,35MW, 0,4kV	1 × 0,24MW, 0,4kV
WIP-40000	3 × 3,8MW, 6,3kV	1 × 1,1MW, 0,4kV
WIP-30000	4 × 3,8MW, 6,3kV	1 × 0,8MW, 0,4kV
DGCP	1 × 2,8MW, 6,3kV	1 × 0,2MW, 0,4kV (đặt trên RP-3)
CCP	3 × 2,8MW, 6,3kV	1 × 1,1MW, 0,4kV

Bảng 2. Chi phí khí đồng hành cho hoạt động của các tổ máy phát điện turbine khí

TT	Giàn	Máy phát turbine khí		Định mức nhiên liệu (m ³ /kWh)	Thời gian làm việc (giờ)	Giá khí (USD/1.000m ³)	Lượng khí tiêu thụ trong năm (nghìn m ³)	Tổng chi phí (triệu USD/năm)
		Số lượng	Công suất (kW)					
1	DGCP	1	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,16
2	WIP-40000	2	3.800	0,29	8.760	22,40	9487,08	0,38
3	WIP-30000	2	3.800	0,29	8.760	22,40	9487,08	0,38
4	CCP	2	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,30
Tổng								1,22

- Xây dựng các trạm cung cấp điện độc lập (cục bộ);
- Lấy điện từ các trạm điện trong bờ để cung cấp cho các công trình biển, sử dụng cáp ngầm để truyền tải;
- Xây dựng hệ thống điện tập trung để cung cấp cho toàn mỏ, sử dụng cáp ngầm.

Tiêu chuẩn để lựa chọn phương pháp cung cấp điện năng tối ưu chính là tối thiểu trị số “C”, được biểu diễn dưới dạng tổng [6]:

$$C_i = K_i + E_i + Y_i$$

Trong đó:

K_i : Vốn đầu tư thực hiện giải pháp cung cấp điện (gồm chi phí mua sắm các thiết bị năng lượng và chi phí lắp đặt, chi phí sân bãi, chi phí nhân công tính đến thời điểm hoàn thành lắp đặt);

E_i : Chi phí vận hành trong giải pháp cung cấp điện (gồm chi phí nhiên liệu, dầu nhớt bôi trơn cho các tổ máy phát điện, chi phí sửa chữa, bảo dưỡng, thuê nhân lực vận hành, trả cho các chi phí năng lượng có thể phát sinh);

Y_i : Các thiệt hại, tổn thất có thể xảy ra (thiệt hại có thể đến từ các sản phẩm chưa được hoàn thiện, thiệt hại về tài chính tính trên một đơn vị khối lượng sản phẩm);

i : Số thứ tự của giải pháp cấp điện được lựa chọn.

Phân tích dựa trên các giải pháp cung cấp điện hiện hữu, do công suất quá lớn và khoảng cách quá xa có thể làm gia tăng hao phí điện năng trên đường dây truyền tải. Vì vậy, giải pháp lấy điện từ bờ cung cấp cho công trình dầu khí ngoài khơi sẽ không mang tính khả thi. Do đó, Vietsovpetro đã tập trung phân tích và đánh giá 2 giải pháp sau:

- Phương án A: Xây dựng trạm cung cấp điện độc lập (cục bộ) trên mỗi giàn;
- Phương án B: Hệ thống điện và năng lượng tập trung, sử dụng cáp ngầm để truyền tải.

Theo tính toán, giải pháp theo phương án B có giá trị C_i nhỏ hơn giải pháp theo phương án A. Do đó, đối tượng được lựa chọn tập trung nghiên cứu là giải pháp theo phương án B. Điều này có thể được giải thích là giải pháp duy trì cung cấp điện cục bộ theo phương án A trong điều kiện thực tế mang lại trị số “ K_i ” thấp nhất, bởi có thể giảm bớt phần chi phí từ việc mua sắm thiết bị và vật tư nhờ cơ sở vật chất có sẵn. Tuy nhiên phương án A cũng có điểm đặc trưng cần lưu ý chính là chi phí vận hành “ E_i ” sẽ tăng dần theo từng năm và con số này sẽ rất lớn do phải duy

trì nhân lực vận hành máy phát điện trên mỗi công trình. Trong khi đó, giải pháp theo phương án B thì ngược lại, tuy chi phí đầu tư “ K_i ” của phương án B khá lớn, tuy nhiên chi phí vận hành “ E_i ” theo thời gian là tối ưu. Việc tiết giảm phần lớn chi phí vận hành là nhờ: giảm chi phí nhiên liệu (khí đồng hành) và dầu nhớt bôi trơn động cơ máy phát điện; tiết giảm chi phí sửa chữa; tiết giảm chi phí bảo dưỡng; giảm các khoản phí cho năng lượng điện.

Sử dụng phương án cấp điện tập trung có thể xem xét lựa chọn rất nhiều sơ đồ truyền tải khác nhau để cung cấp cho thiết bị tiêu thụ. Điều đầu tiên cần quan tâm chính là vị trí địa lý, sự phân bố của các công trình trong mỏ, trang thiết bị kỹ thuật hiện hữu trên các công trình đó, vị trí lắp đặt, mức độ tương thích để lắp đặt các thiết bị điện.

3. Tối ưu hóa sơ đồ cung cấp điện cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, sự phân bố của các giàn tương ứng ở rất xa nhau nên sự suy giảm điện áp trên đường dây truyền tải có thể lớn vượt ngưỡng giá trị cho phép. Do đó, để tối ưu hóa sơ đồ cung cấp điện dựa trên phương án đã được chọn lựa, một thông số rất quan trọng cần xác định là mức thay đổi điện áp tối đa (giảm) trên hệ thống truyền tải điện năng (ΔU_i).

Để xem xét, tính toán giá trị ΔU_i , Vietsovpetro đã sử dụng phần mềm PALADIN Design Base 3.0 tái lập mô hình mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Kết quả tính toán LOAD FLOW cho thấy phương án cung cấp điện theo sơ đồ dạng vòng tròn hướng tâm từ các cụm phân phối điện tập trung phù hợp với giá trị suy giảm điện áp ngay cả trên công trình ở ngoài cùng của hệ thống. Phương án này sẽ tránh được hiện tượng suy giảm điện áp vượt quá 10% và hiện tượng quá áp vượt 6%.

Sơ đồ cáp điện ngầm được lựa chọn như Hình 1.

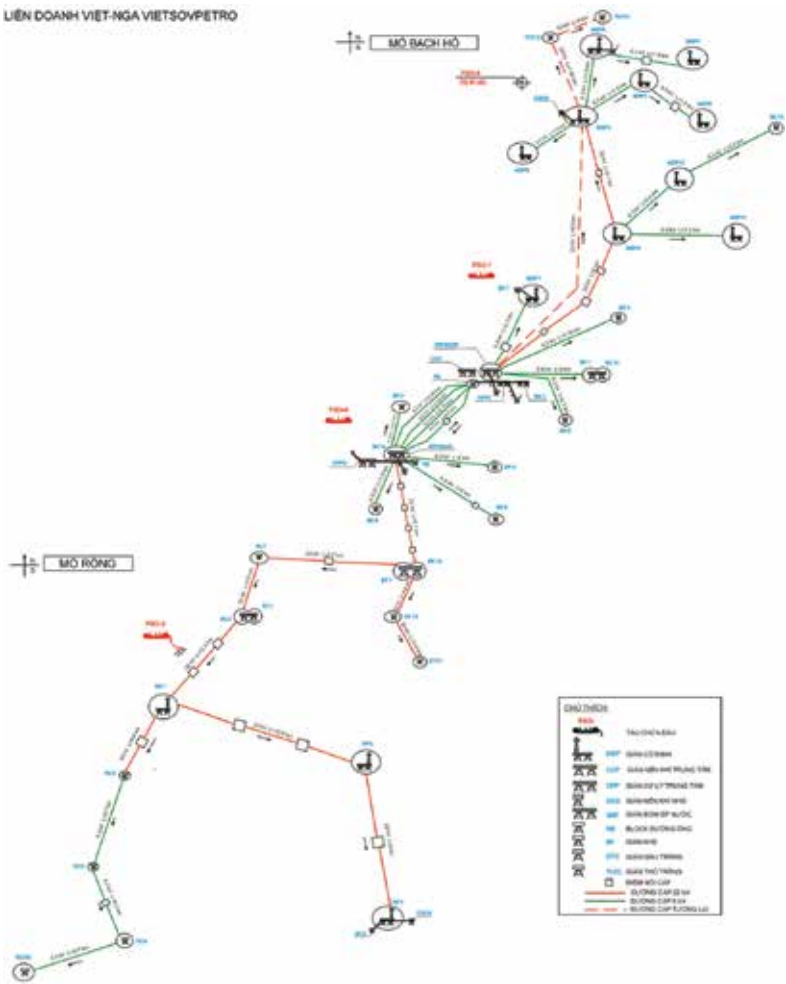
Như vậy, để có được nguồn cung cấp năng lượng đáng tin cậy và không gián đoạn cho các công trình biển thì phương án sử dụng trạm phân phối điện tập trung sử dụng khí đồng hành sẵn có trên mỏ làm nhiên liệu là giải pháp hiệu quả và tối ưu nhất, trong đó máy phát diesel cục bộ đóng vai trò là nguồn điện dự phòng.

Theo tính toán hiệu quả các phương án, cung cấp điện tập trung theo phương án từ các giàn chuyên trách, sử dụng cáp ngầm mang lại hiệu quả cao nhất và chi phí thấp nhất. Chi phí khí nhiên liệu khoảng 1,65 triệu USD/năm (Bảng 3). Chi phí vận hành vào khoảng 12,89 triệu USD/năm.

Bảng 3. Tiêu thụ khí đồng hành làm nhiên liệu cho hoạt động của động cơ máy phát điện turbine tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng khi phát điện tập trung

TT	Công trình	Máy phát điện turbine khí		Định mức tiêu thụ (m³/kWh)	Thời gian làm việc (giờ)	Đơn giá khí (USD/1.000m³)	Lượng khí tiêu thụ (1.000m³/năm)	Tổng chi phí (triệu USD/năm)
		Số lượng	Công suất (kW)					
1	DGCP	1	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,16
2	WIP-40000	3	3.800	0,29	8.760	22,40	28461,24	0,64
3	WIP-30000	4	3.800	0,29	8.760	22,40	37948,32	0,85
Tổng cộng								1,65

LIÊN DOANH VIỆT-NGA VIETSOVNETRO



Hình 1. Sơ đồ cáp điện ngầm trung tâm kết nối các mỏ của Lô 09-1

Chi phí tiết giảm được chủ yếu nhờ vào việc giảm chi phí cho nguồn nhiên liệu diesel truyền thống. Hiệu quả kinh tế thu được bằng việc chuyển đổi từ sử dụng hệ thống điện cục bộ sang hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung, sử dụng nhiên liệu khí đồng hành (máy phát điện diesel chỉ là dự phòng) khoảng 25,05 triệu USD (vốn đầu tư 49,66 triệu USD), thời gian hoàn vốn là 3 năm.

4. Kết luận và kiến nghị

Giải pháp xây dựng trạm cung cấp điện trung tâm và sử dụng cáp ngầm cho mục đích truyền tải điện có ưu điểm là:

- Hệ thống máy phát điện trung tâm sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu giúp tiết giảm chi phí vận hành các máy phát điện, tăng hiệu quả kinh tế khai thác mỏ.
- Sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu cho máy phát điện làm giảm lượng khí đốt bỏ do thiếu hụt công suất nén của các giàn nén khí, góp phần bảo vệ môi trường cũng như sử dụng hiệu quả nguồn khí đồng hành sẵn có tại mỏ thay vì nhiên liệu diesel phải mua và vận chuyển ra công trình biển.
- Việc sử dụng các thiết bị và cáp ngầm cho điện áp 22kV giúp đảm bảo cho việc truyền tải đi xa và giảm thiểu thất thoát điện năng trên đường dây truyền tải.
- Sự sụt giảm điện áp tối đa ở công trình xa nhất (RC-ĐM) không vượt quá 10%, hiện tượng quá áp trên các cuộn dây sơ cấp của máy biến áp không quá 6%, hoàn toàn phù hợp với giá trị biến đổi điện năng.
- Việc sử dụng cáp ngầm để cung cấp điện cho các công trình biển tiếp theo làm thay đổi định hướng thiết kế theo hướng tối giản các thiết bị năng lượng cũng như tiết giảm tối đa chi phí vận hành, đặc biệt có ý nghĩa đối với các giàn không người ở (unmanned platform).

Từ kết quả này, nhóm tác giả kiến nghị cần tiếp tục nghiên cứu phát triển hệ thống cung cấp điện bằng cáp ngầm từ hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung, sử dụng nhiên liệu khí đồng hành cho các công trình tiếp theo (BK/RC) cũng như cho tàu chứa dầu (FSO) và các giàn khoan di động (jack up) khi hoạt động trong khu vực Lô 09-1 cũng như các mỏ kết nối.

Tài liệu tham khảo

1. Vietsovpetro. Báo cáo đổi mới hệ thống kỹ thuật khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ. 2008.
2. Vietsovpetro. Sơ đồ tổng quát phát triển mỏ Rồng. 2010.
3. Vietsovpetro. Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ hiệu chỉnh năm 2008. 2008.
4. Vietsovpetro. Báo cáo phát triển dự án thử nghiệm Nam Rồng - Đổi Mới. 2008.
5. Vietsovpetro. Báo cáo triển vọng cho sự phát triển các cơ sở cung cấp điện cho các công trình biển mỏ Bạch Hổ và Rồng. 2011.
6. Nguyên tắc lựa chọn các thiết bị điện cho các giàn cố định ngoài khơi. Tài liệu hướng dẫn. 1987.

SOLUTIONS TO USE ASSOCIATED GAS FOR POWER GENERATORS ON INTERCONNECTING OFFSHORE STRUCTURES IN BACH HO AND RONG FIELDS

Cao Tung Son¹, Nguyen Thuc Khang², Le Viet Dung¹
Chu Van Luong¹, Nguyen Hoai Vu¹, Phung Quang Thang¹

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Email: sonct.gm@vietsov.com.vn

Summary

The gathering and effective use of associated gas in oil production is always a mandatory requirement for oil field operators. This paper presents the results of studying the solutions to use associated gas in Bach Ho and Rong fields for development of power distribution system by subsea cables from the central power generation station to offshore structures. This system helps Vietsovpetro to minimise operating costs, improve economic efficiency, and contribute to environmental protection by effectively using associated gas available at the field instead of diesel fuel.

Key words: Associated gas, gas gathering, subsea cable, Bach Ho field, Rong field.

HOẠT ĐỘNG MUA BÁN, SÁP NHẬP DOANH NGHIỆP TRONG ĐẦU TƯ VÀ TÁI CƠ CẤU DANH MỤC ĐẦU TƯ CỦA CÁC CÔNG TY DẦU KHÍ TRÊN THẾ GIỚI HIỆN NAY

Phan Thị Mỹ Hạnh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong giai đoạn giá dầu suy giảm, các công ty dầu khí trên thế giới đã và đang triển khai tái cơ cấu danh mục đầu tư theo hướng tinh gọn nhằm nâng cao hiệu quả kinh doanh. Đồng thời, các doanh nghiệp này cũng thực hiện chiến lược đầu tư thận trọng, tìm mua tài sản tốt, giá rẻ, có thể đem lại doanh thu ngay để đảm bảo thanh khoản hiện tại hoặc có tiềm năng để chuẩn bị cho cơ hội tăng trưởng trong tương lai. Hoạt động mua bán, sáp nhập doanh nghiệp (M&A) được các công ty dầu khí sử dụng như một công cụ hữu hiệu để có thể tối ưu danh mục tài sản đầu tư, đầu tư có chọn lọc nhằm đảm bảo duy trì, vượt qua được giai đoạn khó khăn (lower for longer) hoặc thực hiện thoái vốn để đầu tư vào tài sản mới có tiềm năng (divest to invest). Bài báo tổng hợp và phân tích tình hình M&A của ngành công nghiệp dầu khí trong thời gian qua nhằm cung cấp thông tin tham khảo cho công tác đầu tư và tái cấu trúc của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Từ khóa: Mua bán, sáp nhập doanh nghiệp (M&A), tái cơ cấu danh mục đầu tư.

1. Giới thiệu

Trong giai đoạn giá dầu giảm sâu và kéo dài, các công ty dầu khí ngoài việc tìm cách cắt giảm chi phí, dùng/giãn tiến độ các dự án đầu tư mới, còn phải xem xét, điều chỉnh chiến lược kinh doanh cho phù hợp và thực hiện tái cơ cấu danh mục đầu tư theo hướng tinh gọn, tập trung phát triển lĩnh vực cốt lõi, thoái vốn khỏi lĩnh vực kinh doanh kém hiệu quả hoặc ít liên quan... Bên cạnh đó, các doanh nghiệp có tiềm lực tài chính mạnh cũng tìm kiếm cơ hội đầu tư, mua tài sản hoặc mua doanh nghiệp tốt, giá rẻ để chuẩn bị cho kế hoạch tăng trưởng trong tương lai, khi giá dầu phục hồi trở lại.

Trước khi Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đạt được thỏa thuận cắt giảm sản lượng vào Quý III/2016, hoạt động M&A trong lĩnh vực dầu khí có xu hướng giảm cả về số lượng giao dịch và giá trị giao dịch (đặc biệt giảm mạnh trong năm 2015 và nửa đầu năm 2016) do tình trạng giá dầu giảm sâu và kéo dài, chưa thấy tín hiệu phục hồi, gây khó khăn cho việc định giá tài sản mua/bán. Bên bán tiềm năng lo ngại tài sản sẽ bị định giá thấp nên muốn tiếp tục chờ đợi tín hiệu lạc quan về giá dầu. Bên mua tiềm năng cũng ngần ngại kể cả đối với những tài sản hấp dẫn vì khó huy động vốn vay cho các thương vụ M&A (các ngân hàng sợ rủi ro không cho vay). Mặc dù cả bên bán và bên mua đều do dự, nhưng nhu cầu về dòng tiền và tối đa hóa lợi nhuận vẫn là động cơ thúc đẩy cho các hoạt động M&A diễn ra trong thời gian này [1].

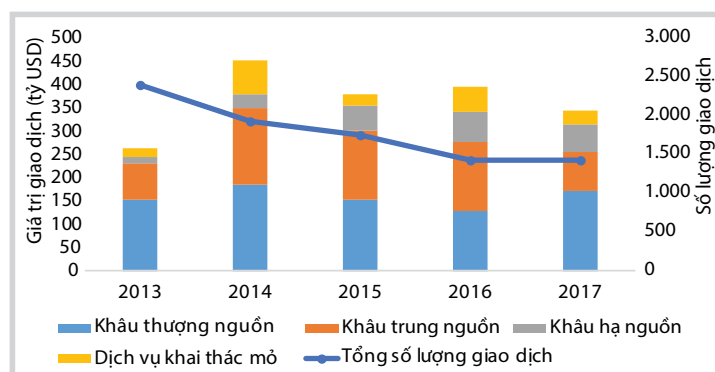
Đến cuối năm 2016, việc OPEC nhất trí cắt giảm sản lượng để cải thiện giá dầu đã tạo ra kỳ vọng về sự phục hồi giá dầu trong trung hạn. Hoạt động M&A trong lĩnh vực dầu khí theo đó cũng trở nên sôi động hơn trong giai đoạn cuối năm 2016 và nửa đầu năm 2017.

Tuy nhiên, việc giá dầu trong suốt năm 2017 chỉ dao động quanh mức 50 - 60 USD/thùng cho thấy môi trường kinh doanh vẫn còn nhiều thách thức. Do đó, các doanh nghiệp dầu khí đã chuyển từ lạc quan sang xu hướng thận trọng và tập trung tối ưu hóa danh mục đầu tư (chọn lọc loại tài sản đầu tư với cơ cấu danh mục đầu tư phù hợp) với mục tiêu đảm bảo khả năng tăng trưởng trong trung hạn, đồng thời tối đa hóa lợi nhuận, giảm đầu tư vào các dự án mang tính chất dài hạn. Bên cạnh đó, sự ổn định của giá dầu giúp củng cố niềm tin vào khả năng phục hồi và giảm bớt rủi ro, vì vậy nhu cầu chuyển nhượng tài sản cũng giảm. Hoạt động M&A nửa cuối năm 2017 giảm mạnh cả về giá trị và số lượng giao dịch [2].

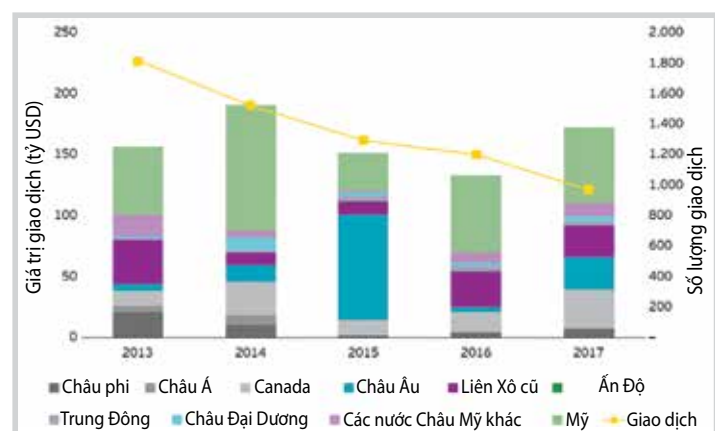
Nhìn chung, trong giai đoạn giá dầu sụt giảm, hoạt động M&A gia tăng nhiều nhất tại khâu thượng nguồn, kế tiếp là khâu hạ nguồn. Khâu trung nguồn và dịch vụ khai thác tại mỏ ít sôi động hơn.

2. Hoạt động M&A trong khâu thượng nguồn

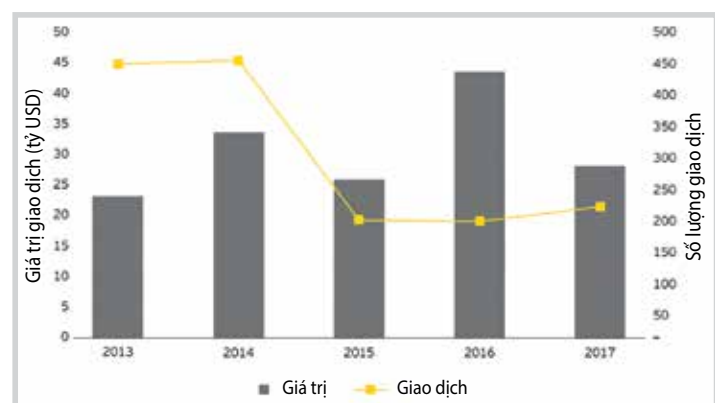
Tại khâu thượng nguồn, các giao dịch M&A có xu hướng mua tài sản nhiều hơn so với mua doanh nghiệp. Bên mua và bên bán chủ yếu tập trung vào mua bán tài sản để điều chỉnh lại danh mục đầu tư và giảm bớt gánh nặng nợ vay.



Hình 1. Số lượng và giá trị giao dịch M&A trong lĩnh vực dầu khí.
Nguồn: Oil & gas transactions reviews 2014 - 2017 của EY



Hình 2. Số lượng và giá trị giao dịch M&A tại khâu thượng nguồn.
Nguồn: Derrick Petroleum Services



Hình 3. Số lượng và giá trị giao dịch M&A trong lĩnh vực dịch vụ khai thác mỏ.
Nguồn: Derrick Petroleum Services

Các doanh nghiệp có xu hướng đầu tư vào một số ít các vùng lõi, tái cơ cấu danh mục nhằm thu gọn quy mô để đảm bảo chất lượng đầu tư, đầu tư cho giá trị hơn là việc đầu tư cho tăng trưởng.

Nếu như nửa cuối năm 2016, khi giá dầu bắt đầu có tín hiệu phục hồi, các mỏ đang trong giai đoạn phát triển được mua nhiều thì sang năm 2017, các mỏ đang trong giai đoạn khai thác được mua nhiều hơn vì có rủi ro thấp nhất về địa chất và chính trị, có thể ngay lập tức tạo ra được dòng tiền. Xu hướng thận trọng với chiến lược rủi ro thấp đang chi phối các quyết định M&A trong suốt 3 năm giá dầu suy giảm. Những loại tài sản có

thể giúp sớm đem lại doanh thu đang được M&A nhiều. Trái ngược với xu hướng trước đây, các doanh nghiệp tập trung ưu tiên đầu tư vào các tài sản có tiềm năng tăng trưởng trong dài hạn [3].

Hoạt động M&A tại khu vực Bắc Mỹ sôi động nhất với rất nhiều các giao dịch được thực hiện bởi các doanh nghiệp dầu khí của Mỹ và Canada tập trung vào điểm nóng là khu vực bể Permian. Kế tiếp là Liên bang Nga cũng có các giao dịch M&A giá trị rất lớn trong năm 2016 và 2017 [1, 3].

3. Hoạt động M&A trong lĩnh vực dịch vụ khai thác mỏ

Khi giá dầu suy giảm kéo dài, hoạt động khai thác đình trệ dẫn đến nhu cầu thuê thiết bị và các dịch vụ khoan khai thác mỏ giảm mạnh.

Số lượng giao dịch M&A trong khâu dịch vụ khai thác mỏ thấp do mục tiêu chủ yếu của bên mua là để hoàn thiện chuỗi dịch vụ khoan, khai thác dầu khí hơn là việc mở rộng quy mô hoạt động [3]. Trong giai đoạn này, các doanh nghiệp dầu khí lớn cũng theo đuổi chiến lược hợp nhất doanh nghiệp để có thể tích hợp các loại dịch vụ và giải pháp cung cấp cho khách hàng hơn là hoạt động theo mô hình tổ hợp doanh nghiệp với nhiều công ty con làm dịch vụ riêng lẻ [2].

4. Hoạt động M&A trong khâu trung nguồn

Các giao dịch M&A của các doanh nghiệp dầu khí Mỹ trong năm 2016 có xu hướng tập trung vào mua bán cơ sở hạ tầng thu gom, nén, vận chuyển khí nhằm xây dựng mạng lưới thu gom, chế biến thành một chuỗi hoàn chỉnh. Mặc dù sau khi giá dầu phục hồi, gia tăng hoạt động khai thác dầu khí và tạo cơ hội cho việc phát triển cơ sở hạ tầng, song các doanh nghiệp kinh doanh đường ống dẫn khí vẫn liên tục bị gây sức ép về việc giảm cước phí vận chuyển cùng với các yêu cầu cải thiện cơ sở hạ tầng. Hoạt động M&A năm 2007 trầm lắng hơn so với năm 2016. Tuy nhiên, hoạt động M&A tại khâu trung nguồn thường có độ trễ hơn so với xu hướng M&A sôi động tại khâu thượng nguồn và tiềm năng phát triển khâu trung nguồn còn nhiều khi xu hướng sử dụng năng lượng sạch (khí tự nhiên và LNG) đang ngày càng được ưa chuộng. Về dài hạn, các quốc gia sẽ siết chặt đối với việc sử dụng xăng dầu và chuyển dần sang sử dụng nguồn khí tự nhiên. Điều này sẽ thúc đẩy đầu tư phát triển hạ tầng LNG trong tương lai [2].

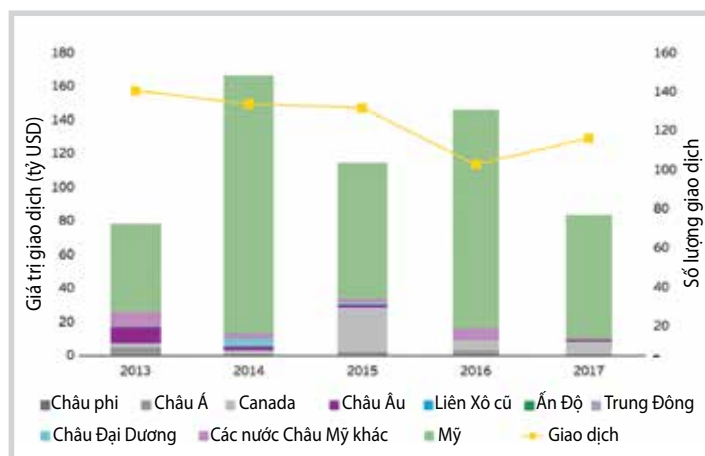
5. Hoạt động M&A trong khâu hạ nguồn

Hoạt động M&A trong khâu hạ nguồn có xu hướng tăng trong giai đoạn giá dầu suy giảm, chủ yếu tập trung ở Mỹ và châu Âu. Hoạt động M&A xuyên biên giới tăng mạnh và được thực hiện chủ yếu bởi các công ty quốc gia với chiến lược mở rộng hoạt động, mua lại các nhà máy lọc dầu và mạng lưới phân phối ở các nước có nhu cầu lớn về sản phẩm lọc hóa dầu (như Mỹ và châu Á) nhằm đảm bảo thị trường đầu ra cho xuất khẩu dầu thô và gia tăng thị phần. Sau đây là một số thương vụ M&A điển hình:

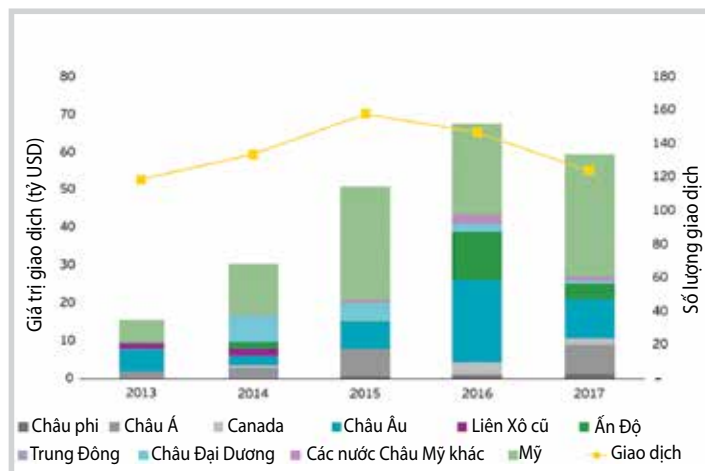
- Rosneft mua 49% cổ phần của Essar Oil (nhà máy lọc dầu lớn thứ 3 của Ấn Độ có công suất 400.000 thùng/ngày) với khoảng 13 tỷ USD với mục đích tạo ra mối liên kết giữa nhà sản xuất dầu lớn nhất thế giới và thị trường tiêu thụ có tốc độ tăng trưởng mạnh nhất [4].

- Royal Dutch Shell thoái vốn khỏi Motiva Enterprises LLC để trả nợ cho khoản vay mua BG Group Plc (54 tỷ USD) và Saudi Aramco mua tài sản của Motiva (2,2 tỷ USD) với mục đích đẩy mạnh đầu tư cho hoạt động khâu hạ nguồn tại thị trường Mỹ, đảm bảo xuất khẩu dầu thô sang thị trường tiêu thụ lớn nhất của thế giới [5]. Không chỉ ở Mỹ, Saudi Aramco cũng củng cố vị thế tại thị trường châu Á bằng việc đầu tư 7 tỷ USD vào dự án tổ hợp lọc hóa dầu RAPID của Petronas (tương đương 50% cổ phần) với công suất 300.000 thùng/ngày. Tổ hợp lọc hóa dầu này sẽ sử dụng 50% dầu thô của Saudi Aramco khi đi vào hoạt động [6].

Trong thời gian tới, hoạt động M&A xuyên biên giới trong khâu hạ nguồn được dự báo sẽ tiếp tục sôi động do các doanh nghiệp dầu khí muốn cân bằng danh mục đầu tư trong chuỗi giá trị dầu khí và tìm kiếm cơ hội tăng trưởng. Đặc biệt, các doanh nghiệp mong muốn tận dụng lợi thế giá khí thấp và nhu cầu gia tăng ở các thị trường như Bắc Mỹ và châu Á. Ngoài ra, mạng lưới bán lẻ tại một số thị trường cũng được các doanh nghiệp chú ý để tìm kiếm cơ hội khai thác thị trường bán lẻ và phòng ngừa việc sụt giảm lợi nhuận từ giảm giá xăng dầu. Về dài hạn, công nghệ sản xuất xe điện, sự thay đổi sở thích của người tiêu dùng và các chính sách khuyến khích sử dụng năng lượng sạch sẽ tạo ra áp lực đối với khâu hạ nguồn. Xu hướng này sẽ ảnh hưởng lớn đến các nhà máy lọc dầu nhỏ tại các thị trường đã bão hòa và có thể dẫn đến việc phải tìm



Hình 4. Số lượng và giá trị giao dịch M&A tại khâu trung nguồn. Nguồn: Derrick Petroleum Services



Hình 5. Số lượng và giá trị giao dịch M&A tại khâu hạ nguồn. Nguồn: Derrick Petroleum Services

thị trường xuất khẩu, thậm chí phải thoái vốn hoặc đóng cửa. Điều này sẽ dẫn đến khả năng gia tăng hoạt động M&A tại khâu hạ nguồn trong tương lai [2].

- Trong năm 2017, giá dầu mặc dù đã tăng nhưng chủ yếu theo hướng đi ngang. Hoạt động M&A trầm lắng, phản ánh thị trường đã chuyển sang tâm lý thận trọng. Cung - cầu trên thị trường dầu mỏ vẫn duy trì được sự cân bằng với việc tiếp tục cắt giảm sản lượng của OPEC bù đắp cho sản lượng dầu đá phiến khai thác ở Mỹ đang tăng lên. Các giao dịch M&A trong năm 2017 chủ yếu là tái cơ cấu danh mục đầu tư và đầu tư cho giá trị hơn là đầu tư cho tăng trưởng.

Xu hướng hoạt động M&A trong thời gian tới phụ thuộc vào các yếu tố chủ yếu sau:

- Về giá dầu: Sự ổn định của thị trường dầu khí là yếu tố quan trọng tạo điều kiện cho các giao dịch M&A diễn ra sôi động vì thu hút được sự tham gia của các nhà đầu tư vốn rất thận trọng, thu xếp vốn dễ dàng hơn do rủi ro ngành nghề giảm và giúp thu hẹp được khoảng cách trong việc định giá tài sản (đối tượng M&A) của cả bên bán cũng như bên mua, tạo điều kiện cho việc thỏa thuận giá trị tài sản mua bán. Tuy nhiên thị

trường dầu khí vẫn còn tiềm ẩn rất nhiều yếu tố rủi ro, bất ổn như: khả năng tăng sản lượng khai thác của các nước ngoài OPEC (các nước lớn như Mỹ, Canada và Liên bang Nga) và các nước OPEC được miễn trừ ký thỏa thuận cắt giảm (Libya, Nigeria); khả năng tuân thủ cam kết cắt giảm sản lượng của các nước OPEC; việc ngừng gia hạn thời hạn thực hiện cắt giảm sản lượng; tốc độ và mức độ giảm dự trữ dầu thô của thế giới...

- Về kinh tế vĩ mô: Nếu tốc độ phục hồi kinh tế toàn cầu chậm dẫn đến nhu cầu dầu thô thấp hơn mức mong đợi sẽ làm tăng rủi ro, bất ổn cho ngành công nghiệp dầu khí.

- Về tài chính: Lãi suất thị trường đang ở mức rất thấp nhưng dự báo thời gian tới sẽ tăng lên. Điều này sẽ ảnh hưởng đến huy động nguồn vốn vay để thực hiện các thương vụ M&A. Việc huy động nguồn vốn từ thị trường chứng khoán được mong đợi tương đối khả quan do các nhà đầu tư đã có thái độ tích cực hơn đối với các cổ phiếu dầu khí.

6. Kết luận

Thị trường dầu khí ảnh hưởng đến mức độ sôi động của hoạt động M&A. Với tình hình giá dầu phục hồi chậm, hoạt động M&A trong thời gian tới sẽ vẫn tập trung vào tái cơ cấu danh mục đầu tư để phù hợp với môi trường kinh doanh hiện tại và để cải thiện dòng tiền hơn là việc đầu tư cho tăng trưởng trong dài hạn.

Trong thời gian qua, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã tiến hành tái cấu trúc doanh nghiệp; xem xét, rà soát

cắt giảm chi phí, sắp xếp lại các đơn vị thành viên, dừng hoặc giãn tiến độ một số dự án chưa thực sự cấp bách... Tuy nhiên, trước sự biến động mạnh của môi trường kinh doanh như hiện nay, PVN cần rà soát và đề xuất điều chỉnh chiến lược phát triển, tái cấu trúc danh mục đầu tư để nâng cao hiệu quả kinh doanh. Cơ hội và khả năng đầu tư trong khâu thương mại bằng việc tìm mua các tài sản tốt, giá rẻ, ít rủi ro cần được nghiên cứu. Sự hiện diện của các công ty dầu khí lớn như Rosneft, Saudi Aramco tại thị trường châu Á kèm theo những thay đổi về cán cân cung - cầu các sản phẩm dầu, gia tăng cạnh tranh trong khu vực cũng cần được xem xét, đánh giá để có kế hoạch ứng phó kịp thời.

Tài liệu tham khảo

1. Deloitte Center for Energy Solutions. *Oil & gas mergers and acquisitions report - Year-end 2016*.
2. EY. *Global oil and gas transactions reviews 2017*.
3. Deloitte Center for Energy Solutions. *Oil & gas mergers and acquisitions report - Year-end 2017*.
4. Nidhi Verma, Promit Mukherjee. *Rosneft, partners to announce acquisition of India's Essar Oil completed*. Reuters. 2017.
5. Javier Blas, Joe Carroll, Margot Habiby. *Saudi Aramco to pay Shell \$2,2 billion in refinery breakup*. Bloomberg. 2017.
6. CNBC. *Saudi Aramco to invest \$7 billion in Petronas' RAPID oil refinery*. 2017.

MERGE AND ACQUISITION ACTIVITIES FOR INVESTMENT AND RESTRUCTURING OF OIL AND GAS COMPANIES IN A LOW OIL PRICE ENVIRONMENT

Phan Thi My Hanh
Vietnam Petroleum Institute
Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

Summary

During the period of prolonged decline of oil prices, oil and gas companies tend to focus on portfolio restructuring towards streamlined operation to improve business performance. These companies also make prudent investment strategies, looking to buy good assets with cheap price which can generate revenue immediately to ensure the current liquidity or potential assets for future growth. Merger and acquisition (M&A) is the useful tool for oil and gas companies to restructure their portfolio and invest selectively in order to overcome the difficult period (lower for longer) or divest and acquire new potential assets (divest to invest) in order to optimise the portfolio. The paper provides an outlook of global oil and gas M&A activities as a reference for investment and restructuring activities of the Vietnam Oil and Gas Group.

Key words: Merge and acquisition activities (M&A), portfolio restructuring.

ĐẶC ĐIỂM NHẬN DẠNG DÒNG CHẢY TẬP TRUNG DẠNG ỐNG TRÊN TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN BỂ TRẦM TÍCH KRIBI-CAMPO, CAMEROON

Lê Ngọc Ánh

Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: lengocanh@hmg.edu.vn

Tóm tắt

Kết quả phân tích tài liệu địa chấn phân giải cao 3D thuộc bể trầm tích Kribi-Campo, trên sườn lục địa Cameroon, với diện tích 350km² và độ sâu đáy biển dao động từ 940 - 1.750m đã cho thấy rất nhiều cấu trúc dạng ống (pipe) được minh giải là dạng dòng chảy tập trung hay cấu trúc dạng ống liên quan đến hiện tượng phụt khí, xuất hiện tập trung tại sườn dốc. Minh giải chi tiết cho thấy chúng có chiều dài ~150 - 1.000m, đường kính 50 - 1.500m, dạng tròn hoặc oval trên bản đồ.

Dòng chảy được phân thành 2 dạng: dòng chảy tập trung đang hoạt động và đã hết hoạt động. Dòng chảy tập trung đang hoạt động khởi dòng từ hệ thống quạt bồi tích tuổi Pliocene, chảy xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định và kết thúc bằng các vết lõm trên đáy biển. Dòng chảy tập trung không hoạt động khởi dòng phía trên nóc hệ thống quạt bồi tích tuổi Miocene giữa và kết thúc dạng vết lõm cổ trong Pleistocene. Dòng chảy tập trung dạng ống có thể trải qua rất nhiều pha hoạt động và tái hoạt động trong suốt quá trình phát triển, do đó, để lại các vết lõm cổ xếp chồng lên nhau bên trong cấu trúc dạng ống. Sự xuất hiện của các dòng chảy tập trung và vết lõm đáy biển là bằng chứng cho một hệ thống dầu khí hoạt động tại khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: Cấu trúc dạng ống, dòng chảy tập trung dạng ống, vết lõm đáy biển, bể trầm tích Kribi-Campo.

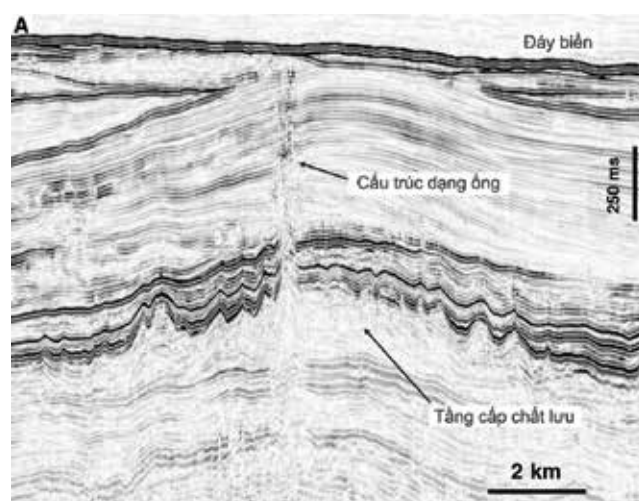
1. Mở đầu

Cấu trúc dạng ống thẳng đứng, xuyên cắt qua các hệ tầng chủ yếu là trầm tích sét dày, có độ thấm nhỏ [1] (Hình 1). Cường độ và tần suất xuất hiện của cấu trúc này đóng vai trò quan trọng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí vì giống như đứt gãy, làm gia tăng độ thấm theo phương thẳng đứng [2], do vậy được xem là một dạng dịch chuyển thứ sinh. Việc đánh giá vai trò của dịch chuyển thứ sinh là yếu tố quan trọng để phân tích tiềm năng chứa của bể. Sự xuất hiện của dịch chuyển thứ sinh sẽ ảnh hưởng đến mức độ toàn vẹn của đá chắn dầu khí, tạo đường dẫn cho hydrocarbon dịch chuyển qua [2].

Joe Cartwright và các cộng sự [2] định nghĩa các dạng dịch chuyển xuyên cắt qua hệ tầng chắn là dịch chuyển đặc trưng có cấu trúc dạng ống, tạo bởi các cơ chế khác nhau và xuất hiện với các đặc trưng về địa chất khác nhau. Khái niệm về các ống phun chất lưu được đưa ra đầu tiên bởi Helge Løseth và các cộng sự [3]. Nhóm tác giả đã quan sát trên tài liệu địa chấn thấy các cấu trúc dạng ống từ tròn đến oval, tương đối thẳng đứng, có chiều dài lên đến 1.000m tính từ đáy biển và tạo ra các vết sẹo lõm trên đáy biển (pockmarks). Bên trong các ống đặc trưng bởi các phản xạ hỗn loạn. Cấu trúc đặc biệt này được gọi với thuật ngữ ống phun chất lưu (blowout pipes).

Cấu trúc dạng ống này rất dễ bị bỏ qua khi minh giải tài liệu địa chấn 2D bởi sự xuất hiện các hình thái của ống

thẳng đứng đến bán thẳng đứng thường bị xem là dấu hiệu giả trên địa chấn giống như các phản xạ giả gây ra bởi quá trình nhiễu xạ nông. Địa chấn phân giải cao 3D với kết quả minh giải cụ thể, chi tiết đã làm sáng tỏ và khẳng định sự tồn tại của cấu trúc đặc biệt này. Cấu trúc dạng ống đã được phát hiện và nghiên cứu ở rất nhiều nơi trên thế giới như ngoài khơi Na Uy [4 - 6], Biển Bắc [7, 8], ngoài khơi Ireland [9], ngoài khơi Tây Phi [10], rìa Atlantic của Mỹ [11]. Cấu trúc đặc biệt này còn được đề cập bằng các thuật ngữ như ống khí (gas chimneys), ống địa chấn (seismic



Hình 1. Mặt cắt địa chấn minh họa cấu trúc dạng ống cắt qua các tầng chắn. Cấu trúc dạng ống có kích thước lớn phát hiện ở bể trầm tích Faeroe-Shetland, ngoài khơi Vương quốc Anh, có đặc trưng thẳng đứng với các phản xạ bị ngắt quãng, cự ly dịch chuyển nhỏ, một vài chỗ phản xạ mạnh đột biến so với xung quanh [2].

Bảng 1. Cấu trúc dạng ống [2]

TT	Cấu trúc dạng ống	Đặc điểm địa chất	Kích thước	Đặc điểm địa chấn
1	Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng hòa tan	Liên quan đến đá carbonate và trầm tích muối	- Chiều cao: từ 10m đến hàng nghìn mét - Chiều rộng: hàng mét đến hàng trăm mét	Là những đới có hình trụ, dốc đứng, các phản xạ bên trong bị đứt đoạn, hỗn độn, và đôi chỗ bị uốn cong xuống.
2	Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng thủy nhiệt	Xảy ra tại các bể trầm tích có núi lửa và những vùng magma đang hoạt động; liên quan đến magma xâm nhập xuyên cắt qua các hệ tầng trầm tích trong bể	- Chiều cao: từ 10m đến vài nghìn mét - Chiều rộng: hàng mét đến 1 - 2km	Là những đới có hình trụ, dốc đứng, các phản xạ bên trong bị đứt đoạn, hỗn độn, thường phát triển trực tiếp bên trên các thể xâm nhập núi lửa và liên quan trực tiếp đến các dạng gò đồng đáy biển
3	Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí	Xuất hiện ở rất nhiều loại bể trầm tích, nhưng chủ yếu ở những nơi có các khoảng dị thường áp suất cao dưới sâu	- Chiều cao: từ vài mét đến 1 - 2km - Chiều rộng: hàng chục mét đến hàng trăm mét	Là những đới có hình trụ, dốc đứng, các phản xạ bên trong bị đứt đoạn hỗn độn. Được phát hiện trực tiếp phía trên các điểm bị phá hủy của hệ tầng có dị thường áp suất cao, thường được phát hiện cùng với sự tồn tại của các vết lõm đáy biển và dị thường biên độ bên trong các cấu trúc dạng ống
4	Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ	Xuất hiện ở rất nhiều loại bể trầm tích, nhưng chủ yếu ở những nơi có các khoảng dị thường áp suất cao	- Chiều cao: từ vài mét đến 1 - 2km - Chiều rộng: hàng chục mét đến hàng trăm mét	Giống như cấu trúc dạng ống tạo bởi sự phụt khí nhưng không xuất hiện vết lõm đáy biển

chimneys), ống phun khí, dòng chảy tập trung (focused fluid flows) và đều có chung đặc điểm về thay đổi phản xạ địa chấn bên trong ống (Hình 1) từ đứt đoạn, biên độ yếu đến hỗn độn.

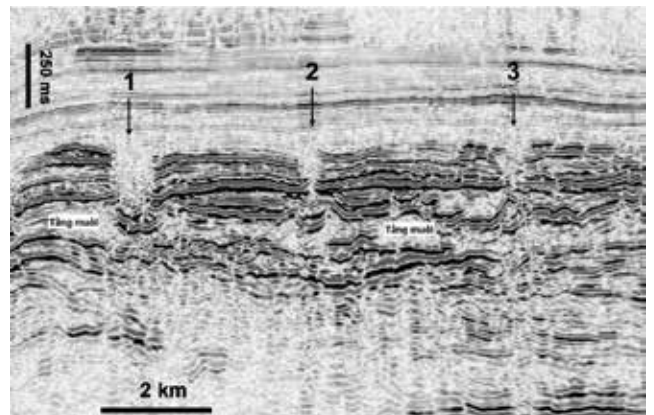
Bài báo giới thiệu các loại cấu trúc dạng ống phát hiện được trên tài liệu địa chấn và cơ chế hình thành. Ngoài những phát hiện về phun khí ngoài khơi Tây Phi như Nigeria, Angola, Congo, Namibia đã được đề cập bởi nhiều tác giả, bài báo giới thiệu dòng chảy tập trung dạng ống lần đầu tiên được phát hiện ở ngoài khơi Cameroon.

2. Đặc điểm của cột khí trên tài liệu địa chấn và cơ chế hình thành

Cấu trúc dạng ống gần đây được quan tâm nghiên cứu chi tiết dựa trên sự phát triển của địa chấn 3D [1, 3, 5 - 7], thường có dạng tròn hoặc oval với chiều dài lên đến 1.000m, được xác định trên tài liệu địa chấn như là ống có phản xạ địa chấn nhiễu loạn [2]. Cấu trúc dạng ống được chia làm 4 loại chủ yếu dựa vào đặc điểm địa chất nơi chúng xuất hiện: (i) cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng hòa tan, (ii) cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng thủy nhiệt, (iii) cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí, (iv) cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ (Bảng 1).

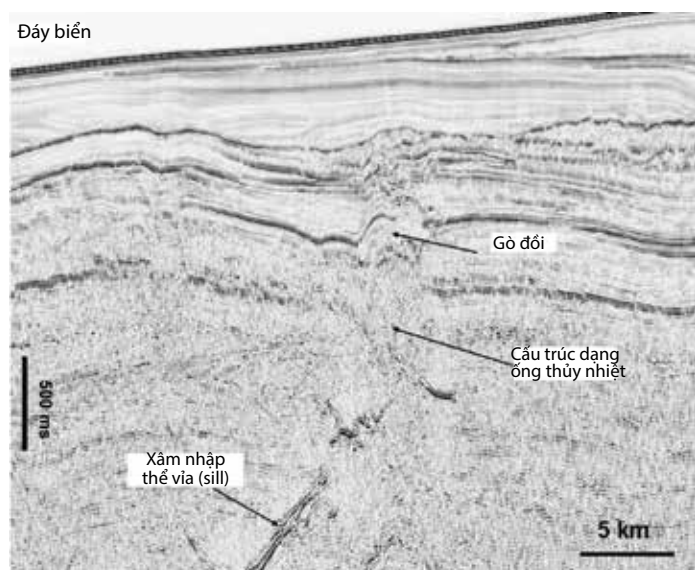
2.1. Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng hòa tan

Được hình thành do sự hòa tan của đá ở dưới sâu, có thể tạo hang hốc dẫn đến sự bất ổn định của trầm tích gây

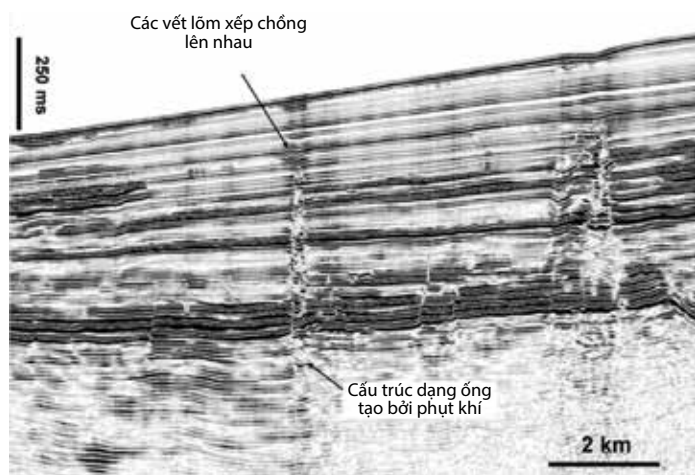


Hình 2. Mặt cắt địa chấn cắt qua 3 cấu trúc dạng ống tạo bởi hòa tan của trầm tích muối bên dưới, phát hiện ở Đông Mediterranean. Tầng muối đóng vai trò chắn tốt mang tính khu vực dày khoảng 250ms, mỏng hơn bên dưới các cấu trúc dạng ống (đánh số từ 1 đến 3). Cấu trúc dạng ống có đặc trưng mất biên độ phản xạ và không liên tục. Sự xuất hiện của các cấu trúc dạng ống do hòa tan sẽ tạo đường dịch chuyển xuyên qua tầng muối [13].

sụt lún (Hình 2). Đá trải qua quá trình hòa tan thường là đá muối hoặc đá vôi, vì vậy cấu trúc dạng ống tạo ra do hiện tượng hòa tan thường chỉ xảy ra ở những khu vực có các loại đá trên và có thể dự đoán được. Cấu trúc dạng ống có thể dần dần được hình thành hoặc hình thành nhanh chóng. Tốc độ hình thành cấu trúc dạng ống liên quan đến tốc độ hòa tan của đá. Bên cạnh đó, mức độ biến dạng, sụp lở của trầm tích sẽ quyết định độ nứt nẻ và độ thấm của cấu trúc dạng ống. Độ thấm đạt giá trị lớn nhất vào thời điểm biến dạng của cấu trúc dạng ống và chất lưu có thể được giải phóng. Khi cấu trúc dạng ống đã hình thành, hệ thống nứt nẻ có thể vẫn còn tồn tại và trở thành đường dẫn cho



Hình 3. Mặt cắt địa chấn minh họa cho cấu trúc dạng ống thủy nhiệt (hydrothermal pipe) với nguồn cấp từ các thể xâm nhập dạng vữa, ngoài khơi Na Uy. Thể xâm nhập dạng vữa có biên độ phản xạ cao. Cấu trúc dạng ống là đối tượng đối thẳng với các phản xạ bị đứt quãng, xuất hiện ngay trên điểm kết thúc của thể xâm nhập dạng vữa [2].



Hình 4. Mặt cắt địa chấn ngoài khơi Namibia minh họa cho cấu trúc dạng ống tạo bởi phụt khí. Dọc theo cấu trúc dạng ống, các vết lõm xếp chồng lên nhau, là kết quả của hoạt động phun khí trong thời gian dài [2].

chất lưu dịch chuyển một thời gian dài tiếp theo. Đường dẫn này sẽ bị đóng lại làm giảm khả năng dẫn chất lưu nếu xảy ra hiện tượng xi măng hóa trong cấu trúc dạng ống [12].

2.2. Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng thủy nhiệt

Cấu trúc dạng ống được hình thành khi một lượng lớn chất lưu có nhiệt lượng cao được giải phóng. Điều này tương tự như sự xâm nhập của núi lửa [14] (Hình 3) và có thể làm ảnh hưởng đến sự toàn vẹn của các tầng chắn. Dòng nhiệt có thể được tạo ra từ khối magma nóng chảy, bởi trầm tích nóng lên cục bộ tạo đá biến chất, hay chỉ đơn giản là chất lưu trong lỗ hổng được gia tăng nhiệt. Thể tích của chất lưu được giải phóng về cơ bản liên quan đến thành phần của magma, nhiệt độ và lượng thể tích xâm nhập [15].

Cấu trúc dạng ống tạo ra do hiện tượng thủy nhiệt có thể dự báo được sự xuất hiện của chúng ở các bể trầm tích, nơi xảy ra các pha xâm nhập dẫn đến hình thành các thể mạch (dikes) và thể vữa (sills). Chúng xuất hiện ở khu vực có hệ thống dầu khí đang hoạt động như ngoài khơi Brazil, toàn bộ thềm Đông Bắc Atlantic và ngoài khơi Ấn Độ, là những khu vực có hoạt động tìm kiếm thăm dò rất chi tiết tại khu vực nước sâu [15].

Cấu trúc dạng ống có thể nhận dạng dựa trên tài liệu địa chấn chủ yếu dựa vào 2 đặc trưng chính: (1) đặc trưng về hình dạng, có dạng ống, dốc thẳng đứng, các phản xạ uốn cong xuống dạng nón bị đứt đoạn hoặc thậm chí bị sụp xuống; (2) do có liên quan trực tiếp đến các thể vữa xâm nhập nên có thể quan sát thấy chúng xuất phát từ các ranh giới nghiêng của xâm nhập thể vữa hoặc xuất phát từ đỉnh tạo bởi sự giao nhau giữa các thể xâm nhập dạng vữa (Hình 3).

2.3. Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí

Cấu trúc dạng ống hình thành do sự phụt khí có kích thước ngang và dọc tương đối giống các loại cấu trúc dạng ống khác quan sát được trên tài liệu địa chấn và có các đặc trưng tương tự như là đối hình trụ với các phản xạ đứt quãng hoặc các tập dị thường biên độ phản xạ cao (Hình 4). Cấu trúc này có thể được phân biệt bởi thường xuất hiện cùng với các vết lõm trên đáy biển (surface pockmarks) hoặc các vết lõm cổ (paleo-pockmarks) [3]. Sự biến dạng phản xạ cục bộ chỉ xảy ra bên trong các cấu trúc dạng ống có dạng đứt gãy và uốn nếp với kích thước nhỏ.

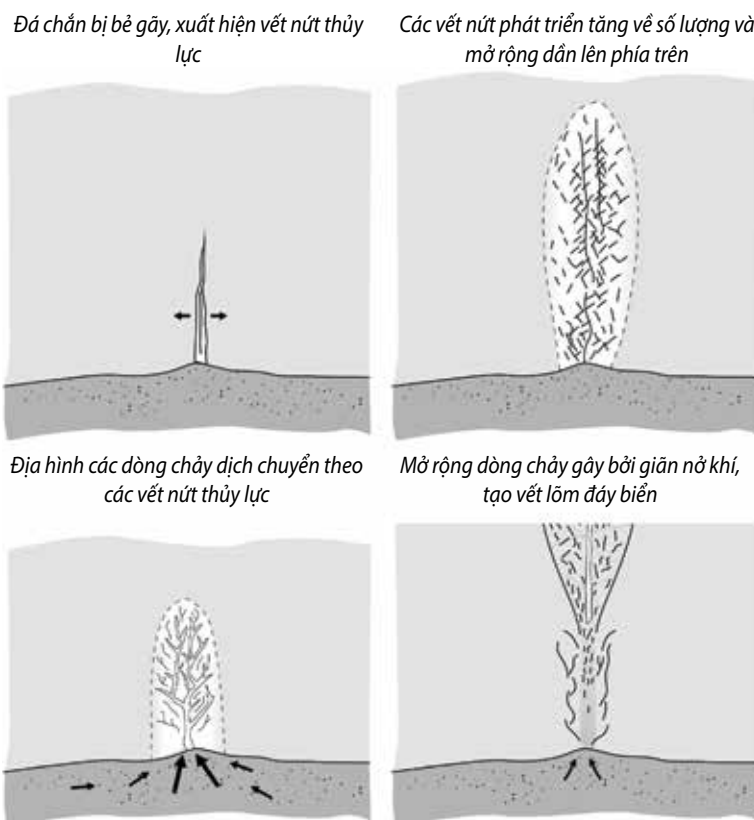
Phân biệt cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí với cấu trúc dạng ống tạo bởi quá trình hòa tan và thủy nhiệt có thể dựa trên các tiêu chí là chúng không có mối liên quan đặc biệt đến các đá xâm nhập núi lửa hoặc các tầng đá vôi bên dưới. Thay vào đó, cấu trúc này thường xuất hiện tại các điểm rò rỉ tự nhiên do dị thường áp suất cao như: ở đỉnh cấu tạo, phía trên vữa chứa khí, hoặc tại điểm kết thúc của vát nhọn địa tầng. Tên của loại cấu trúc dạng ống này được đặt theo đặc điểm xuất hiện và cơ chế hình thành. Chúng xuất hiện tại những vị trí tập trung dị thường áp suất cao và áp suất cao sẽ tạo áp lực lên tầng chắn, phá vỡ, tạo đường dịch chuyển của chất lưu lên trên dưới dạng ống.

Cấu trúc dạng ống được hình thành do hiện tượng phụt khí được mô tả và đặt tên đầu tiên bởi Helge Løseth và các cộng sự [3]. Nhóm tác giả này cho rằng cấu trúc dạng ống hình thành khi tầng chắn của các vỉa chứa khí bị phá vỡ và khí phun lên trên bề mặt (thường là khí nóng). Mỗi liên quan giữa các vết lõm và cấu trúc dạng ống minh chứng có hiện tượng phụt khí xảy ra trong một thời gian ngắn, ngắt quãng chứ không liên tục trong thời gian dài hay rõ ràng. Độ rộng của vết lõm phụ thuộc vào lượng chất lưu tham gia dịch chuyển cũng như khả năng thẩm truyền chất lưu dọc theo ống [3].

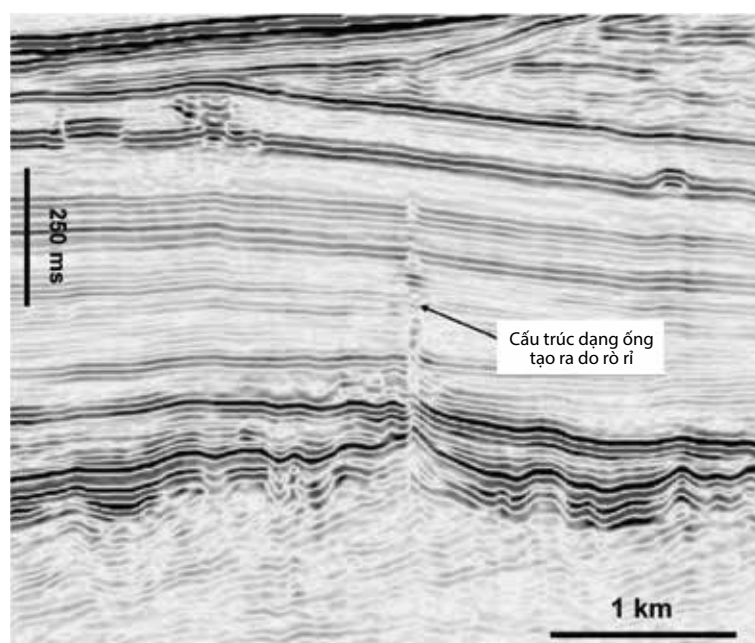
Cấu trúc dạng ống được hình thành do quá trình động lực ở mức độ cao, gồm nứt thủy lực gây ra do áp suất thường áp suất cao và sự đan xen giữa các pha dẫn và không dẫn chất lưu (Hình 5). Thực tế đã phát hiện các ống dẫn chất lưu có chiều dài lên đến 1.000m, chứng tỏ cơ chế tạo sự dịch chuyển chất lưu cũng như sự hình thành của cấu trúc dạng ống rất mạnh và có thể tương tự như cơ chế tạo núi lửa. Ở đây, khi khí dịch chuyển lên trên nơi có áp suất nhỏ hơn sẽ bị giãn nở và là yếu tố chính mở rộng khe nứt phía trên đỉnh của các cấu trúc dạng ống [2].

2.4. Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ (seepage pipes)

Trên tài liệu địa chấn, cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ có kích thước và đặc điểm tương tự cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí. Tuy nhiên dạng cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ không gây ra các vết lõm do phụt khí trên bề mặt tại điểm kết thúc của cấu trúc khi năng lượng ở mức cao được giải phóng (Hình 6). Loại cấu trúc này thường xuất hiện tại nơi có điều kiện địa chất tương đồng như: xuất hiện phía trên vỉa chứa khí, tại các đỉnh cấu tạo, dọc theo các phần bị nâng cao của vỉa chứa. Điểm chính để phân biệt giữa 2 loại cấu trúc dạng ống này là sự khác biệt về tính chất cơ lý của đá mà nó xuyên cắt qua. Cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng phụt khí xảy ra trong các địa tầng trầm tích hạt mịn, có khả năng chắn tốt; trong khi cấu trúc dạng ống được tạo do hiện tượng rò rỉ chỉ xảy ra trong các trầm tích cát kết hoặc bột kết. Độ thấm cao của trầm tích cát kết



Hình 5. Mô hình giải thích cơ chế tạo ra cấu trúc dạng ống do hiện tượng phụt khí. Cấu trúc dạng ống được hình thành khi tầng chắn bị bể gãy bởi nứt thủy lực làm xuất hiện các khe nứt. Chất lưu và khí cùng dịch chuyển theo khe nứt lên trên với vận tốc rất lớn tạo vết lõm trên bề mặt. Tuy nhiên khi lên đến gần bề mặt thì khí tách ra thành pha riêng biệt. Lúc này khí giãn nở và làm mở rộng vết lõm trên bề mặt. Sự tập trung năng lượng tại một vị trí gây phá hủy đá lần lượt từ dưới lên theo phương thẳng đứng, tạo ra các cấu trúc hình trụ có đỉnh xòe dạng nón, là đường dịch chuyển chất lưu [2].



Hình 6. Mặt cắt địa chấn từ bể trầm tích Faeroe-Shetland, ngoài khơi Scotland, minh họa cho cấu trúc dạng ống được tạo ra do hiện tượng rò rỉ. Cấu trúc dạng ống đặc trưng bởi các phân xạ đứt quãng và dị thường biên độ cao tại một số vị trí. Dạng cấu trúc này thường bắt nguồn từ đỉnh nếp uốn là nóc của tầng chất lưu bị chôn vùi. Không quan sát thấy sự xuất hiện của vết lõm phía trên đỉnh của cấu trúc dạng ống chứng tỏ lượng dòng chất lưu không lớn và tốc độ di chuyển cũng rất chậm, ở dạng rò rỉ [2].

hoặc bột kết này tạo điều kiện thuận lợi cho sự rò rỉ chất lưu theo phương thẳng đứng, xuyên qua mạng lỗ rỗng, vì vậy ngăn ngừa được sự gia tăng áp suất để không đạt đến áp suất phá vỡ tầng phủ phía trên.

3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

3.1. Cơ sở dữ liệu

Khu vực nghiên cứu thuộc bể trầm tích Kribi-Campo, ngoài khơi Cameroon, với diện tích 1.500km², nằm trong khoảng tọa độ giữa 2°20' - 3°00' vĩ độ Bắc, 9°00' - 9°50' kinh độ Đông (Hình 7). Độ sâu mực nước biển dao động từ 940 - 1.750m. Bể Kribi-Campo là bể trầm tích cuối cùng nằm về phía Bắc trong chuỗi các bể trầm tích có xuất hiện trầm tích muối ở Tây Phi. Tuy nhiên, tại khu vực nghiên cứu không có dấu hiệu tồn tại trầm tích muối. Cấu trúc của bể bị chi phối chủ yếu bởi khối nâng Kribi nằm ở phía Đông Nam, cũng là dải phân cách bể trầm tích Kribi-Campo với bể trầm tích Equatorial Guinea Rio-Muni về phía Nam.

Bể trầm tích được hình thành trong quá trình tách giãn lục địa giữa Bắc Phi và Nam Mỹ, lấp đầy bởi các trầm tích tuổi Cretaceous và Đệ Tam. Dựa vào đặc điểm về hình thái và sự khác biệt về đặc điểm địa chấn, đáy biển được chia thành sườn dốc 1 và sườn dốc 2. Sườn dốc 1 có góc dốc 3,4° nghiêng về phía Tây, chủ yếu là các phản xạ song song với biên độ yếu. Sườn dốc 2 có góc dốc 0,7° nghiêng

về phía Tây Nam, phát triển hệ thống các dòng sông cổ dày đặc, biên độ phản xạ cao [16].

Tài liệu sử dụng cho nghiên cứu là 1.500km² tài liệu địa chấn 3D, ngoài khơi Cameroon, gồm 1.581 tuyến dọc (inline) và 2.051 tuyến ngang (crossline), với độ sâu mực nước biển từ 940 - 1.750m. Chiều sâu nghiên cứu (theo thời gian) là 6,6s TWT.

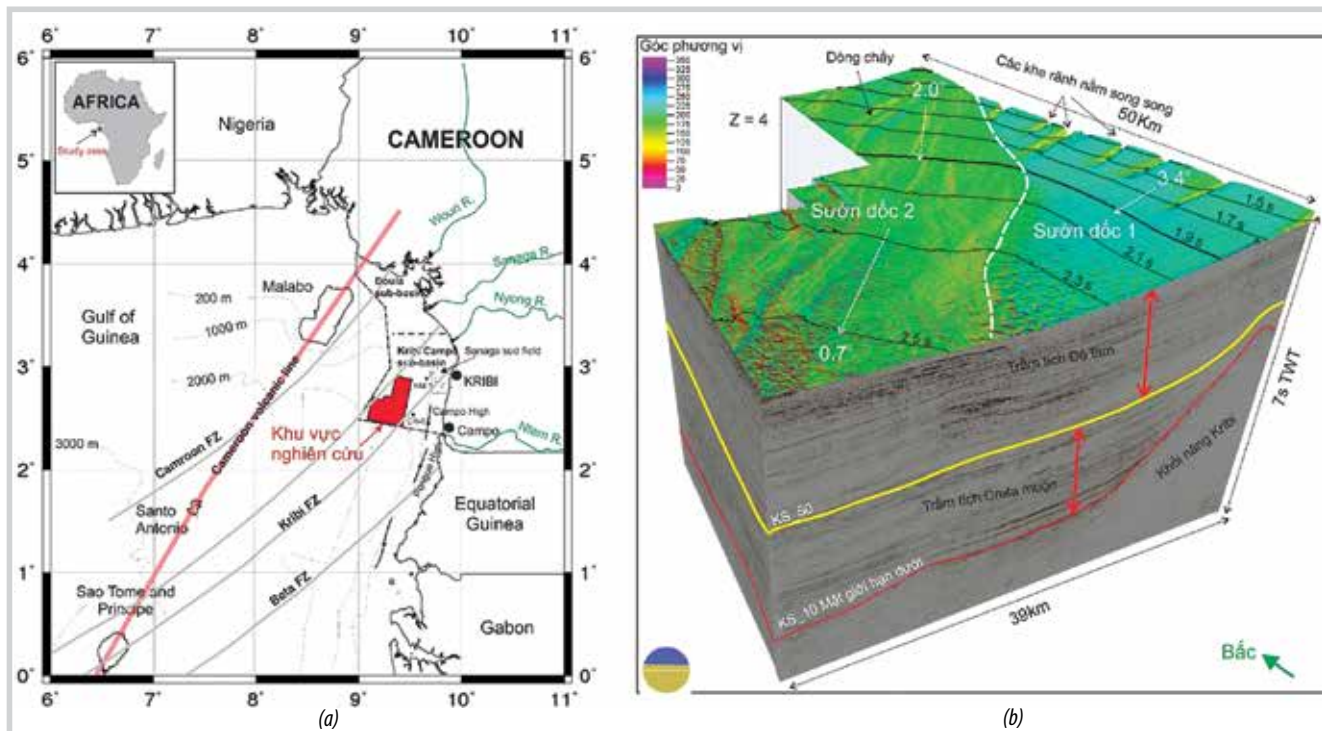
3.2. Phương pháp nghiên cứu

Sử dụng phương pháp minh giải tài liệu địa chấn kết hợp với so sánh và đối chiếu với những nghiên cứu đã được công bố về cấu trúc dạng ống trên thế giới. Ngoài ra, để giúp minh họa rõ ràng hình thái của các cấu trúc dạng ống, các bản đồ về góc phương vị và góc dốc đã được xây dựng.

4. Kết quả nghiên cứu

Cấu trúc dạng ống được phát hiện trên toàn bộ khu vực nghiên cứu, thường kết thúc bằng các vết lõm trên đáy biển, rất ít ở dạng vết lõm cổ bị chôn vùi (Hình 8). Vết lõm đáy biển xuất hiện rất nhiều trên bản đồ góc dốc (dip map) và được chia thành 3 nhóm chính dựa vào đặc điểm phân bố:

- Các vết lõm đơn lẻ: là vết lõm hình tròn xuất hiện đơn lẻ, là điểm kết thúc của các cột khí với kích thước tương đối đồng đều, đường kính khoảng 300 - 400m.



Hình 7. Vị trí khu vực nghiên cứu thuộc bể trầm tích Kribi-Campo, ngoài khơi Cameroon (a); mô hình khối địa chấn 3D kết hợp với bản đồ góc phương vị của bề mặt đáy biển của khu vực nghiên cứu (b). Khu vực nghiên cứu được phân chia thành sườn dốc 1 và sườn dốc 2, phân cách bởi đường nét trắng đứt trên hình vẽ. Địa tầng nghiên cứu chủ yếu có tuổi Cretaceous muộn và Đệ Tam.

- Các vết lõm xuất hiện theo nhóm: là các vết lõm dạng oval, thường xuất hiện bên cạnh các khe rãnh của sườn dốc 1, kích thước nhỏ, đường kính từ 50 - 250m.

- Các vết lõm xếp toa: các vết lõm hình oval nổi với nhau liên tục dạng xếp toa, chỉ xuất hiện bên trong các khe rãnh trên sườn dốc 1, có kích thước lớn nhất, với đường kính dài từ 1 - 1,5km và đường kính ngắn từ 300 - 400m.

Ngoài các vết lõm xuất lộ trên bề mặt đáy biển, tại khu vực nghiên cứu còn phát hiện được dạng vết lõm cổ (Hình 8 và 10). Vết lõm này là kết thúc của cấu trúc dạng ống có chiều dài lớn nhất, lên đến 1s.

Các vết lõm đơn lẻ trên bề mặt đáy biển chủ yếu phát hiện trên sườn dốc 2. Trong khi vết lõm xếp toa và vết lõm theo nhóm chỉ xuất hiện trên sườn dốc 1. Hai loại vết lõm này có mối liên quan về cơ chế hình thành khi xuất hiện gần kề với nhau (Hình 8). Tất cả các vết lõm đều xuất hiện tại những vị trí có góc dốc lớn, phần phía trên của sườn dốc (Hình 8).

4.1. Đặc điểm chung của cấu trúc dạng ống trên tài liệu địa chấn

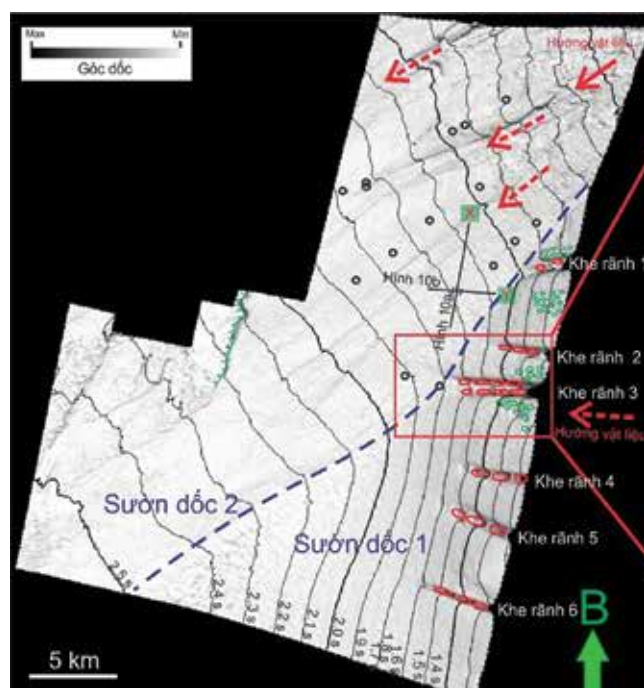
Trên tài liệu địa chấn 3D đã chỉ ra sự xuất hiện của các cấu trúc dạng ống kết thúc bằng các vết lõm đơn lẻ hình tròn trên đáy biển hoặc vết lõm cổ đã bị chôn vùi (Hình 10

và 11). Cấu trúc dạng ống này có dạng thẳng đứng đến bán thẳng đứng với đặc trưng gián đoạn phản xạ, đôi chỗ phản xạ hỗn độn hoặc bị uốn cong xuống; biên độ phản xạ thấp, đôi chỗ có dị thường biên độ cao; chiều dài các ống từ 200 - 1.200m với đường kính khoảng 300 - 400m.

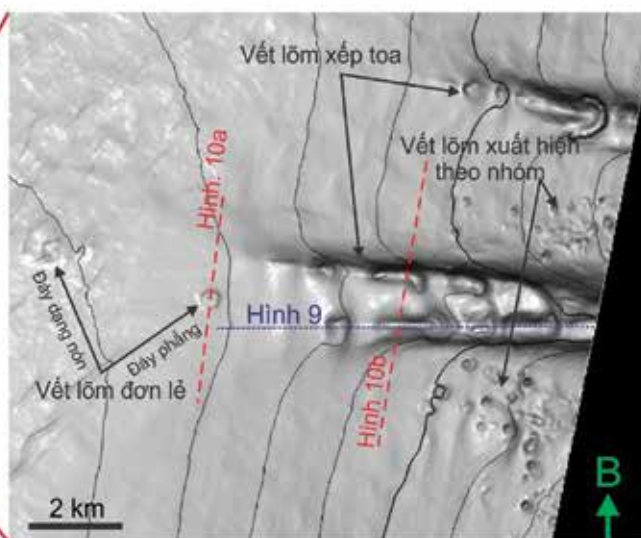
Cấu trúc dạng ống không quan sát được rõ ràng bên dưới các vết lõm xếp toa hoặc vết lõm theo nhóm. Ngay bên dưới các vết lõm này, biên độ phản xạ địa chấn mờ nhưng vẫn nhận thấy có xu hướng dạng cột.

Nghiên cứu chi tiết về đặc điểm của các vết lõm xếp toa cho thấy cấu trúc liên quan đến cấu trúc gợn sóng (sediment wave) phát triển bên trong các khe rãnh (Hình 9). Trầm tích gợn sóng này được hình thành theo hướng dòng chảy từ Đông sang Tây, trên sườn dốc 1, cùng với quá trình phát triển của khe rãnh. Trên tài liệu địa chấn, dọc theo khe rãnh, các phản xạ tạo bởi trầm tích gợn sóng có dạng sóng, bậc thang với chiều dài bước sóng đồng nhất tại đáy biển và bên dưới đáy biển (~0,5 - 1 km) (Hình 9). Tuy nhiên, biên độ của sóng thay đổi từ 30 - 40m tại mặt phản xạ đáy biển còn khoảng 10 - 20m bên dưới phản xạ đáy biển. Sự khác biệt về biên độ này có thể do ảnh hưởng của quá trình nén ép trầm tích.

Ranh giới của các sóng trầm tích cắm xuôi theo sườn dốc với góc dốc trung bình 10° và rất dễ nhầm lẫn với đứt

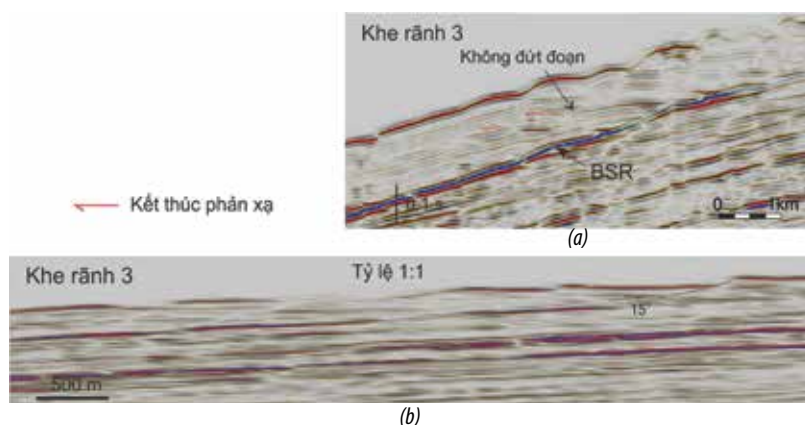


(a)

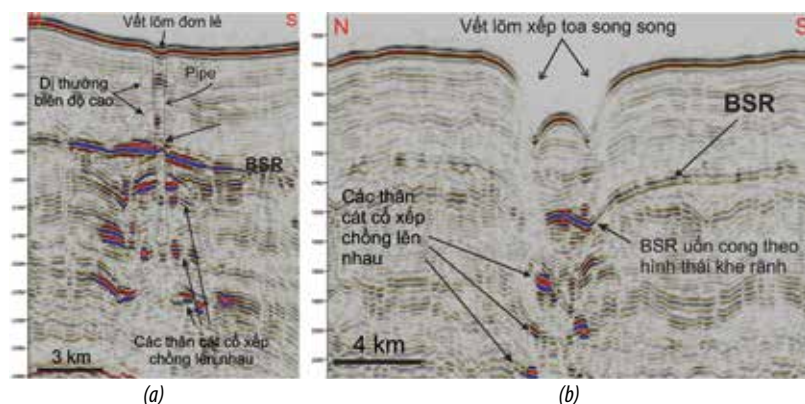


(b)

Hình 8. Bản đồ góc dốc đáy biển của khu vực nghiên cứu (a) chỉ ra sự xuất hiện của rất nhiều vết lõm đáy biển. Chúng được chia thành 3 nhóm chính dựa vào hình thái và đặc điểm xuất hiện, bao gồm vết lõm dạng đơn lẻ, theo nhóm và dạng xếp toa. Hình ảnh của vết lõm được phóng to trên hình (b).



Hình 9. Mặt cắt địa chấn dọc theo khe rãnh 3 chỉ ra sự tồn tại của trầm tích gợn sóng chỉ phát triển bên trong các khe rãnh. Chất lưu có thể được dịch chuyển theo bề mặt ranh giới giữa các nhịp sóng trầm tích và thoát ra ngoài tạo vết lõm đáy biển dạng xếp toa. Hình 9b minh họa mặt cắt địa chấn ở tỷ lệ thực 1:1 cho thấy góc dốc của các ranh giới nhịp sóng trầm tích quá nhỏ (trung bình $\sim 10^\circ$) để có thể minh giải cho sự tồn tại của đứt gãy thuận.



Hình 10. Mặt cắt địa chấn minh họa cho cấu trúc dạng ống xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định cùng các vết lõm đáy biển. (a) Cấu trúc dạng ống liên quan đến các vết lõm đơn lẻ phát hiện chủ yếu trên sườn dốc 2. (b) Vết lõm xếp toa xuất hiện trong khe rãnh phát triển suốt thời gian dài trong giai đoạn Pliocene đến nay. Bên dưới vết lõm xếp toa này, cấu trúc dạng ống không thực sự rõ ràng (xem vị trí mặt cắt trên Hình 8).

gãy thuận. Tuy nhiên, nếu là đứt gãy thuận thì góc dốc lại quá nhỏ (cần khoảng 60° để có thể gây dịch chuyển trầm tích). Ngoài ra, nếu là đứt gãy thuận hình thành do tách giãn thì phía dưới sườn dốc sẽ thường bắt gặp các cấu trúc dạng nén ép. Nhưng ở đây không có dấu hiệu của nén ép phía chân sườn dốc. Tại ranh giới của các sóng trầm tích bắt gặp các kết thúc phản xạ chống nóc minh chứng cho sự phát triển của các trầm tích gợn sóng. Cấu trúc gợn sóng có xu hướng giảm chiều dài và biên độ theo hướng ra phía biển, chỉ phát triển trong các khe rãnh và bị bào mòn theo thời gian cùng với sự phát triển của khe rãnh trong Pleistocene. Những điều này càng khẳng định sự tồn tại của các cấu trúc dạng gợn sóng, không liên quan đến đứt gãy.

Nghiên cứu của W.S.Holbrook [17] đã chỉ ra ranh giới giữa các nhịp sóng trầm tích có thể là đường dịch chuyển chất lưu. Sự tồn tại của vết lõm dạng xếp toa bên trong các khe rãnh có thể do sự dịch chuyển của chất lưu từ các thân cát cổ bị chôn vùi bên dưới đới gas hydrate ổn định, theo bề mặt ranh giới giữa các nhịp sóng trầm tích thoát ra ngoài. Đây là đường dịch chuyển chính của chất lưu tạo các vết lõm dạng xếp toa có kích thước lớn, không có dấu hiệu của cột khí một cách rõ ràng.

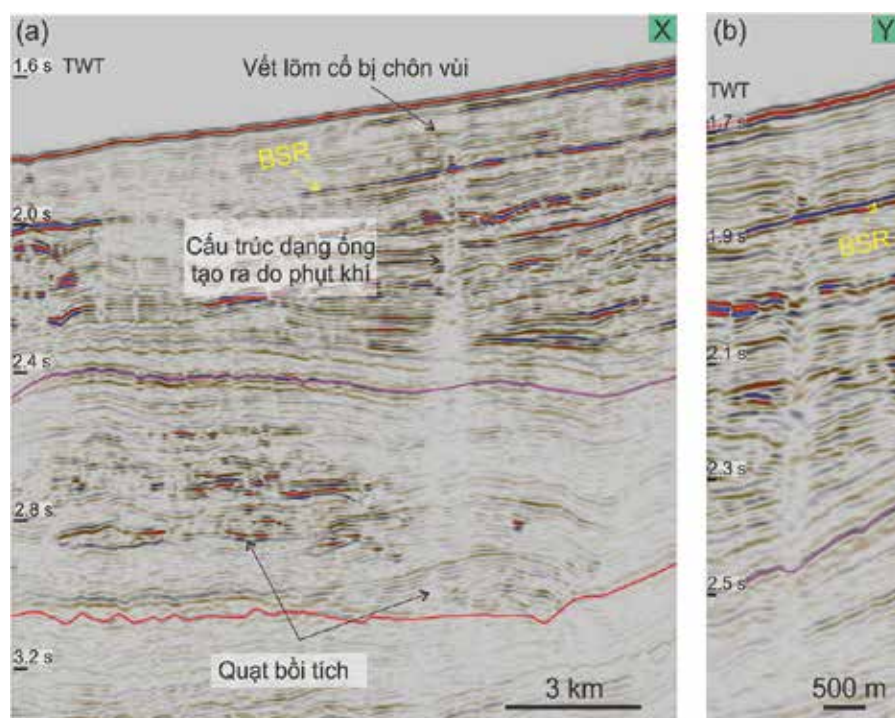
Tại khu vực nghiên cứu, các cấu trúc dạng ống quan sát được đều có điểm chung là bắt nguồn từ các hệ thống kênh dẫn cổ bị chôn vùi tại các độ sâu khác nhau; chủ yếu có 2 khoảng độ sâu ứng với hệ thống quạt bồi tích trong Miocene giữa và Pliocene. Cấu trúc dạng ống liên quan đến hệ thống quạt bồi tích Pliocene có chiều dài nhỏ, xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định. Cấu trúc dạng ống liên quan đến hệ thống quạt bồi tích Miocene giữa có chiều dài lớn hơn, kết thúc bằng vết lõm cổ trong Pleistocene.

4.2. Cấu trúc dạng ống xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định

Trong khoảng địa tầng Pliocene - Pleistocene đã phát hiện được rất nhiều cấu trúc dạng ống xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định (Hình 10a). Các cấu trúc này chủ yếu bắt nguồn từ hệ thống quạt bồi tích (hướng Đông Bắc - Tây Nam trên sườn dốc 2) và kênh dẫn cổ (hướng Đông - Tây trên sườn dốc 1) tuổi Pliocene [16]. Các cấu trúc dạng ống kết thúc bằng các vết lõm đơn lẻ trên bề mặt đáy biển, tại sườn dốc 2 nơi có góc dốc $\sim 0,7^\circ$ (Hình 8). Dị thường biên độ cao được phát hiện dọc theo ống (Hình 10a) có xu hướng vòm. Nhiều nghiên cứu cho rằng có khả năng do hiệu ứng vận tốc (velocity effects) gây ra bởi sự tồn tại cục bộ của gas hydrate/carbonate [2, 10].

Trong khi các vết lõm đơn lẻ thường xuất hiện cùng với cấu trúc dạng ống thì các vết lõm xếp toa và vết lõm theo nhóm lại không thể hiện rõ cấu trúc dạng ống bên dưới (Hình 10b). Hai dạng vết lõm này xuất hiện dày đặc và tập trung trong các khe rãnh và bên cạnh khe rãnh phía dốc lên của sườn dốc 1. Đây là khe rãnh phát triển từ Pliocene đến nay, có hướng Đông - Tây. Tất cả các vết lõm đều xuất hiện tại các khu vực phát hiện sự tồn tại của mặt mô phỏng đáy biển (BSR, Bottom-Simulating Reflector), nơi có khả năng tồn tại đới gas hydrate ổn định.

Sự xuất hiện của cấu trúc dạng ống cũng như các vết lõm đáy biển được minh



Hình 11. Mặt cắt địa chấn minh họa cho cấu trúc dạng ống phát triển từ hệ thống quạt bồi tích Miocene giữa và kết thúc bằng vết lõm cổ trong Pleistocene. Rất nhiều vết lõm cổ quan sát được dọc theo cấu trúc dạng ống có khả năng là do sự tái hoạt động nhiều lần của ống phụt khí này.

giải là liên quan đến dị thường áp suất cao trong hệ thống quạt bồi tích (hướng Đông Bắc - Tây Nam) và các thân cát cổ (hướng Đông - Tây). Dị thường áp suất cao của các trầm tích tương đối nông (tuổi Pliocene) liên quan đến tập gas hydrate bao phủ trên diện rộng, phủ tập trung ở phần dốc lên của sườn dốc. Khả năng chèn tốt của gas hydrate có thể là một trong những nguyên nhân chính gây ra dị thường áp suất cao và phụt khí trên diện rộng với mức độ khác nhau. Điều này tạo nên các cấu trúc dạng ống hoặc ở dạng gây rò rỉ theo các kênh dẫn cổ phát tán lên trên tạo các vết lõm trên đáy biển.

4.3. Cấu trúc dạng ống liên quan đến vết lõm cổ bị chôn vùi và hệ thống quạt bồi tích Miocene giữa

Tại khu vực nghiên cứu còn xuất hiện cấu trúc dạng ống bắt nguồn từ hệ thống quạt bồi tích Miocene giữa có phương Đông Bắc - Tây Nam. Đây là ống có chiều dài lớn nhất phát hiện được ở khu vực nghiên cứu, lên đến 1s và kết thúc bằng vết lõm cổ trong Pleistocene trên sườn dốc 2 (Hình 11). Bên trong ống xuất hiện các vết lõm cổ chồng lên nhau minh chứng cho nhiều thời kỳ hoạt động và tái hoạt động của cấu trúc dạng ống. Hệ thống quạt bồi tích Miocene có thể là đới dị thường áp suất cao từ đó làm tiền đề cho sự hình thành nên cấu trúc dạng ống phụt khí.

Phát hiện cấu trúc dạng ống và các vết lõm cổ được xem là bằng chứng về thời gian hoạt động của cấu trúc dạng ống. Khi các ống này trực tiếp gắn với hệ thống quạt bồi tích chôn vùi sâu thì phát hiện này càng có ý nghĩa trong việc bổ sung thông tin giúp xác định chính xác các thời điểm hoạt động và thời khắc tới hạn của hệ thống dầu khí.

5. Thảo luận về đặc điểm xuất hiện của các cấu trúc dạng ống tại khu vực nghiên cứu

Tại khu vực nghiên cứu đã phát hiện rất nhiều cấu trúc dạng ống và vết lõm đáy biển, xuất hiện phía trên hệ thống quạt bồi tích và các thân cát cổ và các sườn dốc cho thấy khả năng các cấu trúc này được hình thành do dị thường áp suất cao xảy ra tại các thân cát cổ bị chôn vùi sâu hoặc nông hơn bên dưới đới gas hydrate ổn định. Các cấu trúc dạng ống ở khu vực nghiên cứu được xếp vào loại cấu trúc được tạo ra do hiện tượng phụt khí, tùy theo mức độ thoát khí khác nhau mà để lại các cấu trúc dạng ống rõ ràng (Hình 10a và 11) hay không rõ ràng trên địa chấn (Hình 10b). Ở đây, các vết lõm đơn lẻ đi cùng với nhận diện về cấu trúc dạng ống rất rõ ràng. Điều này có thể liên quan đến hiện tượng phụt khí với cường độ mạnh. Trong khi đó, đối với các vết lõm xếp toa hoặc theo nhóm (Hình 10b) không có nhận diện về cấu trúc dạng ống rõ ràng bên dưới. Điều này có thể do sự thoát khí chủ yếu theo bề mặt ranh giới giữa các nhịp sóng trầm tích (Hình 9). Toàn bộ các khe rãnh từ 1 - 6 phát triển xuyên suốt liên tục trong trầm tích tuổi Pleistocene (Hình 8).

Khu vực nghiên cứu đã phát hiện sự trải rộng của mặt mô phỏng đáy biển trên cả 2 sườn dốc, là dấu hiệu cho sự tồn tại của gas hydrate trên diện rộng [16]. Gas hydrate có khả năng là tầng chèn tốt cho hệ thống kênh dẫn cổ chứa khí phát hiện được bên dưới. Sự xuất hiện của rất nhiều các cấu trúc dạng ống ngay bên trên các thân cát cổ và xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định chỉ ra sự xuất hiện của dị thường áp suất cao khi lượng khí

tích tụ quá lớn bên dưới làm phá vỡ khả năng chặn của đới gas hydrate ổn định phía trên. Bên cạnh đó, sự tồn tại của gas hydrate trên diện rộng cũng như dị thường áp suất cao của các thân cát cổ ngay bên dưới đòi hỏi phải có một lượng lớn khí cung cấp. Vì vậy, khả năng thành phần của khí không chỉ là khí sinh học mà có sự đóng góp đáng kể của khí trường thành nhiệt có nguồn gốc dưới sâu. Tại khu vực nghiên cứu có khả năng tồn tại một hệ thống dầu khí đang hoạt động.

Sự xuất hiện các cấu trúc dạng ống kèm theo vết lõm cổ và vết lõm trên bề mặt đáy biển cho thấy khu vực đã trải qua nhiều pha phụt khí trong Pliocene và còn xảy ra đến tận ngày nay. Các hiện tượng phụt khí ngày nay chủ yếu liên quan đến thân cát cổ bị chôn vùi dưới đới gas hydrate ổn định. Trong khi đó các hiện tượng phụt khí cổ liên quan đến các thân cát cổ bị chôn vùi dưới sâu; và các pha phụt khí hoạt động và tái hoạt động nhiều lần trong cùng một cấu trúc dạng ống để lại dấu vết là các vết lõm cổ chồng lên nhau bên trong ống (Hình 11).

5. Kết luận

Tại bể trầm tích Kribi-Campo, ngoài khơi Cameroon, phát hiện rất nhiều cấu trúc dạng ống có hình tròn đến oval, chiều dài từ 0,2 - 1s (~180 - 1.000m). Đây là cấu trúc dạng ống tạo bởi phụt khí liên quan đến hai hệ thống quạt bồi tích chôn vùi sâu tuổi Miocene giữa và Pliocene. Hiện tượng phụt khí xảy ra gần đây đã tạo ra rất nhiều các vết lõm trên đáy biển. Chúng bắt nguồn từ hệ thống quạt bồi tích Pliocene và xuyên cắt qua đới gas hydrate ổn định, phụt khí trên đáy biển tạo các vết lõm có hình tròn đến oval, đường kính dài nhất lên đến 1,5km. Hiện tượng phụt khí cũng xảy ra trong Pliocene với các cấu trúc dạng ống có chiều dài lên đến 1.000m. Các ống khí này đã trải qua nhiều pha hoạt động và tái hoạt động, để lại các vết lõm cổ chồng lên nhau bên trong cấu trúc dạng ống.

Các ống phun khí phát hiện được trên cả 2 sườn dốc, xuất hiện chủ yếu dọc theo hệ thống quạt bồi tích Pliocene, tại phần dốc lên của sườn dốc. Sự xuất hiện của ống phun khí và vết lõm đáy biển minh chứng cho sự tồn tại một hệ thống dầu khí đang hoạt động tại khu vực này.

Tài liệu tham khảo

1. J.L.Moss, J.Cartwright. *The spatial and temporal distribution of pipe formation, offshore Namibia*. Marine and Petroleum Geology. 2010; 27 (6): p. 1216 - 1234.
2. Joe Cartwright, Mads Huuse, Andrew Aplin. *Seal bypass systems*. AAPG Bulletin. 2007. 91(8): p. 1141 - 1166.
3. Helge Løseth, Lars Wensaas, Børge Arntsen Nils-Martin Hanken, Christophe Basire, Knut Graue. *1000m long gas blow-out pipes*. Marine and Petroleum Geology. 2011; 28(5): p. 1047 - 1060.
4. Martin Hovland, Alan G.Judd. *Seabed pockmarks and seepages: Impact on geology, biology and the marine environment*. Graham & Trotman. 1988.
5. Christian Berndt. *Focused fluid flow in passive continental margins*. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. 2005; 363(1837).
6. Steinar Hustoft, Jürgen Mienert, Stefan Bünz, Hervé Nouzé. *High-resolution 3D-seismic data indicate focussed fluid migration pathways above polygonal fault systems of the mid-Norwegian margin*. Marine Geology. 2007; 245(1 - 4): p. 89 - 106.
7. Helge Løseth, Lars Wensaas, Børge Arntsen, Martin Hovland. *Gas and fluid injection triggering shallow mud mobilization in the Hordaland Group, North Sea*. Geological Society, London, Special Publications. 2003; 216: p. 139 - 157.
8. J.H.Ligtenberg. *Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis*. Basin Research. 2005; 17(1): p. 141 - 153.
9. P.Van Rensbergen, A.Rabaute, A.Colpaert, T.St. Ghislain, M.Mathijs, A.Bruggeman. *Fluid migration and fluid seepage in the Connemara field, Porcupine basin interpreted from industrial 3D seismic and well data combined with high-resolution site survey data*. International Journal of Earth Sciences. 2007; 96(1): p. 185 - 197.
10. A.Gay, M.Lopez, C.Berndt, M.Séranne. *Geological controls on focused fluid flow associated with seafloor seeps in the Lower Congo basin*. Marine Geology. 2007; 244 (1-4): p. 68 - 92.
11. Charles K.Paull, William Ussler III, W.Steven Holbrook, Tessa M.Hill, Rendy Keaten, Jürgen Mienert, Hafliði Haflíðason, Joel E.Johnson, William J.Winters, Thomas D.Lorenson. *Origin of pockmarks and chimney structures on the flanks of the Storegga Slide, offshore Norway*. Geo-Marine Letters. 2008; 28(1): p. 43 - 51.
12. Atilla Aydin. *Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow*. Marine and Petroleum Geology. 2000; 17(7): p. 797 - 814.

13. C.Bertoni, J.Cartwright. *3D seismic analysis of circular evaporite dissolution structures, Eastern Mediterranean*. Journal of the Geological Society. 2005; 162(6): p. 909 - 926.
14. Henrik Svensen, Sverre Planke, Anders Malthesørenssen, Bjørn Jamtveit, Reidun Myklebust, Torfinn Rasmussen Eidem, Sebastian S.Rey. *Release of methane from a volcanic basin as a mechanism for initial Eocene global warming*. Nature. 2004; 429: p. 542 - 545.
15. P.T.Delaney. *Heat transfer during emplacement and cooling of mafic dykes*. Mafic dyke swarms. 1987; 34: p. 31 - 46.
16. Le Ngoc Anh, Mads Huuse, Jonathan Redfern, Rob L.Gawthorpe, Duncan Irving. *Seismic characterization of a Bottom Simulating Reflection (BSR) and plumbing system of the Cameroon margin, offshore West Africa*. Marine and Petroleum Geology. 2015. 68(A): p. 629 - 647.
17. W.S.Holbrook, D.Lizarralde, I.A.Pecher, A.R.Gorman, K.L.Hackwith, M.Hornbach, D.Saffer. *Escape of methane gas through sediment waves in a large methane hydrate province*. Geology. 2002; 30(5): p. 467 - 470.

3D SEISMIC EXPRESSION OF FOCUSED FLUID FLOWS FROM KRIBI-CAMPO SEDIMENTARY BASIN, CAMEROON

Le Ngoc Anh

University of Mining and Geology

Email: lengocanh@humg.edu.vn

Summary

Analysis of a high-resolution 3D seismic data over an area of 350km² covering part of the Kribi-Campo Sedimentary Basin on the Cameroon continental margin, in the water depth ranging from 940 - 1750m, reveals a large number of features (pipes) interpreted to be associated with focused fluid flow in the updip part of both slopes. Detailed mapping shows that they have vertical dimensions ranging from ca. 150m to 1000m and diameters from 50m up to 1500m. The focused fluid flows have circle or oval shape in the plan view. They are classified into active and passive fluid lows. The active fluid flows are associated with the abundant pockmarks on the seafloor, rooting from the Pliocene channel - fan complex system and cross cutting the gas hydrate stable zone. Passive fluid flows observed derived from the deeper fan lobe system of the middle Miocene. They terminated in Pleistocene and have many active and inactive phases during the pipe development resulting in the stack of paleo-pockmarks. The presence of focused fluid flows and pockmarks is the direct evidence for an active petroleum system in the study area.

Key words: Pipes, focused fluid flows, pockmarks, Kribi-Campo sedimentary basin.

TIN TRONG NƯỚC

Petrovietnam và Petrolimex hợp tác toàn diện nâng cao năng lực cạnh tranh

Ngày 19/9/2018, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) đã ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện.

Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petrolimex sẽ nghiên cứu để xúc tiến các hoạt động hợp tác đầu tư, kinh doanh và hỗ trợ cơ sở vật chất kỹ thuật, mở rộng hoạt động kinh doanh, nhằm khai thác tốt nhất thế mạnh của mỗi bên, tiềm năng của thị trường trong và ngoài nước để gia tăng giá trị trên cơ sở tuân thủ các quy định của pháp luật Việt Nam.

Hai bên có thể hợp tác góp vốn, mua cổ phần của các dự án dầu khí, dự án kho bãi, đường ống, ưu tiên lựa chọn, sử dụng dài hạn các sản phẩm cốt lõi của nhau, đồng thời tạo điều kiện để các bên sử dụng các hệ thống kho, cảng, dịch vụ logistic...

Hai bên cam kết ưu tiên sử dụng các sản phẩm, dịch vụ của nhau; tạo điều kiện thuận lợi để hỗ trợ lẫn nhau phát triển hoạt động sản xuất kinh doanh với mục tiêu khai thác tối đa



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petrolimex. Ảnh: PVN

tiềm năng, nâng cao hiệu quả, củng cố vị thế và tăng cường năng lực cạnh tranh trên cơ sở tự nguyện, bình đẳng, hiệu quả, đảm bảo lợi ích của mỗi bên và phù hợp với các quy định của pháp luật Việt Nam.

Trên cơ sở các điều kiện của Thỏa thuận này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petrolimex sẽ xây dựng kế hoạch triển khai các công việc cụ thể, các chương trình hành động, phương án thực thi nhằm đạt được mục tiêu mà hai bên đã thống nhất.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh, trong bối cảnh doanh nghiệp Việt Nam phải

đối mặt với sự cạnh tranh gay gắt từ các doanh nghiệp trong khu vực và thế giới, sự hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petrolimex sẽ không chỉ mang đến lợi ích cho mỗi bên mà còn mang lại lợi ích cho quốc gia và cho chính người tiêu dùng xăng dầu về giá cả và chất lượng.

Chủ tịch HĐQT Petrolimex Phạm Văn Thanh cho biết, sự hợp tác giữa 2 tập đoàn kinh tế có đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước sẽ mở ra cơ hội để hai bên cùng phát triển, tận dụng được nguồn lực và thế mạnh của mỗi bên để đảm bảo ổn định thị trường xăng dầu trong nước.

Ngọc Linh

VPI sản xuất anode chống ăn mòn cho tuyến ống gaslift RC1/3-RP1

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã sản xuất và cung cấp trên 90 cặp anode hy sinh hợp kim nhôm dạng vành khuyên cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để bảo vệ chống ăn mòn cho tuyến ống gaslift RC1/3-RP1, thuộc Lô 09-1, bể Cừu Long, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam.

Sản phẩm này do VPI nghiên cứu, chế tạo và được sản xuất tại Khu công nghiệp Đông Xuyên, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. PGS.TS. Nguyễn Thị Lê Hiền - Phó Giám đốc phụ trách Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (CTAT), VPI cho biết anode hy sinh hợp kim nhôm thường được sử dụng cho các thiết bị, công trình



Sản phẩm anode VPI sản xuất cho Vietsovpetro để thi công chống ăn mòn cho tuyến Gaslift RC1/3-RP1. Ảnh: VPI như: chân đế giàn khoan, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí, tàu thuyền, cầu cảng...

Với dung lượng anode rất cao (trên 2.600A.h/kg), điện thế làm việc rất âm so với công trình thép (<-1,1V so với điện cực Ag/AgCl), sản phẩm anode của VPI có khả năng hòa tan để cung cấp dòng cathode, chống ăn



mòn cho các công trình biển.

Trước đây, Việt Nam phải nhập khẩu khoảng 1.000 tấn anode mỗi năm để sử dụng riêng trong lĩnh vực dầu khí, vì vậy, việc VPI tự sản xuất được sản phẩm anode trong nước giúp tiết kiệm cho đất nước nguồn ngoại tệ gần 4,5 triệu USD/năm.

Linh Chi

BSR và NSRP hợp tác nâng cao hiệu quả công tác vận hành bảo dưỡng



Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên và Tổng giám đốc NSRP Shintaro Ishida ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: Hiền Trang

Ngày 5/10/2018, tại Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng sửa chữa năm 2018, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) đã ký Thỏa thuận hợp tác nhằm nâng cao hiệu quả công tác

vận hành, bảo dưỡng các nhà máy lọc dầu.

Thỏa thuận này góp phần tăng cường sự phối hợp giữa BSR và NSRP trong công tác quản lý điều hành, tối ưu kế hoạch sản xuất sản phẩm, chia sẻ và sử dụng hiệu quả

các nguồn lực, dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa, hỗ trợ kỹ thuật và công tác nghiên cứu phát triển, đào tạo nhân lực tay nghề cao.

Nhà máy Lọc hóa dầu Dung Quất đang được BSR vận hành an toàn, ổn định, liên tục, hiệu quả với công suất chế biến 110% công suất thiết kế. Với kinh nghiệm triển khai thành công 3 lần bảo dưỡng tổng thể, BSR đã cử nhân sự tham gia tư vấn, hỗ trợ NSRP trong giai đoạn khởi động, chạy thử Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Từ năm 2014 đến nay, BSR đã cung cấp gần 80 kỹ sư, chuyên gia cho NSRP (gồm các chuyên ngành: vận hành, kỹ thuật, bảo dưỡng, kiểm tra thiết bị) và trực tiếp đào tạo 627 nhân sự của NSRP tại Nhà máy Lọc hóa dầu Dung Quất...

Khôi Nguyên

Khởi công dự án “Cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1”

Ngày 19/9/2018, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã khởi công dự án “Cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1”. Đây là một phần của dự án đầu tư xây dựng công trình thu gom khí đồng hành và gaslift mỏ Bạch Hổ, với tổng mức đầu tư gần 30 triệu USD.

Dự án gồm các hạng mục chính như: Thiết kế, chế tạo, lắp đặt và kết nối vào hệ thống công nghệ của giàn nén khí nhỏ 1 module máy nén khí cao áp với công suất 1,7 triệu m³/ngày đêm, thiết kế cải hoán và lắp đặt các hệ thống công nghệ, phụ trợ trên giàn nén khí nhỏ và giàn MSP-4 để kết nối với module máy nén khí cao áp mới. Theo kế hoạch, công trình sẽ đi vào vận hành trong Quý II/2019.

Việc sớm hoàn thành dự án này sẽ góp phần nâng tổng công suất nén khí về bờ và khí gaslift; đảm bảo tận thu khí đồng hành ở vòm Bắc mỏ



Lễ khởi công dự án “Cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1”. Ảnh: Vietsovpetro

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; tăng cường khả năng đáp ứng nhu cầu dịch vụ nén và vận chuyển khí.

Tổng giám đốc Vietsovpetro Nguyễn Quỳnh Lâm cho biết dự án

“Cải hoán và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1” góp phần khẳng định vị thế của Vietsovpetro về khả năng điều hành các dự án phức tạp và đòi hỏi kỹ thuật và trình độ chuyên môn cao; đồng thời yêu cầu các đơn vị liên quan triển khai dự án an toàn, đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng và hiệu quả.

Thanh Cảnh

Khoa học Dầu khí được vinh danh trong Sách vàng Sáng tạo Việt Nam 2018

Sách vàng Sáng tạo Việt Nam 2018 đã công bố 73 công trình, giải pháp sáng tạo khoa học công nghệ, trong đó có 4 công trình nghiên cứu tiêu biểu thuộc lĩnh vực dầu khí.

Đó là công trình: "Kết hợp khai thác bằng bơm điện chìm và khí nâng để gia tăng hiệu quả khai thác các giếng bơm điện chìm của mỏ Đồng Đô" của các tác giả Ngô Hữu Hải, Nguyễn Văn Lâu và cộng sự (Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí).

Công trình "Nghiên cứu kết hợp và áp dụng sáng tạo hai hệ dung dịch ức chế sét mới KGAC và KGAC-Plus có chất lượng tương đương với các hệ dung dịch tiên tiến trên thế giới và đảm bảo an toàn cho môi trường sinh thái" của các tác giả Hoàng Hồng Linh, Nguyễn Thành Trường và cộng sự (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro").

Công trình "Thiết kế và chế tạo trạm đo CAROTA tổng hợp xách tay và tổ hợp các máy giếng của Việt Nam tương thích với trạm KARAT" của các



FPSO Lam Sơn hoạt động tại mỏ Thăng Long - Đồng Đô. Ảnh: PTSC

tác giả Nguyễn Xuân Quang, Trần Đại Tính và cộng sự (Vietsovpetro).

Công trình "Nâng cao độ tin cậy và tối ưu hóa vận hành trạm giảm ôn giảm áp trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất" của các tác giả Nguyễn Ngọc Thanh, Nguyễn Anh Tâm và cộng sự (Công ty CP Lọc - Hóa dầu Bình Sơn).

Được xuất bản thường niên từ năm 2016 đến nay, Sách vàng Sáng

tạo Việt Nam đã quán triệt sâu sắc chủ trương, chính sách của Đảng, Nhà nước về phát triển khoa học, công nghệ; đẩy mạnh nghiên cứu và nâng cao chất lượng, hiệu quả ứng dụng khoa học, công nghệ, phục vụ thiết thực việc phát triển lực lượng sản xuất hiện đại, kinh tế tri thức, nâng cao sức cạnh tranh của nền kinh tế.

Nguyễn Thanh

Nghiên cứu cơ hội hợp tác dầu khí với Israel

Ngày 12/9/2018, tại Hà Nội, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đã tiếp ông Nadav Eshcar - Đại sứ Đặc mệnh toàn quyền Israel tại Việt Nam.

Đại sứ Nadav Eshcar cho biết định hướng hợp tác phát triển ngành năng lượng dầu khí của Chính phủ Israel trong thời gian tới với các doanh nghiệp khu vực Đông Á và châu Á. Chính phủ Israel đã mời các công ty dầu khí quốc tế, trong đó có Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia vòng đấu thầu một số lô dầu/khí sắp tới tại Israel, cũng như cung cấp giải pháp công nghệ sinh học của Israel trong xử lý

nước và chất thải công nghiệp. Đại sứ khẳng định sẽ phối hợp chặt chẽ với Bộ Năng lượng và các cơ quan của Israel để hỗ trợ về cơ chế chính sách và tạo điều kiện tốt nhất để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hợp tác triển khai các dự án dầu khí tại Israel trong thời gian tới.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong muốn hai bên tăng cường trao đổi thông tin, nghiên cứu cơ hội hợp tác trong các lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, chế biến dầu khí tại Israel, ứng dụng khoa học công nghệ trong khai thác dầu khí, bảo vệ môi trường.

Tiến Đạt

HỘI THI KHOA HỌC KỸ THUẬT DÀNH CHO CÁC CHUYÊN GIA TRẺ

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết vừa tham gia Hội thi "Khoa học kỹ thuật dành cho các chuyên gia trẻ lần thứ VI" do Zarubezhneft tổ chức tại Đại học Dầu khí Gubkin, Liên bang Nga.

Tại Hội thi, các chuyên gia trẻ của Vietsovpetro (ở các lĩnh vực: khoan, địa chất, thiết kế công nghệ xây dựng mỏ, thiết kế khai thác mỏ dầu và khí, kinh tế kế hoạch, vận chuyển dầu và khí) đã trình bày các báo cáo, thảo luận các vấn đề về khoa học kỹ thuật với các chuyên gia của Zarubezhneft.

Kết thúc Hội thi, Báo cáo "Nghiên cứu tối ưu hóa hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí ở mỏ Rồng" của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) đạt giải Nhất về áp dụng nghiên cứu công nghệ.

Tuấn Vũ

Diễn đàn LPG ASEAN - Việt Nam 2018



Phó Tổng giám đốc PV GAS Hồ Tùng Vũ chào mừng các quốc gia tham gia Diễn đàn LPG Việt Nam 2018. Ảnh: PV GAS

D diễn đàn LPG ASEAN - Việt Nam 2018 diễn ra từ ngày 11 - 13/9/2018 tại Tp. Hồ Chí Minh do Hiệp hội LPG châu Á, Trung tâm LPG Nhật Bản và Viện Kinh tế Nhật Bản, Gas Academy (Singapore), Arahata Consulting (Nhật Bản) và EPM Việt Nam phối hợp tổ chức.

Diễn đàn thu hút sự quan tâm của các chuyên gia, doanh nghiệp kinh doanh LPG đến từ Nhật Bản,

Trung Quốc, Hàn Quốc, Ấn Độ, Thổ Nhĩ Kỳ, Bỉ, Tunisia, Malaysia, Indonesia, Thái Lan, Campuchia... chia sẻ kinh nghiệm, kỹ thuật, công nghệ, xác định các cơ hội tăng trưởng của ngành công nghiệp LPG.

Diễn đàn tập trung thảo luận về thực trạng cung - cầu LPG của thế giới và khu vực châu Á, kinh nghiệm khuyến khích sử dụng LPG của các nước, dự báo diễn biến giá LPG, công

nghệ đầu cuối trong kinh doanh LPG, vận chuyển LPG tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương...

Tại Diễn đàn LPG Việt Nam 2018, đại diện Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã giới thiệu hệ thống cơ sở vật chất, hạ tầng kinh doanh LPG; đánh giá cung - cầu và định hướng phát triển kinh doanh LPG của PV GAS; áp dụng công nghệ trong việc phân phối bán lẻ LPG; khuyến khích sử dụng LPG tại châu Á, bài học của Việt Nam.

Trong chương trình, các thành viên tham dự Diễn đàn đã đi khảo sát thực tế tại Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Đây là kho chứa và cảng đầu mối đặc biệt quan trọng của ngành công nghiệp khí Việt Nam có công suất và khối lượng hàng hóa vận chuyển lớn nhất Việt Nam hiện nay.

Hồ Cẩm

Nhà máy khí Dinh Cố bảo dưỡng Hệ thống chế biến khí



KVT tiến hành bảo dưỡng sửa chữa hệ thống chế biến khí tại Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: PV GAS

Nhằm đảm bảo an toàn, duy trì độ tin cậy tuyệt đối, Công ty Chế biến khí Vũng Tàu (KVT) đã tiến hành bảo dưỡng sửa chữa hệ thống chế biến khí tại Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố từ ngày 6 - 25/9/2018.

Trong đợt bảo dưỡng sửa chữa này, KVT thực hiện 52 đầu việc: 8 đầu việc bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, 18

đầu việc sửa chữa đột xuất, 22 đầu việc bảo dưỡng ngăn ngừa, 4 đầu việc kiểm định hiệu chuẩn. Tổng số giờ làm việc an toàn trong dừng khí là 20.245 giờ.

Đến ngày 30/09/2018, Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố đã hoàn thành công tác bảo dưỡng sửa chữa an toàn, đảm bảo chất lượng, đúng tiến độ, sau đó tiếp nhận và cấp khí trở lại bình thường.

Hồ Cẩm

PVPOWER LÀM VIỆC VỚI ADB VÀ EVN FINANCE

Ngày 25/9/2018, tại Hà Nội, ông Nguyễn Duy Giang - Phó Tổng giám đốc Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PVPower) đã làm việc với đại diện Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) và Công ty CP Tài chính Điện lực (EVN Finance).

Sau khi các đối tác ADB và EVN Finance trình bày một số phương án thu xếp tài chính cho Dự án Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 3 và 4, các bên sẽ tiếp tục thảo luận chi tiết hơn trong giai đoạn lập báo cáo nghiên cứu khả thi để tìm kiếm được nguồn vốn vay ưu đãi, đảm bảo hiệu quả đầu tư cho các dự án.

Trước đó ngày 18/9/2018, PVPower đã làm việc với trên 30 chuyên gia phân tích là đại diện các quỹ đầu tư trong và ngoài nước theo chương trình Large - Cap Tour 2018 do Công ty CP Chứng khoán Bản Việt (VCSC) tổ chức.

Thúy Hằng

Ethanol Dung Quất khởi động lại Phân xưởng điện hơi



Giám đốc BSR-BF Phạm Văn Vượng kiểm tra công tác vận hành phân xưởng điện hơi. Ảnh: BSR

Công ty CP Nhiên liệu Sinh học Dầu khí miền Trung (BSR-BF) cho biết đã khởi động lại Phân xưởng điện hơi từ ngày 29/9/2018, là tiền đề để BSR-BF khởi động các phân xưởng khác như: Nhà nghiền, Tách cát, Nhà máy chính... để kiểm tra và kết nối tổng thể.

Dự kiến khi khởi động lại trong tháng 10/2018, Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất sẽ đạt 65% công suất, sản xuất được khoảng 2.000 tấn

sản phẩm (trong 2 tuần đầu tiên), sau đó BSR-BF tiến hành kiểm tra máy móc để nâng công suất. Theo kế hoạch, BSR-BF sẽ sản xuất 7.000m³ ethanol trong năm 2018 và 35.000m³ ethanol trong năm 2019..

Theo hợp đồng hợp tác đã ký trước đó với Công ty CP Đầu tư và Thương mại Tập phẩm Sài Gòn (Tocontap), BSR-BF sẽ gia công sản phẩm chính là ethanol từ nguyên liệu (sắn) do Tocontap cung cấp với chi phí gia

công là 3.000 đồng/lít. Tocontap sẽ chịu trách nhiệm cung cấp nguồn nguyên liệu, tổ chức phân phối ethanol thành phẩm; tạm ứng chi phí sửa chữa Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất và chi phí gia công cho BSR-BF khi Nhà máy hoạt động trở lại. Hợp đồng có thời hạn là 10 năm kể từ ngày ký, chia làm 2 giai đoạn, mỗi giai đoạn 5 năm. Trong 12 tháng đầu tiên, Tocontap cam kết tiêu thụ toàn bộ sản lượng BSR-BF có thể sản xuất được.

Tính đến cuối tháng 9/2018, công tác sửa chữa, bảo dưỡng Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất đã cơ bản hoàn thành. Hạng mục hồ Cigar đã được hoàn thiện, có thể tiếp nhận nước thải, lắng đục và tạp chất sau đó chuyển về nơi xử lý.

Giám đốc BSR-BF Phạm Văn Vượng cho biết, quan điểm chỉ đạo của Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là khởi động lại Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất, sau đó nghiệm thu, quyết toán công trình và phương án tiếp theo mới tính tới thoái vốn.

Đức Chính

PVTEX đã xuất bán gần 1.145 tấn sản phẩm sợi DTY

Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) cho biết sau gần 5 tháng vận hành trở lại phân xưởng sản xuất sợi DTY, PVTEX đã cung cấp cho thị trường gần 1.145 tấn sản phẩm sợi DTY chất lượng cao, trong đó chinh phục được các khách hàng tại Nhật Bản và Hàn Quốc.

Song song việc tuyển dụng, đào tạo nguồn nhân sự có tay nghề cao, bảo dưỡng máy móc thiết bị, chuẩn hóa các quy trình vận hành, PVTEX đã mời chuyên gia bản quyền công nghệ Barmag (Đức) hỗ trợ công tác đào tạo, điều chỉnh thông số kỹ thuật và hỗ trợ kỹ thuật định kỳ. Qua theo dõi quá trình vận hành trở lại, chuyên

gia Barmag đã đánh giá máy móc thiết bị hoạt động ổn định, hiệu quả, chất lượng sản phẩm đáp ứng các tiêu chuẩn của thế giới.

Sản phẩm sợi của PVTEX được Viện Textiles Testing Hohenstein (Đức) kiểm tra, đánh giá chất lượng sản phẩm theo tiêu chuẩn OEKO TEX Standard 100 và được cấp Chứng chỉ uy tín nhất thế giới về sự an toàn của các nguyên liệu thuộc ngành dệt may.

Theo Tổng giám đốc PVTEX Đào Văn Ngọc: “Để chinh phục các thị trường tiềm năng ở phân khúc cao hơn, PVTEX đã và đang tiếp tục cải tiến, nâng cao chất lượng sản phẩm hơn nữa. Chúng tôi kiểm soát chặt

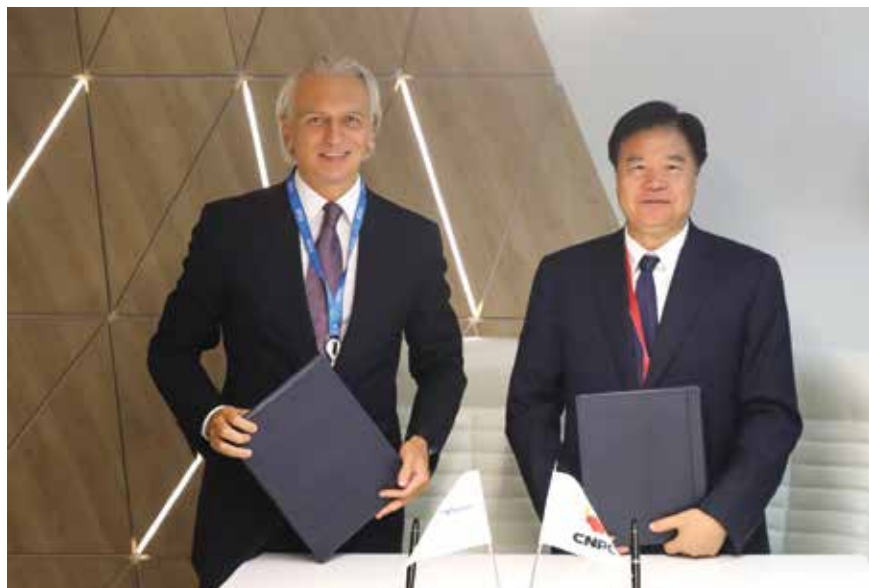
chẽ ngay từ khâu chọn lựa nguyên liệu, quá trình sản xuất, phân loại, tồn trữ cho tới khâu bán sản phẩm tới tay khách hàng; đồng thời chú trọng đào tạo, nâng cao trình độ, tay nghề đội ngũ kỹ sư, công nhân tham gia vào quá trình sản xuất”.

Lãnh đạo PVTEX cho biết đang chuẩn bị các nguồn lực để nâng dần công suất, mở rộng thị trường. Các sản phẩm của PVTEX không chỉ có các sản phẩm DTY 75/72, 75/36, 150/48, 150/72 như hiện nay, mà sẽ được đa dạng hóa như 50D, 100D và 300D đáp ứng nhu cầu đa dạng của thị trường xơ sợi trong và ngoài nước.

Trần Miên

TIN THẾ GIỚI

Gazprom Neft, CNPC hợp tác phát triển công nghệ tăng cường thu hồi dầu



Chủ tịch Gazprom Neft Alexander Dyukov và Chủ tịch CNPC Wang Yilin ký thỏa thuận hợp tác. Nguồn: Gazprom Neft

Gazprom Neft đã ký thỏa thuận hợp tác kỹ thuật với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Trung Quốc (CNPC) về việc phát triển công nghệ tăng cường thu hồi dầu.

Gazprom Neft và CNPC sẽ tiến hành nghiên cứu bơm ép chất hoạt

động bề mặt tại mỏ Sutorminskoye, thuộc khu tự trị Yamal-Nenets. Từ kết quả nghiên cứu, hai bên sẽ quyết định thử nghiệm trước khi chuyển sang áp dụng trên quy mô toàn mỏ.

Ông Alexander Dyukov, Trưởng ban quản lý của Gazprom Neft cho

biết việc nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí là nhiệm vụ trọng tâm trong nỗ lực đổi mới của Gazprom Neft. Việc đạt được thỏa thuận với CNPC đánh dấu một bước tiến của Gazprom Neft trong việc nâng cao năng lực kỹ thuật bằng các công nghệ mới nhất để tăng cường thu hồi dầu qua đó đem lại hiệu suất cao hơn, kéo dài tuổi thọ của các mỏ tại Tây Siberia.

Trước đó, Gazprom Neft cùng Mubadala Petroleum và Quỹ đầu tư trực tiếp của Nga đã công bố thành lập liên doanh phát triển các mỏ dầu tại khu vực Tomsk và Omsk tại Siberia.

Gazprom Neft có trữ lượng thu hồi ước tính 2,78 tỷ tấn dầu quy đổi, là một trong ba doanh nghiệp hàng đầu của Nga về khai thác và chế biến. Tổng sản lượng của Gazprom Neft năm 2017 đạt 89,75 triệu tấn dầu quy đổi, với sản lượng chế biến đạt 40,1 triệu tấn.

Linh Chi (theo Gazprom Neft)

Total phát hiện khí tại cấu tạo Glendronach



Vị trí phát hiện Glendronach. Nguồn: Total SA

Ngày 24/9/2018, Total công bố một phát hiện khí lớn tại cấu tạo triển vọng Glendronach, phía Tây quần đảo Shetland, Vương quốc Anh. Giếng được khoan đến độ sâu 4.312m, bắt gặp cột khí có chiều dày tầng sản phẩm đạt 42m trong vỉa chứa chất lượng cao tuổi Cretaceous sớm.

Kết quả thử nghiệm sơ bộ cho thấy chất lượng vỉa chứa tốt, độ thấm và khả năng khai thác sản phẩm cao, với trữ lượng thu hồi ước tính đạt khoảng 1 nghìn tỷ ft³ khí.

Phát hiện khí này thuộc Lô 206/04a, thuộc khu vực nước sâu khoảng 300m trong thành tạo nằm dưới vỉa Edradour. Phát hiện này có thể nhanh chóng được thương mại hóa với chi phí thấp nhờ tận dụng hệ thống cơ sở hạ tầng sẵn có tại mỏ Edradour và các trung tâm Laggan-Tormore của nhà máy khí Shetland.

Đề án được điều hành bởi Total E&P UK với 60% cổ phần. Các đối tác là Ineos E&P UK Ltd. và SSE E&P UK Ltd., mỗi bên nắm giữ 20% cổ phần.

Linh Nguyễn (theo Total SA)

VALEURA ĐƯA GIẾNG YAMALIK-1 VÀO KHAI THÁC

Valeura Energy vừa thông báo đã hoàn thiện giếng Yamalik-1 đưa vào khai thác.

Giếng Yamalik-1 được khoan đến độ sâu 4.196m, bắt gặp cột khí và condensate có chiều dày tầng sản phẩm đạt 1.300m tại vỉa chứa Tertiary Teslimkoy và Kesan ở độ sâu dưới 2.900m. Giếng tái hoàn thiện bằng cách khoan phá bỏ các nút xi măng và lắp đặt ống khai thác cho phép thử nghiệm khai thác trong dài hạn.

Giếng bắt đầu khai thác khí và condensate vào ngày 12/9/2018. Vào cuối chu kỳ 24 giờ khai thác liên tục, lưu lượng dòng chảy đạt 2,53 triệu ft³/ngày qua van có kích cỡ 20/64inch với áp suất đầu giếng là 2.535psi. Sau 4 ngày đầu hoạt động, lưu lượng khí ổn định ở mức 1,4 triệu ft³/ngày, lưu lượng condensate trung bình đạt 49 thùng/triệu ft³.

Trần Anh (theo Valeura Energy)

Pemex và Talos ký thỏa thuận tiền hợp nhất

Pemex và Talos Energy vừa ký thỏa thuận tiền hợp nhất (PUA) liên quan đến việc chia sẻ thông tin về các khu vực nước nông liền kề ngoài khơi Mexico.

Đầu năm 2018, Talos lên kế hoạch khoan giếng thăm lượng tại phát hiện dầu Zama thuộc Lô 7 theo hợp đồng chia sản phẩm; Pemex đưa vào vận hành khu vực phân bố Amoca-Yaxche-03 liền kề, nằm trong khu vực của thỏa thuận mới. Thỏa thuận giữa Pemex và Talos cho phép hai bên chia sẻ thông tin về phát hiện dầu Zama cũng như mở rộng tiềm năng phát triển tại các khu vực liền kề của Pemex.



Vị trí phát hiện dầu Zama tại Lô 7. Nguồn: E&P

Thỏa thuận này cũng là tiền đề để ký các thỏa thuận hợp nhất hoặc điều hành chung khi xác định được vỉa chứa chung.

Lô 7 được điều hành bởi Talos với 35% cổ phần cùng các đối tác là Sierra Oil & Gas - 40% và Premier Oil - 25%.

Trần Anh (theo Pemex)

Woodside và Uniper ký thỏa thuận cung cấp LNG



Tàu chở LNG của Woodside. Nguồn: Polandatsea

Công ty Thương mại Năng lượng Woodside Singapore và Công ty Năng lượng Đức - Uniper Global Commodities SE (Uniper) vừa ký thỏa thuận khung (HOA) về việc cung cấp 0,6 triệu tấn LNG/năm, trong thời gian 4 năm, bắt đầu từ năm 2019.

Giám đốc điều hành Woodside, Peter Coleman cho biết thỏa thuận này cho thấy nhu cầu đối với LNG ngày càng tăng từ thị trường châu Á - Thái Bình Dương và Đại Tây Dương.

Giám đốc điều hành Uniper, Keith Martin khẳng định thỏa thuận này giúp Uniper thiết lập quan hệ đối tác lâu dài trên toàn cầu, đáp ứng mục tiêu phát triển tại thị trường châu Á trong khi tận dụng tài sản trung nguồn sẵn có ở châu Âu.

Thỏa thuận khung giữa Woodside và Uniper sẽ tạo điều kiện cho thỏa thuận thương mại đầy đủ để thực hiện mua bán LNG.

Chi Nguyễn (theo Woodside)

KẾT QUẢ GIẾNG KHOAN SNOW LEOPARD 1



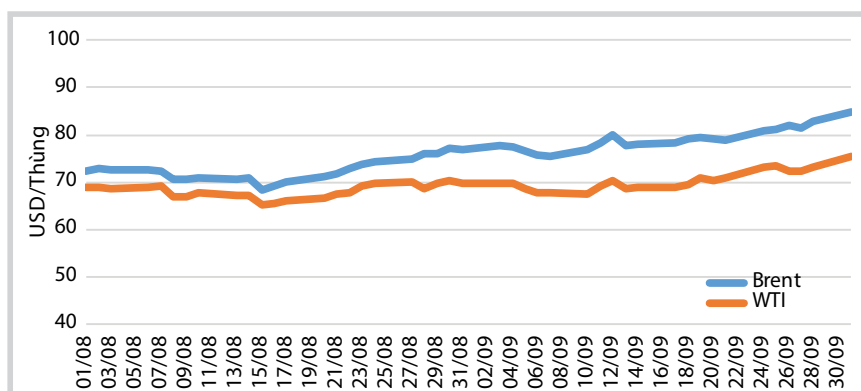
Sơ đồ vị trí giếng Snow Leopard 1.

Nguồn: Petro Matad

Giếng Snow Leopard 1 thuộc sở hữu và điều hành bởi Petro Matad trong Lô V là giếng thăm dò dầu đầu tiên thuộc khu vực 60.000km² tại bể Valley of the Lakes, Mông Cổ. Giếng được khoan đến độ sâu 2.930m tại tầng đá móng granite.

Giếng không bắt gặp vỉa cát nào tại khu vực nông hơn của 2 mục tiêu khoan ban đầu mặc dù trong khi khoan có xuất hiện khí ($C_1 - C_2$) và vết dầu trong dung dịch khoan khi khoan qua đoạn thân giếng. Khi tiếp tục khoan đối tượng sâu hơn gặp các tập cát kết chất lượng tốt song không có khí hay dầu được phát hiện.

Linh Chi (theo Petro Matad)



Hình 1. Diễn biến giá dầu spot tháng 8 - 9/2018. Nguồn: Dữ liệu của EIA

Các nhà phân tích cho rằng nguyên nhân khiến giá dầu tăng mạnh sau cuộc họp của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) với các nước sản xuất dầu lớn là do Saudi Arabia và Liên bang Nga muốn duy trì mức sản lượng như hiện nay. Trong khi đó, các biện pháp trừng phạt của Mỹ đối với Iran và tình trạng thiếu điện ở Venezuela sẽ làm giảm nguồn cung dầu trên thế giới. Trong Báo cáo thị trường dầu tháng 9/2018, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo giá dầu thời gian tới có thể

vượt 80 USD/thùng, trừ khi các nhà sản xuất dầu mở lớn tăng sản lượng để bù đắp cho thiếu hụt nguồn cung từ Iran, Venezuela cùng một số nước khác. Bên cạnh đó, cuộc chiến thương mại giữa Mỹ - Trung Quốc và những rối loạn trên thị trường tài chính ở hàng loạt quốc gia nên các nhà phân tích cho rằng rủi ro nguồn cung là vấn đề rất đáng lo ngại.

Chốt phiên giao dịch ngày 02/10/2018, giá dầu thô Brent giao tháng 12 và tháng 1 giảm nhẹ đạt trên 84 USD/thùng sau khi đạt mức

cao kỷ lục kể từ tháng 11/2014 trong phiên giao dịch cuối tháng 9/2018. Giá dầu WTI giao tháng 11 và tháng 12 đạt 75,23 USD/thùng và 75,04 USD/thùng.

Cung - cầu dầu thô

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, cung dầu thô toàn cầu đã đạt mức kỷ lục 100 triệu thùng/ngày. Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC đã tăng 2,6 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2017, trong đó dẫn đầu là Mỹ với tổng sản lượng dự kiến tăng 1,7 triệu thùng/ngày trong năm nay và 1,2 triệu thùng/ngày vào năm 2019. Nguồn cung dầu thô từ các nước ngoài OPEC đã tăng lên mức cao trong 9 tháng liên tiếp, đạt 32,63 triệu thùng/ngày. Sản lượng của Libya đã phục hồi và đạt 950.000 thùng/ngày, cộng với sản lượng gia tăng ở Nigeria và Saudi Arabia đã bù đắp được phần sản lượng suy giảm đáng kể của Iran và Venezuela. Tăng trưởng sản lượng Brazil chỉ đạt 30.000 thùng/ngày trong năm nay so với ước tính ban đầu là 260.000 thùng/ngày. Sản lượng của Venezuela sụt giảm xuống còn 1,24 triệu thùng/ngày và có thể tiếp tục giảm xuống 1 triệu thùng/ngày vào cuối năm nay. IEA cũng cho biết dữ liệu theo dõi tàu chở dầu cho thấy sản lượng xuất khẩu của Iran đã giảm đáng kể khi gần đến ngày các lệnh trừng phạt của Mỹ đối với xuất khẩu dầu của Iran được thực hiện. Nếu xuất khẩu của Venezuela và Iran tiếp tục giảm, thị trường sẽ được thắt chặt và giá dầu có thể tăng lên. Sản lượng của cả Saudi Arabia và Iraq khai thác trong tháng 8 tăng 160.000 thùng/ngày. Iraq có thể tăng sản lượng xuất khẩu lên cao hơn mức sản lượng của Iran và thậm chí cả khi đóng cửa khai thác ở phía Bắc quốc gia này vẫn có thể đạt sản lượng khoảng 200.000 thùng/ngày. IEA dự báo các thành

viên của OPEC có công suất khai thác dự phòng đạt khoảng 2,7 triệu thùng/ngày, trong đó 60% là ở Saudi Arabia.

Mặc dù tốc độ phục hồi kinh tế thế giới có dấu hiệu chậm lại cùng với việc giá dầu tăng cao sẽ hạn chế tiêu dùng của người dân nói chung cũng như các nước nhập khẩu dầu ròng nói riêng nhưng IEA vẫn giữ quan điểm nhu cầu dầu mỏ năm 2018 sẽ tăng 1,4 triệu thùng/ngày và tiếp tục tăng ở mức này trong các năm tiếp theo. Tốc độ tăng trưởng kinh tế toàn cầu năm 2019 được dự báo ở mức 3,9% song căng thẳng thương mại có thể tác động tiêu cực khiến giá hàng hóa đắt đỏ, chi phí tàng trữ, vận chuyển nhiên liệu tăng. Thuế/phí đối với dầu thô, sản phẩm lọc và hóa dầu cao sẽ ảnh hưởng lớn đến thương mại dầu khí.

Nhu cầu dầu mỏ của các nước phát triển ở khu vực Bắc Mỹ vẫn cao trong năm 2018, đạt khoảng 340.000 thùng/ngày do tốc độ phát triển kinh tế - xã hội và được hỗ trợ bởi các đề án hóa dầu mới đưa vào hoạt động. Các nhà máy cracker ethane đi vào hoạt động trong cuối năm nay sẽ khiến nhu cầu dầu thô tăng thêm 155.000 thùng/ngày. Mức tăng nhu cầu dầu mỏ khiêm tốn ở châu Âu chỉ có khả năng bù trừ cho mức giảm nhu cầu của các nước OECD châu Á và châu Đại Dương. IEA cho rằng mức tăng nhu cầu của các nước ngoài OECD đạt khoảng 1,05 triệu thùng/ngày năm 2018, thấp hơn so với mức 1,17 triệu thùng/ngày năm 2017, do giá dầu tăng trong nửa cuối năm. Sang năm 2019, tiêu thụ dầu của các nước ngoài OECD sẽ tăng nhẹ đạt 1,21 triệu thùng/ngày, chủ yếu là ở các nước châu Á.

Tổng thư ký OPEC Mohamad Barkindo trong cuộc trả lời phỏng vấn ngày 17/9/2018 tại Dubai cho

rằng tình hình tiêu thụ dầu thô vẫn tốt nhưng cũng đã bắt đầu phải đối mặt với một số hiện tượng của “cơn gió ngược chiều”.

Ngày 23/9/2018, OPEC đã họp tại Algiers để xem xét lại các mục tiêu sản lượng và đánh giá nguồn cung dầu toàn cầu. Việc có tiếp tục thực hiện cam kết cắt giảm sản lượng hay không sẽ được OPEC và các nước sản xuất dầu lớn quyết định trong cuộc họp ngày 3/12/2018 tại Vienna. Ủy ban Giám sát chung OPEC và các nước ngoài OPEC (Joint Ministerial Monitoring Committee - JMMC) hy vọng các thành viên tiếp tục duy trì sản lượng theo thỏa thuận đã đạt được vào cuối năm 2016 để đảm bảo sự ổn định của thị trường. Dự báo cán cân cung - cầu năm 2018 và 2019 được trình bày trong Bảng 1 với giả định OPEC tuân thủ thỏa thuận cắt giảm sản lượng.

Đầu tư trong ngành năng lượng toàn cầu giảm liên tục trong 3 năm trở lại đây. Theo Báo cáo đầu tư năng lượng toàn cầu (World Energy Investment 2018) của IEA, tổng mức đầu tư cho năng lượng trong năm 2017 ở mức 1,8 nghìn tỷ USD, giảm 2% so với năm 2016 và tiếp tục suy giảm trong năm nay. Trong đó, đầu tư vào các công trình xây dựng mạng lưới truyền tải điện và điện tái tạo chiếm gần 750 tỷ USD; ; trong khi, đầu tư cho nguồn cung nhiên liệu hóa thạch ổn định ở mức 790 tỷ USD trong đó đầu tư cho than và LNG trong các hoạt động dầu khí thương mại nguồn rất khiêm tốn.

Khí đốt

Hơn 12 doanh nghiệp và tổ chức dầu khí Mỹ đã thành lập Liên minh khí đốt toàn cầu (Global Natural Gas Coalition - GNGC), để khuếch trương lợi thế của nguồn tài nguyên này về trữ lượng dồi dào, nhiệt năng cao,

sạch hơn than đá, dầu mỏ, thuận tiện trong tàng trữ, vận chuyển. Ông Karen A. Harbert - Chủ tịch Viện Năng lượng Thế giới thuộc Phòng Thương mại Mỹ cho biết với vai trò chủ lực của khí đốt trong ngành năng lượng, cuộc cách mạng năng lượng ở Bắc Mỹ đã tạo ra hàng triệu việc làm, đóng góp hàng tỷ USD cho tăng trưởng kinh tế, nâng cao vị thế địa chính trị cho Mỹ, Canada, Mexico, đồng thời giảm khí phát thải gây ô nhiễm môi trường.

Hoạt động xuất khẩu khí đốt Mỹ gặp khó khăn do căng thẳng thương mại Mỹ - Trung gia tăng. Chính quyền Mỹ vừa thông báo sẽ áp thuế 10% lên 200 tỷ USD hàng Trung Quốc nhập khẩu vào ngày 24/9/2018 và sẽ tăng lên 25% vào ngày 1/1/2019. Để đáp lại, Trung Quốc sẽ tăng thuế đánh vào hàng hóa nhập khẩu từ Mỹ lên 10% trong đó có khí hóa lỏng cũng bắt đầu vào ngày 24/9/2018. Với mức thuế mới này, áp lực thua thiệt trong cạnh tranh thị phần tiêu thụ khí đốt Mỹ ở thị trường Trung Quốc càng gia tăng so với Liên bang Nga, Australia, Qatar.

Xuất khẩu LNG từ Mỹ sang Trung Quốc trong năm qua đã tăng gấp 6 lần so với trước đó. Trung Quốc mua LNG của Mỹ nhiều thứ 3 trên thế giới, chỉ sau Mexico và Hàn Quốc. Việc xuất khẩu khí đốt Mỹ sang Trung Quốc giảm sẽ làm tăng nguồn cung khí cho phần còn lại của thế giới, dẫn đến mất cân bằng trong cán cân cung - cầu và kéo giá LNG xuống thấp, ảnh hưởng tiêu cực đến hoạt động và lợi nhuận của các doanh nghiệp sản xuất và xuất khẩu LNG.

Đường ống dẫn khí đốt “Dòng chảy phương Bắc số 2” (Nord Stream 2-NS2) đã nhận được giấy phép xây dựng của Thụy Điển có chiều dài 510km nằm trên vùng độc quyền kinh tế (EEZ) thuộc vùng biển của nước này. NS2 cũng vừa nhận được

Bảng 1. Dự báo cân cần cung cầu năm 2018 - 2019

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	2018					2019				
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
CẦU	98,3	98,7	99,6	100,2	99,2	99,2	100,7	101,1	101,7	100,7
OECD	47,8	47,0	47,8	48,1	47,7	47,6	47,6	48,1	48,4	47,9
Bắc Mỹ	25,3	25,3	25,4	25,5	25,4	25,2	25,6	25,6	25,7	25,5
Châu Âu	14,0	14,1	14,6	14,4	14,3	14,0	14,4	14,8	14,5	14,4
Châu Á - Thái Bình Dương	8,5	7,6	7,8	8,2	8,0	8,4	7,6	7,7	8,2	8,0
Các nước ngoài OECD	50,5	51,7	51,8	52,1	51,5	51,6	53,1	53,0	53,3	52,7
Liên Xô cũ	4,4	4,7	4,8	4,7	4,7	4,5	4,7	4,9	4,8	4,7
Châu Âu	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Trung Quốc	12,8	13,1	12,9	13,4	13,1	13,2	13,6	13,3	13,8	13,5
Các nước châu Á khác	13,7	13,9	13,6	14,0	13,8	14,2	14,4	14,0	14,5	14,3
Mỹ Latinh	6,3	6,4	6,5	6,4	6,4	6,3	6,4	6,5	6,5	6,4
Trung Đông	8,0	8,5	9,0	8,4	8,5	8,2	8,7	9,1	8,5	8,6
Châu Phi	4,4	4,3	4,2	4,4	4,3	4,5	4,4	4,3	4,5	4,4
CUNG	98,3	98,8	99,5	100,2	99,2	99,2	100,7	101,1	101,6	100,7
OECD	25,7	25,8	25,8	26,5	26,0	27,2	27,2	27,3	27,8	27,4
Bắc Mỹ	21,7	22,1	22,1	22,6	22,2	23,3	23,5	23,6	23,9	23,6
Châu Âu	3,5	3,3	3,3	3,5	3,4	3,5	3,3	3,3	3,4	3,4
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Các nước ngoài OECD	29,0	29,1	29,2	29,3	29,1	29,3	29,4	29,3	29,5	29,4
Liên Xô cũ	14,4	14,5	14,6	14,7	14,5	14,8	14,8	14,7	14,8	14,8
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	3,8	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7	3,8	3,7	3,7	3,7
Các nước châu Á khác	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2
Mỹ Latinh	4,5	4,5	4,6	4,7	4,6	4,8	4,9	5,0	5,0	4,9
Trung Đông	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
Châu Phi	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Gia tăng từ lọc dầu	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Nhiên liệu sinh học	2,1	2,6	2,8	2,5	2,5	2,2	2,7	2,9	2,6	2,6
Tổng các nước ngoài OPEC	59,1	59,8	60,1	60,6	59,9	61,0	61,7	62,0	62,3	61,8
Tổng OPEC	39,2	39,0	39,4	39,6	39,3	38,2	39,00	39,10	39,30	38,90
Dầu thô	32,3	32,1	32,4	32,6	32,3	31,2	32,0	32,1	32,3	31,9
NGL (khí lỏng trong điều kiện áp suất và nhiệt độ trên mặt đất)	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0

Nguồn: Báo cáo Thị trường Dầu khí tháng 8/2018 của IEA

giấy phép xây dựng và vận hành đường ống này của chính phủ các nước Đức, Phần Lan, còn giấy phép của Liên bang Nga và Đan Mạch đang chờ thủ tục phê duyệt. Khi xây dựng xong, đường ống dài 1.230km này sẽ vận chuyển khí đốt từ Liên bang Nga đến các nước thuộc Liên minh châu Âu theo đường biển Baltic với công suất 55 tỷ m³ khí/năm.

Mùa đông tương đối ấm nên nhu cầu giảm, dẫn đến cung vượt cầu khiến giá spot LNG năm nay ở thị trường Đông Á - nơi tiêu thụ LNG nhiều nhất chỉ khoảng 10 USD/triệu Btu so với mức khoảng 20 USD/triệu

Btu trước đây. Các nhà máy mới được đưa vào sản xuất năm 2017 cung cấp thêm cho thị trường khoảng 18 triệu tấn LNG/năm. Các nhà sản xuất LNG lớn ở Australia, Qatar và Mỹ gia tăng sản lượng xuất khẩu càng làm cho cung vượt cầu. Năm nay, sản lượng LNG của Australia dự kiến đạt 87 triệu tấn/năm, vượt trên Qatar (77 triệu tấn/năm), giành vị trí đứng đầu trong số các nước xuất khẩu LNG trên thế giới.

Năm 2018, các công trình tái hóa khí nhập khẩu mới đi vào hoạt động sẽ gia tăng công suất lên thêm 41 triệu tấn/năm, trong đó các nhà

máy tái hóa khí trên đất liền ở Trung Quốc, Nhật Bản, Singapore, Hy Lạp chiếm 17 triệu tấn/năm và 24 triệu tấn/năm còn lại là từ các tàu chứa nổi và tái hóa khí (FSRU), đặt tại ngay nơi khai thác khí ngoài biển hoặc tại điểm xuất - nhập khẩu LNG trên biển. Singapore và Hy Lạp trở thành 2 sàn/trung tâm giao dịch (HUB) khí đốt mới ở châu Á và châu Âu mặc dù không phải là nước sản xuất khí đốt. FSRU chủ yếu phân bố ở các nước như Ấn Độ, Pakistan, Bờ Biển Ngà và Liên bang Nga (để án thay thế terminal Kaliningrad bằng terminal Baltic của Gazprom), công suất sử dụng của các FSRU này hiện nay

chỉ mới đạt 30 - 40% nhưng sẽ tăng nhanh trong các năm tới.

Trung Quốc sẽ là nước đứng đầu mức gia tăng nhu cầu LNG nhập khẩu trong tương lai gần vì sản lượng khí đốt nội địa đã thấp hơn lượng khí nhập khẩu bằng đường ống từ Liên bang Nga trong vài năm qua. Tính phức tạp của các thành tạo phiến thạch chứa khí của Trung Quốc làm cho kỳ vọng phát triển ngành khí đốt phi truyền thống của quốc gia này không mấy sáng sủa. Vì vậy, LNG trở thành một lựa chọn tự nhiên của ngành năng lượng Trung Quốc trong tương lai dài hạn.

Nhu cầu sử dụng LNG nhập khẩu của Nhật Bản đang giảm vì các nhà máy điện hạt nhân bị sự cố đang trong quá trình phục hồi. Trong thập niên vừa qua, Nhật Bản là nước nhập khẩu hàng đầu LNG trên thế giới (khoảng 3,6 triệu tấn/năm). Hiện nay, Nhật Bản vẫn ký những hợp đồng nhập khẩu hàng năm 7 triệu tấn LNG và dự báo lượng LNG tái xuất khẩu của nước này sẽ tăng trong các năm tới.

Sản lượng khí đốt của các nước châu Âu giảm mạnh nên nhu cầu khí đốt phải dựa vào nguồn khí từ Liên bang Nga và LNG nhập khẩu từ Mỹ, châu Phi, Trung Đông. Các hợp đồng cung cấp LNG không kéo dài như trước mà chỉ giới hạn từ 5 đến tối đa 15 năm và hướng vào các nguồn cung từ châu Phi, đặc biệt là các nước miền Nam và Trung châu Phi.

Đầu tư

Đầu tư trong lĩnh vực dầu khí tập trung vào các đề án tìm kiếm - thăm dò và phát triển mỏ chu kỳ ngắn, các mỏ có sản lượng khai thác giảm nhanh cũng như mở rộng đầu tư cho lĩnh vực hạ nguồn, nhất là hóa dầu. Đầu tư cho hoạt động thượng nguồn năm 2017 tăng 4% so với năm 2016,

lên 450 tỷ USD và năm 2018 có thể tăng 5%, lên mức 472 tỷ USD. Đầu tư trong lĩnh vực dầu khí truyền thống năm 2018 có xu hướng tập trung vào tăng cường thu hồi dầu ở các mỏ đã trưởng thành trong khi đầu tư cho các mỏ bắt đầu khai thác có mức đầu tư thấp nhất trong các năm qua, chỉ chiếm 1/3 vốn đầu tư dành cho lĩnh vực này. Riêng ở Mỹ, đầu tư trong lĩnh vực dầu khí phi truyền thống rất được quan tâm do lĩnh vực này phù hợp với chủ trương giảm rủi ro và thu lợi nhanh dựa trên tiến bộ kỹ thuật và quản lý điều hành thu được trong giai đoạn giá dầu thấp cũng như đẩy giá dầu WTI tăng trên 45 USD/thùng từ năm 2017 đến nay. Các nước có hoạt động dầu khí đã chú ý đầu tư cho tìm kiếm - thăm dò dầu khí phiến sét, nhất là ở châu Phi, Trung - Đông Âu, Trung - Nam Mỹ, kể cả ở Trung Đông, Trung Quốc và Liên bang Nga.

Đầu tư vào lĩnh vực hạ nguồn tăng mạnh trong năm 2017, trong đó lọc dầu tăng 10%, hóa dầu tăng 11%. Năm 2018, đầu tư cho lĩnh vực hóa dầu toàn cầu dự kiến đạt 20 tỷ USD.

Đầu tư vào các dự án hóa lỏng khí đốt (LNG) tiếp tục giảm, năm 2018 dự báo chỉ đạt 15 tỷ USD khi chỉ có 3 đề án được phê duyệt đầu tư từ giữa năm 2016 đến nay.

Hoạt động dầu khí

Equinor và các đối tác đã nộp kế hoạch phát triển mỏ Troll giai đoạn 3 (TP3) của mỏ dầu cực lớn ở Biển Bắc Na Uy lên Bộ Dầu khí và Năng lượng Na Uy. Từ năm 1995 đến nay, mỏ Troll đã khai thác 33 tỷ thùng dầu quy đổi. Tổng cục Dầu khí Na Uy (Norwegian Petroleum Directorate) cho biết trữ lượng thu hồi còn lại của mỏ khoảng 38 tỷ thùng dầu quy đổi. Nhà điều hành Equinor nắm giữ 30,58% cổ phần, các đối tác khác gồm Petoro (56%), Norske Shell (8,10%), Total

E&P Norge (3,69%) và ConocoPhillips Scandinavia (1,62%).

Al Yasat Co., công ty liên doanh giữa Abu Dhabi Oil Co. (ADNOC) và China National Petroleum Corp. (CNPC), đã gần hoàn thành công tác phát triển mỏ dầu Bu Haseer, ngoài khơi Abu Dhabi. Liên doanh đã ký hợp đồng với Công ty Xây dựng Dầu khí Quốc gia (NPC Co.) để cung cấp thiết bị phục vụ nhằm tăng gấp đôi sản lượng lên 16.000 thùng/ngày. Mỏ Bu Haseer thuộc một lô tô nhượng nằm cả trên đất liền lẫn trên biển, do Al Yasat nắm giữ, trong đó ADNOC có 60% quyền lợi và CNPC 40% quyền lợi.

Total ký hợp đồng với Technip FMC phát triển giai đoạn 2 mỏ Zinia ngoài khơi Angola. Technip FMC chịu trách nhiệm về công nghệ, mua sắm và đặt thiết bị dưới đáy biển, gồm 9 cây thông ngầm (subsea tree units), các thiết bị đầu giếng, thiết bị kiểm tra giếng, dịch vụ đầu nổi vận hành thử nghiệm... Sau khi hoàn thành dự án cho sản lượng 40.000 thùng/ngày dầu thô từ các giếng ngầm thông qua hệ thống thu hồi dầu dẫn đến giàn khai thác, tàng chứa và rót dầu vào tàu chở dầu xuất khẩu... Sản lượng năm 2017 của mỏ Zinia đạt 600.000 thùng/ngày. Nhà điều hành Total nắm giữ 40% quyền lợi, các đối tác khác gồm: Equinor (23,33%), ExxonMobil (20%), BP PLC (16,67%) và Sonagol là nhà tô nhượng.

Alnaft (Cơ quan Quản lý Tài nguyên Dầu khí Quốc gia Algeria) đã ký Hợp đồng tô nhượng 25 năm để mở rộng mỏ khí - condensate Tin Fouye Tabankort (TFT) và sẽ có hiệu lực khi được chính phủ Algeria phê chuẩn. Hợp đồng được giao cho Total (26,4% cổ phần), Sonatrach (51% cổ phần) và Repsol (22,6% cổ phần). Các đối tác sẽ triển khai các hoạt động khoan và đầu tư phát

triển cần thiết để gia tăng trữ lượng ước tính khoảng 250 triệu thùng dầu quy đổi. Các đầu tư này sẽ duy trì sản lượng mỏ ở mức 80.000 thùng/ngày trong 6 năm tới. Với việc sở hữu quyền lợi tại các mỏ El Mersk, Hassi Berkine, Ourhoud, Total đang có tổng sản lượng khai thác ở Algeria đạt 400.000 thùng/ngày.

Iran và Azerbaijan đã ký biên bản ghi nhớ về khả năng hợp tác phát triển một mỏ chưa được đặt tên ở khu vực nước sâu biển Caspi. Nếu được phê chuẩn, 2 nước sẽ ký hợp đồng liên doanh (tỷ lệ 50 - 50) để khai thác dầu. Công ty Dầu mỏ Quốc gia Iran (NIOC) có thể sẽ chỉ định Khazar Exploration & Production Co. (KEPCO) thay mặt Iran tham gia liên doanh này. Ông Mohsen, Giám đốc điều hành KEPCO cho biết chi phí phát triển mỏ sẽ cần ít nhất là 10 tỷ USD, việc ký hợp đồng phải mất 2 năm và cần 3 - 4 năm để phát triển mỏ.

Esso Exploration & Production Guyana Ltd. (EEPGL) đã ký hợp đồng với SPM Offshore để thiết kế xây dựng FPSO, thuộc Đề án phát triển mỏ Liza trên Lô Stabroek (trữ lượng thu hồi lên đến hơn 3,2 tỷ thùng dầu quy đổi). EEPGL là nhà điều hành của Lô Stabroek, công ty liên doanh giữa ExxonMobil (45% cổ phần) với đối tác Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Nexen Petroleum Guyana Ltd. (25%). EEPGL đã khoan 17 giếng phát triển mỏ theo kế hoạch trong giai đoạn 1 và sẽ bắt đầu đưa vào khai thác năm 2020. Trong giai đoạn 1, một hệ thống khai thác ngầm và FPSO Liza Destiny đã được thiết kế để khai thác khoảng 120.000 thùng/ngày dầu. FPSO thứ 2 đã được đưa vào giai đoạn 2 của kế hoạch phát triển mỏ và giai đoạn 3 đang được xem xét trong dự án phát triển mỏ Payara. Các công trình

này sẽ khai thác với công suất hơn 500.000 thùng/ngày.

ExxonMobil Australia đang nghiên cứu để án xây dựng trạm nhập khẩu LNG vào miền Đông Australia, tăng cường thực hiện chương trình thăm dò ở Bass Strait và xem xét để án phát triển, mở rộng mỏ West Barracouta. Dự án này sẽ cạnh tranh với đề án terminal nhập khẩu LNG cho dòng khí đầu tiên vào năm 2020 đang được AGL Energy đề xuất xây dựng tại Crib Point (bang Victoria) và đề án do consortium Jera của Nhật Bản dự định xây dựng tại cảng Kemba trên bờ biển New South Wales dự kiến cho dòng khí đầu tiên vào năm 2021.

Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) mời các công ty dầu khí nước ngoài dự thầu các dự án PSC năm 2018 trên 11 lô thăm dò ở vịnh Suez và bể trầm tích phía Tây và phía Đông sa mạc Sahara. Egyptian Natural Gas Holding Co. (EGAS) cũng thông báo gọi thầu các dự án thăm dò khai thác tại 16 lô ở biển Địa Trung Hải.

Myanmar có kế hoạch mời dự thầu 13 lô trên thềm lục địa của nước này vào cuối năm 2018. Để thu hút đầu tư hiệu quả, quy chế đấu thầu lần này không yêu cầu các doanh nghiệp nước ngoài phải liên doanh, liên kết với các doanh nghiệp dầu khí nội địa.

Wood Mackenzie dự báo chi phí dọn mỏ (sau khi chấm dứt khai thác) trong giai đoạn 2018 - 2022 của toàn thế giới sẽ lên đến 32 tỷ USD. Tại vịnh Mexico, trung bình mỗi năm có trên 100 giàn khoan cố định hết hạn sử dụng được phá hủy. Khi giá dầu thấp, công tác dọn mỏ ở Biển Bắc được tiến hành mạnh mẽ (trong giai đoạn 2013 - 2017 có đến 16% mỏ đã dừng hoạt động vì trữ lượng thương mại cạn kiệt). Trong 10 năm tới, chi phí dọn mỏ ước tính sẽ cần 30 tỷ USD. Theo Wood Mackenzie, trong 5 năm

tới sẽ có khoảng 700 mỏ ngừng hoạt động và con số này còn tùy thuộc vào giá dầu.

Socar Polymer LLC đã đưa vào hoạt động Nhà máy sản xuất polypropylene đầu tiên của Azerbaijan (công suất 180.000 tấn/năm) trong Khu công nghiệp Sumgait Chemical Industrial Park (SCIP), cách Baku 30km về phía Bắc. Nhà máy này do Maire Tecnimont SPA, Milan-Italia, chi nhánh của Tecnimont SPA và KT-Kinetics Technology SPA, cung cấp công nghệ, mua thiết bị và xây dựng. Hai tập đoàn này cũng đang hoàn thiện một nhà máy polyethylene (PE) công suất 120.000 tấn/năm tại SCIP cho Socar Polymer. Nhà máy polyethylene được trang bị công nghệ Innovene Slurry của Ineos Technologies Ltd. để sản xuất mono & bimodal PE tỷ trọng cao.

Marathon Petroleum Corp. nổi lại hợp đồng đổi mới và mở rộng một hợp đồng cung cấp khí hydro dài hạn đã ký trước đây với Praxair Inc. để hỗ trợ sản xuất nhiên liệu sạch tại nhà máy lọc dầu Galveston Bay, công suất 571.000 thùng/ngày của Marathon ở Texas City, bang Texas, Mỹ.

SK Advanced Co. Ltd. (Hàn Quốc) sẽ thành lập liên doanh với PolyMirae Co. Ltd. để xây dựng Nhà máy propylene ở Đông Nam Thành phố cảng Ulsan. Nhà máy có công suất 400.000 tấn/năm, bắt đầu xây dựng vào tháng 1/2019 và dự kiến đưa vào hoạt động trong năm 2021. Nhà máy sẽ được trang bị công nghệ xử lý Spheripol PP của Lyon de Basell và nhận nguyên liệu từ nhà máy propane dehydrogenation của SK Advanced với công suất 600.000 tấn/năm. PolyMirae đang điều hành 4 dây chuyền sản xuất propylene với tổng công suất 700.000 tấn/năm ở Yesu, Hàn Quốc.

Trần Ngọc Toàn
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG PHÁT TRIỂN THÀNH CHẾ PHẨM SINH HỌC TỪ MỘT SỐ CHỦNG VI SINH VẬT PHÂN HỦY DẦU CHIẾM ƯU THẾ TẠI MÔI TRƯỜNG VEN BIỂN PHÍA NAM VIỆT NAM

Sử dụng chế phẩm sinh học trong xử lý ô nhiễm môi trường nói chung và ô nhiễm dầu nói riêng đã và đang được ứng dụng rộng rãi trên thế giới. Tuy nhiên, ở Việt Nam, việc nghiên cứu ứng dụng công nghệ phân hủy sinh học trong xử lý ô nhiễm dầu các khu vực ven biển có nguy cơ chịu ảnh hưởng của sự cố tràn dầu còn rất hạn chế. Do vậy, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện nhiệm vụ “Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam” (giai đoạn 3: thử nghiệm hiện trường).

Trên cơ sở đó, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí thuộc VPI đã thực hiện nhiệm vụ này từ tháng 5/2017 - 5/2018 và phát triển thành công chế phẩm sinh học xử lý dầu tràn gồm 6 chủng vi khuẩn phân hủy dầu, trong đó 2 chủng có khả năng phân hủy cao thành phần PAHs trong dầu mỏ. Chế phẩm được thử nghiệm ở quy mô pilot và hiện trường, được đánh giá độ an toàn sinh học.

Kết quả thử nghiệm khả năng phân hủy dầu thô của chế phẩm sinh học ở quy mô pilot cho thấy chế phẩm có khả năng phân hủy dầu thô với hiệu quả khá cao. Chế phẩm sinh học có khả năng phân hủy từ 65 - 74% dầu thô tổng số (TPH) so với đối chứng chỉ phân hủy 24,3% và phân hủy từ 87 - 91% các hydrocarbon thơm đa vòng (PAHs) so với 67,3% của đối chứng sau 60 ngày thử nghiệm ở quy mô pilot. Hiệu suất phân hủy dầu thô của chế phẩm đạt tiêu chuẩn chấp nhận đối với sản phẩm xử lý sinh học dầu tràn của Cơ quan Môi trường Canada và Cơ quan

Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ (EPA), chứng tỏ hiệu quả phân hủy dầu thô khá cao của chế phẩm vi sinh phân hủy dầu. Nồng độ 5g chế phẩm trên 1kg đất nhiễm dầu cho hiệu quả tốt nhất trong các lô thử nghiệm pilot được áp dụng cho bước thử nghiệm hiện trường của chế phẩm sinh học.

Thử nghiệm hiệu quả xử lý đất nhiễm dầu trong điều kiện hiện trường tại 3 loại hình môi trường ven biển tại Cần Giờ, Tp. Hồ Chí Minh và Bà Rịa - Vũng Tàu cho thấy chế phẩm có khả năng phân hủy dầu thô với hiệu quả khá cao. Cụ thể, chế phẩm vi sinh có khả năng phân hủy TPH từ 51 - 66%, PAHs từ 83 - 86% (khi thử nghiệm trên đất canh tác), phân hủy TPH từ 39 - 61%, PAHs từ 88 - 91% (trên đất rừng ngập mặn) và phân hủy TPH từ 68 - 75%, PAHs từ 91 - 93% (trên cát ven biển) sau 60 ngày thử nghiệm. Việc sử dụng đồng thời chế phẩm và bổ sung dinh dưỡng (N, P) theo tỷ lệ 2g N và 0,2g P trên 1kg đất nhiễm 3% dầu thô có thể giúp nâng cao hiệu quả xử lý so với việc chỉ sử dụng dinh dưỡng khoáng.

Về độ an toàn sinh học của 6 chủng vi sinh nghiên cứu (dựa trên hồ sơ lưu chủng tại các bộ sưu tập giống trên thế giới), 5 trong số 6 chủng vi sinh vật tạo chế phẩm được xếp vào nhóm An toàn sinh học cấp 1 - độ an toàn cao nhất (vi sinh vật rất ít khả năng gây bệnh cho người) và 1 chủng được xếp vào nhóm 2. Theo thủ tục phê duyệt các sản phẩm xử lý dầu tràn (Anh), các sản phẩm sinh học chứa vi sinh nhóm 1 và 2 được

phép sử dụng trong kỹ thuật xử lý theo phương pháp phục hồi sinh học. Thử nghiệm độc tính của chế phẩm vi sinh trên ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* cho thấy giá trị LC50 sau 96 giờ (nồng độ gây chết 50% số sinh vật thử nghiệm sau 96 giờ) đạt 1.054ppm và trên vẹm xanh *Perna viridis* là 1.647ppm dựa trên thang phân loại độc tính dựa trên độ độc pha nước theo hệ thống phân loại của OCNS, 2.000 (hệ thống khai báo hóa chất sử dụng ngoài biển), chế phẩm vi



sinh nghiên cứu được xếp vào nhóm E, nhóm tốt nhất, có giá trị $LC50 > 1.000\text{ppm}$, cho thấy các thành phần của chế phẩm sinh học được xem là không gây hại trong môi trường nước. Trong quá trình xử lý ô nhiễm dầu tràn bằng chế phẩm sinh học không thấy có sự phát sinh các vi sinh vật gây bệnh, ngược lại, còn ức chế được sự sinh trưởng phát triển của các chủng vi sinh vật gây bệnh.

Nhóm tác giả đã xác định được điều kiện lên men tạo chế phẩm dạng bột 6 chủng vi sinh như sau: tốc độ khuấy 150 vòng/phút, nhiệt độ lên men 30°C , pH 6,5, oxy hòa tan 80% bão hòa, thời gian lên men 48 giờ. Môi trường LB cải tiến, hấp tiệt

trùng ở 121°C , áp suất 1,2atm trong 30 phút. Sinh khối sau lên men được bơm qua thiết bị ly tâm liên tục và ly tâm ở tốc độ 10.000 vòng/phút. Sinh khối sau ly tâm trộn với chất mang (bột lõi ngô) và sấy ở nhiệt độ thấp (40°C) trong thời gian 3 - 3,5 giờ cho đến khi độ ẩm trong mẫu đạt $< 10\%$. Chế phẩm vi sinh có mật độ vi sinh 109CFU/g, đạt tiêu chuẩn Việt Nam và thế giới. Sau 6 tháng bảo quản, mật độ vi sinh đạt 108CFU/g (đạt tiêu chuẩn).

Trên cơ sở ước lượng công suất phù hợp, nhóm tác giả đã thiết kế hệ thống lên men bán công nghiệp công suất 200 lít/mẻ với 2 phương án sản xuất chế phẩm sinh học dạng bột

khô có thể bảo quản được 6 tháng hoặc dạng lỏng sử dụng ngay sau khi sản xuất. Với công suất này, sau 15 ngày vận hành hệ thống, có thể đáp ứng năng lực xử lý 4.000m^2 đất nhiễm dầu ở nồng độ 3%.

Nhóm tác giả đã đề xuất quy trình kỹ thuật xử lý đất nhiễm dầu ở Việt Nam bằng chế phẩm vi sinh nghiên cứu trên 3 loại hình đất ven biển khác nhau là đất canh tác, đất rừng ngập mặn và cát ven biển, dựa trên các kết quả nghiên cứu của nhiệm vụ này và các quy trình kỹ thuật đúc kết từ các thử nghiệm hiện trường của một số tổ chức môi trường trên thế giới.

Nguyễn Minh Trung (giới thiệu)



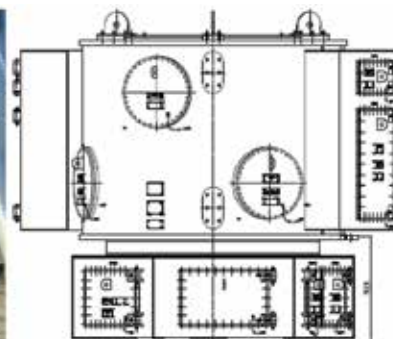
Ứng cứu sự cố tràn dầu trên biển. Ảnh: PVD

SỬ DỤNG BỘ KHUNG DẦM THÉP KẾT HỢP VỚI PA-LĂNG TAY ĐỂ NÂNG VỎ THÉP BỘ CỔ GÓP TRUYỀN TẢI ĐIỆN ĐỘNG LỰC (EPSR) TRÊN FPSO THAI BINH - VN TRONG THỜI GIAN SỬA CHỮA TẠI MỎ

FPSO Thai Binh - VN được trang bị hệ thống neo tháp (turret) và hệ thống đầu xoay (turret swivels stack) để chuyển tải dầu, khí, nước ép vỉa, điện và tín hiệu thông tin điều khiển giữa FPSO với hệ thống đường ngầm và giàn đầu giếng WHP-A. FPSO này là trạm nổi xử lý và bán dầu duy nhất của Lô 15-1 được vận hành bởi Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC).

Trong quá trình vận hành bộ cổ góp truyền tải điện động lực (electrical power slip ring - EPSR) ở điều kiện bình thường đã phát hiện sự cố liên quan đến độ cách điện cần được sửa chữa. Để hệ thống EPSR hoạt động an toàn, hiệu quả và lâu dài, Cuu Long JOC đã đề xuất giải pháp áp dụng bộ khung dầm kết hợp với pa-lăng tay để nâng vỏ thép nặng 12 tấn ra khỏi EPSR nhằm thay mới các bộ phận bên trong hệ thống EPSR ngay tại mỏ mà không làm gián đoạn quá trình vận hành và sản xuất của FPSO Thai Binh - VN.

Theo giải pháp này 3 cột thép được hàn vào các kết cấu thép hiện hữu trên sàn để có thể treo 3 chiếc pa-lăng tay (SWL: 10T). Một kết cấu khung dạng vành khăn sẽ được kết nối với mặt trên của vỏ thép bằng 20 bu-lông M20. Vỏ thép 12 tấn của EPSR cùng với khung vành khăn này sẽ được kéo lên độ cao 2,2m nhờ 3 chiếc pa-lăng tay 10 tấn. Mặt trong của 3 chiếc cột thép có lắp đặt rãnh trượt dẫn hướng dùng để khống chế dao động ngang của khung hình vành khăn cũng như vỏ thép của EPSR. Ở vị trí cao nhất của rãnh dẫn hướng có lắp cơ cấu khóa giúp



Hình 1. Toàn cảnh ở hiện trường và cấu tạo thân vỏ của EPSR

vỏ thép 12 tấn cùng với khung hình vành khăn được treo cố định và an toàn trên độ cao cần thiết, khi đó 3 chiếc pa-lăng tay 10 tấn sẽ được xả bớt độ căng và chỉ đóng vai trò đỡ tải dự phòng. Trọng lượng của vỏ thép và khung vành khăn sẽ được đỡ chính bởi cơ cấu khóa. Kết quả kiểm tra cho thấy giải pháp này khả thi và có thể áp dụng hiệu quả cho công việc sửa chữa EPSR tại hiện trường.

Cuu Long JOC đã chọn 2 máy phát điện có công suất 750KVA và 687KVA để lắp đặt trên WHP-A và cung cấp điện tạm thời cho WHP-A trong khi tiến hành sửa chữa EPSR. Thời gian chuyển đổi nguồn cung cấp cho WHP-A từ cáp ngầm sang máy phát điện được thực hiện trong vòng 1 giờ theo đúng kế hoạch. Nguồn điện 120VAC từ UPS cung cấp cho hệ thống điều khiển, hệ thống báo cháy và nguồn điện 450VAC cung cấp cho turret thông qua EPSR cũng được chuyển sang bypass (không sử dụng vành trượt) trước khi tiến hành sửa chữa EPSR. Sau khi thực hiện xong công tác chuẩn bị, EPSR được cách ly khỏi nguồn cấp điện và các công việc sửa chữa, thay thế các vành góp và các thanh cách điện được hoàn thành an toàn và hiệu quả, không

làm gián đoạn sản xuất. Hệ thống EPSR sau khi sửa chữa được Đăng kiểm ABS xác nhận không còn tồn tại vấn đề hư hỏng cần khắc phục.

Công việc sửa chữa tại chỗ hệ thống EPSR tại FPSO Thai Binh - VN của Cuu Long JOC lần đầu tiên được thực hiện tại Việt Nam. Đây là giải pháp giúp tiết kiệm chi phí, tuyệt đối an toàn và hiệu quả. Việc áp dụng thành công giải pháp này giúp Cuu Long JOC không phải triển khai kế hoạch thực hiện việc sửa chữa lớn với tổng chi phí dự kiến lên đến 18 triệu USD, đồng thời sản lượng không bị giảm 615 nghìn thùng dầu với tổng giá trị khoảng 24,6 triệu USD.

Giải pháp sử dụng bộ khung dầm kết hợp với pa-lăng tay để nâng vỏ thép của EPSR được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng khi cần sửa chữa và thay thế ngay tại mỏ các chi tiết bên trong của bộ cổ góp truyền tải điện động lực EPSR của FPSO/FSO có cấu tạo tương tự hệ thống EPSR của FPSO Thai Binh - VN mà không cần dừng sản xuất để tháo dỡ hệ thống EPSR đưa về bờ sửa chữa.

Lê Đắc Hóa (giới thiệu)