

Dầu Khí



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

■ SỐ 8 - 2019

ISSN-0866-854X



EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



2nd EAGE-VPI Conference on Reservoir Geoscience

2-4 DECEMBER 2019 HANOI, VIETNAM

- REGISTER NOW FOR THE CONFERENCE AND FIELD-TRIP IN CO TO ISLAND!

For further information please visit our website at:

Website: <https://events.eage.org/en/2019/2nd-eage-conference-on-reservoir-geoscience>



TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

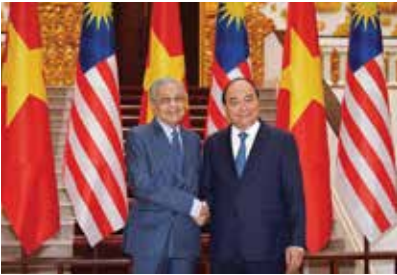
TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" bảo dưỡng sửa chữa chân đế cụm giàn ép vĩa (PPD), mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí

VIỆT NAM - MALAYSIA
MỞ RỘNG HỢP TÁC THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ



Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad và Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khuyến khích Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mở rộng hợp tác thăm dò, khai thác, cung cấp dịch vụ dầu khí.

Tổng khuôn khổ chuyển giao vốn đầu tư của Thủ tướng Mahathir Mohamad, Malaysia và Việt Nam không định quyết tâm tiếp tục khuyến khích đầu tư các lĩnh vực về hạ tầng, năng lượng, tạo thuận lợi cho doanh nghiệp chủ động tích cực tìm kiếm cơ hội hợp tác mới.

Tại cuộc hội đàm ngày 27/8/2019, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả tích cực về hợp tác kinh tế giữa Việt Nam và Malaysia với kim ngạch thương mại hai chiều năm 2018 đạt 13,3 tỷ USD.

Malaysia đang là đối tác thương mại lớn thứ 6 trong tổng số các nước có quan hệ thương mại với Việt Nam. Tổng số vốn đăng ký đầu tư Malaysia vào Việt Nam tính đến tháng 4/2019 đạt gần 13 tỷ USD, với gần 600 dự án đầu tư, đứng thứ 8/30 quốc gia và vùng lãnh thổ đầu tư vào Việt Nam. Các doanh nghiệp Malaysia ngày càng tham gia đầu tư nhiều và hiệu quả tại Việt Nam trong các lĩnh vực hạ tầng chất lượng cao, năng lượng, công nghệ cao và đô thị thông minh...

Hai bên nhận định tăng cường xuất nhập khẩu hàng hóa của nhau, bao gồm các mặt hàng điện và điện tử, các sản phẩm dầu khí, hóa chất và các sản phẩm hóa chất... và tăng kim ngạch thương mại hai chiều lên 15 tỷ USD hoặc cao hơn vào năm 2020.

4 **DẦU KHÍ** SỐ 8/2019

HỢP TÁC DẦU KHÍ



CƠ Y NHIỆA CHIẾN LƯỢC ĐỐI VỚI VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Bên lề Diễn đàn Kinh tế Phương Đông lần thứ 5, Phó Thủ tướng Chính phủ Tỉnh Định Dzung đã làm việc với Phó Thủ tướng Liên bang Nga Maxim Akimov, khẳng định Việt Nam ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí của Liên bang Nga mở rộng thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam phù hợp với luật pháp quốc tế, trong đó có Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982.

Ngày 4/9/2019, Phó Thủ tướng Chính phủ Tỉnh Định Dzung đã tham dự Lễ khai mạc Diễn đàn Kinh tế Phương Đông lần thứ 5 (EEF-2019) với chủ đề "Viễn Đông - Những chân trời phát triển" tại Vladivostok, Liên bang Nga. EEF-2019 thu hút sự tham dự của 8.000 đại biểu đến từ hơn 50 quốc gia trên thế giới.

EEF-2019 tập trung thảo luận 4 vấn đề chính: các giải pháp mới đẩy nhanh tốc độ tăng trưởng kinh tế, tạo điều kiện cho doanh nghiệp, nâng cao chất lượng cuộc sống phát triển cơ hội hợp tác Viễn Đông và khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Vấn đề chính được Hội nghị quan tâm là các cơ hội đầu tư mới tại Viễn Đông trong đó có vấn đề về bảo vệ quyền của nhà đầu tư, hoàn thiện pháp luật, phát triển doanh nghiệp nhỏ và vừa, số hóa quản lý nhà nước và các biện pháp hỗ trợ phát triển lĩnh vực hóa dầu và

6 **DẦU KHÍ** SỐ 8/2019

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Phát triển mô hình dự báo khai thác cho các giếng dầu khí

21. Đặc trưng vật lý, thạch học của đá chứa Pliocene khu vực trung tâm bể Sông Hồng

29. Giải pháp tối ưu gaslift tại các giàn dầu giếng bể Cửu Long với hàm lượng nước cao



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

37. Dự án thăm dò khai thác dầu khí với vấn đề nhận diện rủi ro



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

44. Ứng dụng phương pháp đo sâu điện trở (VES) và điện từ (EM) trong nghiên cứu cấu trúc địa chất nông phục vụ công tác kiểm tra nền móng đường ống dẫn khí

[illegible]

FOCUS

Vietnam, Malaysia expands co-operation in oil and gas exploration and production	4
Petroleum co-operation of strategic significance to Vietnam and Russia	6
Energy saving urgent for sustainable development	8
Petrovietnam exceeds its financial targets despite sharp drop in oil prices	10
Corrosion control to ensure the integrity of petroleum installations ..	12
RESEARCH AND DEVELOPMENT	
Development of production prediction models for oil and gas wells	14
Pliocene reservoir characteristics in the centre of Song Hong basin	21
Solutions to gas lift optimisation of oil wells with high water-cut in Cuu Long basin	29
Risk identification in petroleum upstream projects	37
Application of vertical electrical sounding (VES) and Electromagnetic (EM) methods to study shallow geological structures for inspection of gas pipeline foundation	44
Integrity management of gas pipelines	50
NEWS	
Vietnam, Kuwait to promote co-operation in the field of oil and gas	61
SOCO wishes to expand investment in the oil and gas sector	62
Building onshore pipelines and stations for Nam Con Son 2 gas pipeline project	62
JX NOEX confirms to continue long-term investment in Vietnam	63
PV Power signs VND 600 billion credit contract with SMBC	63
Equinor begins production from Snefrid Nord gas field	66
Hydrocarbon discovered at Dorado-3 well	67

VIỆT NAM - MALAYSIA

MỞ RỘNG HỢP TÁC THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad. Ảnh: Quang Hiếu

Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad và Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khuyến khích Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mở rộng hợp tác thăm dò, khai thác, cung cấp dịch vụ dầu khí.

Trong khuôn khổ chuyến thăm chính thức Việt Nam của Thủ tướng Mahathir Mohamad, Malaysia và Việt Nam khẳng định quyết tâm tiếp tục khuyến khích đầu tư các lĩnh vực về hạ tầng, năng lượng, tạo thuận lợi cho doanh nghiệp chủ động tích cực tìm kiếm cơ hội hợp tác mới.

Tại cuộc hội đàm ngày 27/8/2019, Thủ tướng Mahathir Mohamad và Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả tích cực về hợp tác kinh tế giữa Việt Nam và Malaysia với kim ngạch thương mại hai chiều năm 2018 đạt 13,3 tỷ USD.

Malaysia đang là đối tác thương mại lớn thứ 6 trong tổng số các nước

có quan hệ thương mại với Việt Nam. Tổng số vốn đăng ký đầu tư Malaysia vào Việt Nam tính đến tháng 4/2019 đạt gần 13 tỷ USD, với gần 600 dự án đầu tư, đứng thứ 8/130 quốc gia và vùng lãnh thổ đầu tư vào Việt Nam. Các doanh nghiệp Malaysia ngày càng tham gia đầu tư nhiều và hiệu quả tại Việt Nam trong các lĩnh vực hạ tầng chất lượng cao, năng lượng, công nghệ cao và đô thị thông minh...

Hai bên nhất trí tăng cường xuất, nhập khẩu hàng hóa của nhau, bao gồm các mặt hàng điện và điện tử, các sản phẩm dầu khí, hóa chất và các sản phẩm hóa chất... và tăng kim ngạch thương mại hai chiều lên 15 tỷ USD hoặc cao hơn vào năm 2020.



Giàn tự nâng PV DRILLING VI của Việt Nam đã cung cấp chiến dịch khoan tại Lô PM307, ngoài khơi Malaysia cho IPC Malaysia B.V (LUNDIN). Ảnh: PVD

Hai bên nhất trí tăng cường hợp tác giữa các cơ quan đầu tư và doanh nghiệp hai nước, bao gồm việc phối hợp tổ chức các hoạt động xúc tiến đầu tư nhằm tạo điều kiện cho việc tìm hiểu cơ hội đầu tư tại mỗi nước. Hai bên nhấn mạnh việc đầu tư vào các lĩnh vực có tiềm năng lớn như: dầu khí, công nghệ thông tin, sản xuất thông minh, trí tuệ nhân tạo,... Chính phủ hai nước tạo thuận lợi cho doanh nghiệp chủ động tích cực tìm kiếm cơ hội hợp tác mới.

Hai Thủ tướng nhấn mạnh tầm quan trọng của hợp tác dầu khí, yêu cầu các doanh nghiệp trong lĩnh vực hạ nguồn hai nước tăng cường và mở rộng hợp tác, đặc biệt trong các ngành dầu nhớt và dầu khí.

Tại cuộc họp báo chung với Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc cho biết chuyến thăm Việt Nam của Thủ tướng Mahathir Mohamad là sự kiện quan trọng, là động lực thúc đẩy quan hệ đối tác chiến

Đại sứ Malaysia tại Việt Nam Shariffah Norhana Syed Mustaffa cho biết: Malaysia là đối tác kinh tế lớn thứ 11 của Việt Nam. Việt Nam là đối tác lớn thứ 13 của Malaysia trên thế giới và là đối tác thương mại lớn thứ 4 trong ASEAN sau Singapore, Thái Lan và Indonesia.

lược của hai nước. Hai bên nhất trí khuyến khích Petronas và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mở rộng hợp tác thăm dò, khai thác, cung cấp dịch vụ dầu khí..., góp phần vào việc hiện thực hóa mục tiêu đạt 20 tỷ USD kim ngạch thương mại song phương.

Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad khẳng định quan hệ giữa Việt Nam - Malaysia được tăng cường thông qua hợp tác giữa Petronas của Malaysia với Petrovietnam.

Hai Thủ tướng tái khẳng định Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN) là nền tảng trong quan hệ đối ngoại của hai nước và nhất trí sẽ phối hợp với các nước thành viên nhằm thúc đẩy đoàn kết, phát triển, tự cường cộng đồng ASEAN, phát huy vai trò trung tâm của ASEAN trong cấu trúc khu vực, cùng phấn đấu vì một khu vực hoà bình, ổn định, hợp tác phát triển thịnh vượng.

Malaysia và Việt Nam đã nhất trí phối hợp chặt chẽ cùng Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN) trong việc đảm bảo hòa bình, ổn định, an ninh, an toàn và tự do hàng hải, hàng không ở Biển Đông, giải quyết tranh chấp bằng biện pháp hòa bình, tuân thủ luật pháp quốc tế, Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển (UNCLOS) 1982.

Thu Huyền



HỢP TÁC DẦU KHÍ

CÓ Ý NGHĨA CHIẾN LƯỢC ĐỐI VỚI VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Bên lề Diễn đàn Kinh tế Phương Đông lần thứ 5, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã làm việc với Phó Thủ tướng Liên bang Nga Maxim Akimov, khẳng định Việt Nam ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí của Liên bang Nga mở rộng thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam phù hợp với luật pháp quốc tế, trong đó có Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982.

Ngày 4/9/2019, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tham dự Lễ khai mạc Diễn đàn Kinh tế Phương Đông lần thứ 5 (EEF-2019) với chủ đề “Viễn Đông - Những chân trời phát triển” tại Vladivostok, Liên bang Nga. EEF-2019 thu hút sự tham dự của 8.000 đại biểu đến từ hơn 50 quốc gia trên thế giới.

EEF-2019 tập trung thảo luận 4 vấn đề chính: các giải pháp mới

đẩy nhanh tốc độ tăng trưởng kinh tế, tạo điều kiện cho doanh nghiệp, nâng cao chất lượng cuộc sống; phát triển cơ hội hợp tác Viễn Đông và khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Vấn đề chính được Hội nghị quan tâm là các cơ hội đầu tư mới tại Viễn Đông (trong đó có vấn đề về bảo vệ quyền của nhà đầu tư, hoàn thiện pháp luật, phát triển doanh nghiệp nhỏ và vừa, số hóa quản lý nhà nước và các biện pháp hỗ trợ phát triển lĩnh vực hóa dầu và



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Huy Hùng

du lịch); quan hệ hợp tác giữa Liên bang Nga và các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương trong các lĩnh vực kinh tế, khoa học - kỹ thuật, chuyển đổi thương mại kỹ thuật số, tương lai Bắc cực của Nga và các hành lang giao thông ở Viễn Đông...

Trong khuôn khổ Diễn đàn Kinh tế Phương Đông, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tham gia phiên thảo luận "Nga và Liên minh kinh tế Á - Âu tại châu Á - Thái Bình Dương: Nhân tố hội nhập và triển vọng tăng cường hợp tác".

Ngày 5/9/2019, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tham



Phó Thủ tướng Liên bang Nga Maxim Akimov tiếp Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng. Ảnh: Nhật Bắc

dự Phiên họp toàn thể với sự tham dự của Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, Tổng thống Mông Cổ Khaltmaagiin Battulga, Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi, Thủ tướng Malaysia Mahathir Mohamad và Thủ tướng Nhật Bản Shinzo Abe.

Tổng thống Vladimir Putin chia sẻ các giải pháp đẩy nhanh phát triển kinh tế - xã hội khu vực Viễn Đông, kêu gọi các nhà đầu tư nước ngoài tích cực đầu tư hơn vào các dự án chung với doanh nghiệp Nga. Tổng thống Vladimir Putin khẳng định quan điểm của Liên bang Nga về việc làm sâu sắc hội nhập kinh tế khu vực, đồng thời đề cập đến các vấn đề an ninh và ổn định tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương.

Cùng ngày, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã làm việc với Phó Thủ tướng Liên bang Nga Maxim Akimov, đồng Chủ tịch Phân ban Nga trong Ủy ban liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật Việt Nam - Liên bang Nga.

Phó Thủ tướng Maxim Akimov hoan nghênh đoàn đại biểu Việt Nam đã tham dự và đóng góp vào thành công của Diễn đàn Kinh tế

Phương Đông, thể hiện quan hệ đối tác sâu rộng và đa dạng giữa Việt Nam và Nga. Hai bên đánh giá việc triển khai hợp tác trong các lĩnh vực đang diễn ra tích cực, tập trung thảo luận các giải pháp hiệu quả để phát huy tiềm năng của hai bên cũng như lợi ích của Hiệp định Thương mại tự do Việt Nam - Liên minh Kinh tế Á - Âu, phấn đấu đưa kim ngạch hai chiều đạt mức 10 tỷ USD vào năm 2020.

Lãnh đạo hai nước cho rằng hợp tác dầu khí có ý nghĩa chiến lược đối với quan hệ Việt - Nga. Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng khẳng định Việt Nam ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí của Liên bang Nga mở rộng thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam phù hợp với luật pháp quốc tế, trong đó có Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982. Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng cũng đề nghị Chính phủ Liên bang Nga tạo điều kiện để các liên doanh của Việt Nam tham gia vào các mỏ tiềm năng mới trên lãnh thổ Nga nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động các dự án hiện nay.

Nguyễn Hoàng

Tại Diễn đàn “Tiết kiệm năng lượng cho ngành công nghiệp Việt Nam phát triển bền vững”, các chuyên gia đã tập trung đề xuất các giải pháp khả thi để thực hiện “Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 - 2030” với mục tiêu đạt mức tiết kiệm năng lượng từ 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 - 2025 và từ 8 - 10% trong giai đoạn 2019 - 2030.



TIẾT KIỆM NĂNG LƯỢNG LÀ VẤN ĐỀ CẤP BÁCH ĐỂ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Ngày 21/8/2019, tại Hà Nội, Vụ Tiết kiệm Năng lượng và Phát triển Bền vững - Bộ Công Thương đã tổ chức Diễn đàn “Tiết kiệm năng lượng cho ngành công nghiệp Việt Nam phát triển bền vững”.

Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 18/3/2016 (Quy hoạch điện VII điều chỉnh), từ nay đến năm 2030, năng lượng phải đáp ứng đủ nhu cầu điện cho mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của cả nước với mức tăng trưởng GDP trung bình khoảng 7%/năm. Việc đảm bảo nguồn vốn đầu tư để mở rộng, nâng cấp lưới điện truyền tải, phân phối, đầu tư, phát triển, cung ứng đủ các

nguồn năng lượng sơ cấp cho các nhà máy điện là thách thức lớn đối với ngành năng lượng.

Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng cho biết, với kịch bản tăng trưởng GDP bình quân 7%/năm thì nhu cầu điện thương phẩm các năm 2020, 2025, 2030 tương ứng là 235 tỷ kWh, 352 tỷ kWh và 506 tỷ kWh (tổng sản lượng điện thương phẩm năm 2018 đạt 192,93 tỷ kWh). Mặc dù tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện trong thời gian tới sẽ giảm đáng kể so với trước đây, nhưng vẫn ở mức rất cao nếu so sánh với các nước trên thế giới, cụ thể là 10,6%/năm (giai đoạn 2016 - 2020), 8,5%/năm (giai đoạn 2021 - 2025) và 7,5%/năm (giai đoạn 2026 - 2030).

Tổng công suất điện của Việt Nam hiện nay đạt khoảng 54.000MW

điện (gồm cả các dự án năng lượng tái tạo như điện gió, mặt trời mới đưa vào hoạt động). Để đáp ứng nhu cầu điện đến năm 2020 cần khoảng 60.000MW công suất nguồn điện, đến năm 2030 cần 129.500MW công suất nguồn điện.

Thứ trưởng Hoàng Quốc Vượng cho rằng: Năng lượng tái tạo có giá thành cao; cộng thêm các rào cản kỹ thuật, tài chính trong việc phát triển và vận hành các nguồn điện từ năng lượng tái tạo; việc thu xếp vốn cho các dự án đầu tư mới về nguồn và lưới điện gặp nhiều khó khăn... khiến Việt Nam đang đứng trước thách thức rất lớn trong việc đảm bảo cung ứng đủ năng lượng.

PGS.TS. Trần Đình Thiên - Nguyên Viện trưởng Viện Kinh tế Việt Nam cho rằng việc sử dụng năng lượng



Nhà máy Điện Cà Mau. Ảnh: PVN

bền vững và hiệu quả mới là vấn đề cần quan tâm đặc biệt.

Tại Diễn đàn, các chuyên gia đã tập trung để xuất các giải pháp khả thi để thực hiện “Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 - 2030” với mục tiêu đạt mức tiết kiệm năng lượng 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 - 2025 và từ 8 - 10% trong giai đoạn 2019 - 2030.

Theo ông Đỗ Hữu Hào - Chủ tịch Hội Khoa học và Công nghệ Sử dụng Năng lượng Tiết kiệm và Hiệu quả Việt Nam, bản chất cuối cùng của tiết kiệm năng lượng là đổi mới công nghệ và nâng cao năng suất. Đổi mới, nâng cấp, cải tiến sắp xếp lại dây chuyền sản xuất là 3 yếu tố quan trọng. Nếu thực hiện tốt sẽ mang lại hiệu quả cao, tăng năng suất,

nâng cao chất lượng sản phẩm.

Ông Đỗ Hữu Hào cho rằng, cần có chính sách cụ thể hỗ trợ các doanh nghiệp đầu tư giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo hướng: thay đổi dây chuyền công nghệ lạc hậu bằng dây chuyền công nghệ tiên tiến hiệu suất cao tiết kiệm năng lượng; xây dựng quy chuẩn và tiêu chuẩn về hiệu suất năng lượng tối thiểu đối với các thiết bị tiêu tốn nhiều năng lượng, hiệu suất thấp.

Phó Trưởng Ban Kinh tế Trung ương Cao Đức Phát nhấn mạnh: “Chiến lược phát triển quốc gia giai đoạn tới, tiết kiệm năng lượng phải được coi là giải pháp hàng đầu”. Trong đó, có 4 yếu tố để sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả là nhận thức, cơ chế chính sách, quản lý và khoa học công nghệ. **Linh Chi**

Tại Diễn đàn, ông Lê Hồng Nguyên - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã đề xuất các giải pháp tối ưu hóa năng lượng cho lò hơi trong các nhà máy lọc hóa dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. VPI đã tiến hành đánh giá thực trạng, tính toán hiệu suất nhiệt, phân tích khả năng tối ưu hóa năng lượng, đề xuất các giải pháp và tính toán hiệu quả kinh tế kỹ thuật cho lò hơi 10B8001, Nhà máy Đạm Phú Mỹ và lò đốt H-1202, Phân xưởng NHT, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Hiệu quả của việc tối ưu lò hơi giúp giảm chi phí vận hành bảo dưỡng, nâng cao hiệu quả hoạt động của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Trong đó, điều chỉnh hàm lượng O_2 thừa trong dòng khói lò hơi từ mức 3,19% thể tích (khí khô) xuống mức 2,5% thể tích tương ứng với điều kiện vận hành của lò bằng việc lắp đặt bổ sung hệ thống điều khiển và kiểm soát chặt chẽ hơn hàm lượng O_2 thừa trong khói thải và thực hiện công tác vận hành lò trong điều kiện hàm lượng O_2 tối ưu. Giải pháp này tăng hiệu suất sử dụng nhiệt của lò hơi lên mức 83,60%. Đồng thời, suất tiêu hao nhiên liệu tính trên 1kg hơi sản xuất giảm từ $0,0702Nm^3/kg$ xuống $0,0698Nm^3/kg$.

Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, VPI đề xuất cải hoán, nâng cấp lò đốt H-1202, hiệu suất lò đang ở mức khoảng 86,4% (tính theo API 560) và có thể nâng cao hơn lên mức 88,1% bằng các giải pháp: Lắp đặt hệ thống điều khiển tự động để kiểm soát hàm lượng O_2 thừa trong khói thải, chi phí tiết kiệm khoảng 17.000 USD/năm; Bổ sung ống ở vùng đối lưu nhằm tăng diện tích bề mặt truyền nhiệt, chi phí năng lượng tiết kiệm khoảng 40.000 USD/năm...



PETROVIETNAM HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC CÁC CHỈ TIÊU TÀI CHÍNH DÙ GIÁ DẦU GIẢM SÂU

Trong bối cảnh giá dầu thô trung bình tháng 8/2019 chỉ đạt 58,62 USD/thùng, giảm sâu so với giá kế hoạch 65 USD/thùng..., Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính với tổng doanh thu đạt 489,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 19%), đóng góp cho ngân sách Nhà nước 68,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 14%).

Năm 2019 là năm thứ 4 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Việc thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2019 mang tính quyết định để thực hiện thắng lợi mục tiêu,

nhiệm vụ kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, góp phần quan trọng cùng cả nước đẩy nhanh phát triển kinh tế đi đôi với việc giữ vững ổn định kinh tế vĩ mô, tiếp tục thực hiện mạnh mẽ tái cơ cấu nền kinh tế gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh...

Trong năm 2019, giá dầu thô biến động phức tạp, giá trung bình tháng 8 chỉ đạt 58,62 USD/thùng, giảm sâu so với giá kế hoạch 65 USD/thùng đã ảnh hưởng trực tiếp đến công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp khó khăn, rủi ro địa chất cao...



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

mới sẽ đưa vào khai thác (dự kiến đưa giàn BK-20 vào khai thác trong tháng 10/2019). Đồng thời, Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị rà soát tình trạng khai thác ở từng mỏ; đẩy mạnh ứng dụng các giải pháp công nghệ mới để gia tăng sản lượng khai thác dầu khí, nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung kiểm soát vận hành an toàn, ổn định hệ thống các đường ống dẫn khí. Tập trung kiểm soát tiến độ các dự án trọng điểm: Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Dự án thu gom, vận chuyển khí mỏ Sư Tử Trắng; Dự án đường ống dẫn khí mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt; Dự án kho chứa LNG tại Thị Vải; Dự án Kho cảng nhập LNG tại Sơn Mỹ - Bình Thuận; Dự án kho chứa LNG Thị Vải 2...

Trong lĩnh vực điện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị liên quan vận hành các nhà máy điện an toàn, ổn định, hiệu quả; triển khai sửa chữa bảo dưỡng định kỳ đảm bảo tiến độ, chất lượng...

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy: Lọc dầu Dung Quất, Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Đạm Phú Mỹ, Đạm Cà Mau... Bám sát diễn biến giá dầu và sản phẩm lọc hóa dầu để có kế hoạch sản xuất, cơ cấu sản phẩm tối ưu trong từng thời điểm...

Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tập trung nghiên cứu các dịch vụ mới, cung cấp dịch vụ cốt lõi có lợi thế cạnh tranh; chú trọng các thị trường tiềm năng như Malaysia, Myanmar, Thái Lan...

Ngọc Linh

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, tối ưu chi phí sản xuất của từng giếng, tập trung triển khai các giải pháp trọng tâm để nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh. Vì vậy, các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong tháng 8/2019 và 8 tháng đầu năm 2019 (tổng doanh thu, nộp ngân sách Nhà nước) đều hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra.

Trong đó, tổng doanh thu tháng 8/2019 ước đạt 55,4 nghìn tỷ đồng, vượt 15% kế hoạch tháng; lũy kế 8 tháng ước đạt 489,5 nghìn tỷ đồng, vượt 19% kế hoạch 8 tháng và bằng 80% kế hoạch năm 2019. Nộp ngân sách Nhà nước tháng 8/2019 ước

đạt 7,83 nghìn tỷ đồng, vượt 3% kế hoạch tháng; lũy kế 8 tháng ước đạt 68,9 nghìn tỷ đồng, vượt 14% kế hoạch 8 tháng và bằng 78,8% kế hoạch năm 2019.

Về nhiệm vụ trọng tâm cuối năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp, trong đó có củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường; xây dựng hệ thống quản trị rủi ro nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh và bảo đảm phát triển bền vững trong thời gian tới.

Trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục kiểm soát chặt chẽ tiến độ triển khai các dự án trọng điểm, đặc biệt là các mỏ/công trình

KIỂM SOÁT ĂN MÒN, ĐẢM BẢO TÍNH TOÀN VỆ CỦA CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Tại Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí tập trung thảo luận các giải pháp kiểm soát tình trạng nhiễm vi khuẩn khử sulfate trong các hệ thống công nghệ khai thác dầu - khí tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng; giải pháp chống ăn mòn dưới lớp bảo ôn, giảm chi phí bảo dưỡng sửa chữa định kỳ, đảm bảo tính toàn vẹn của công trình dầu khí.

Ngày 5/9/2019, tại Vũng Tàu, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2017 - 2019 để tập trung thảo luận các vấn đề: "FSRU - Giải pháp nhập khẩu khí nhanh trong tình hình hiện nay"; "Một số vấn đề về áp dụng tiêu chuẩn, quy chuẩn Việt Nam trong công trình dầu khí biển"; "Thực trạng nhiễm vi khuẩn khử sulfate và các giải pháp kiểm soát trong các hệ thống công nghệ khai thác dầu - khí tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng"; "Theo dõi và kiểm soát ăn mòn dưới lớp bảo ôn"...

Theo Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), ăn mòn dưới lớp bảo ôn (CUI) là dạng phá hủy nghiêm trọng (khó theo dõi và kiểm soát) trong ngành công nghiệp dầu khí (có trên 40% đường ống, thiết bị bị phá hủy do ăn mòn dưới lớp bảo ôn).

Tại Việt Nam, ăn mòn dưới lớp bảo ôn thường được xử lý bằng cách: bù kim loại/thay đoạn ống bị ăn mòn, xử lý lại bề mặt, sơn phủ và bọc lại bảo ôn. Vật liệu bảo ôn chủ yếu được lựa chọn là sợi thủy tinh ít thấm nước, không chứa clorua, sơn phủ bền AM. Kiểm tra các vị trí bảo ôn móp méo, có dấu hiệu hư hỏng/các vị trí bị đổi màu, có dấu hiệu bong/già hóa... để kịp thời xử lý sự cố. Trên thực tế, vỏ tôn mỏng, khó gia công lắp đặt, dễ móp méo khi có tác động cơ học; vật liệu làm kín thường là keo silicon mềm dẻo, có khả năng chịu



Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí tổ chức Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2017 - 2019. Ảnh: PVN

được nhiệt độ cao nhưng theo thời gian dễ già hóa, mất độ bám dính và bong tróc... Việc phát hiện hư hỏng, sửa chữa/thay thế ăn mòn dưới lớp bảo ôn không làm thay đổi cơ chế hư hỏng và không cải thiện được khả năng chống ăn mòn của lớp bảo ôn.

Để chống ăn mòn dưới lớp bảo ôn hiệu quả, VPI đề xuất các giải pháp để cách ly hoàn toàn kim loại với môi trường: Sử dụng sơn có khả năng chống ăn mòn cao trên bề mặt kim loại; thay thế vật liệu bọc bảo ôn có độ bền cao, kín, ngăn chặn hiện tượng ngấm nước, ẩm từ môi trường vào bên trong lớp bảo ôn. Trong đó, VPI giới thiệu giải pháp chống ăn mòn dưới lớp bảo ôn của CMP Fibalite sử dụng lớp phủ chống ăn mòn alucemp (xử lý bề mặt đơn giản; sơn không chứa dung môi, độ bám dính và độ bền cao, bảo vệ chống ăn mòn tại nhiệt độ trên 260°C); lắp đặt bảo ôn phù hợp; vỏ bọc bảo ôn trên cơ sở composite fibalite (PE gia cường sợi

thủy tinh, đóng rắn bằng ánh sáng mặt trời, độ bền cao, dễ thi công, lắp đặt, sửa chữa, không yêu cầu sử dụng chất bột kín...). Với việc áp dụng giải pháp này, công trình có tuổi thọ cao (15 năm và bảo hành 10 năm), cách ly hiệu quả kim loại với môi trường, giúp giảm chi phí gia công bề mặt, thi công và kiểm tra bảo dưỡng sửa chữa định kỳ; nâng cao hiệu quả kinh tế, đảm bảo tính toàn vẹn của công trình dầu khí trong quá trình vận hành.

Tại Kỳ họp, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropet" đã phân tích kết quả khảo sát độ nhiễm vi khuẩn khử sulfate (SRB) và các giải pháp kiểm soát sự gia tăng hàm lượng SRB, H₂S và ăn mòn bên trong các hệ thống công nghệ khai thác dầu khí tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng.

Kết quả khảo sát của Vietsovetropet cho thấy, điều kiện môi trường trong các hệ thống công nghệ (nước, hiem khí, thành phần sulfate, nhiệt độ, áp suất) rất thuận lợi cho vi khuẩn



Kiểm soát tình trạng nhiễm vi khuẩn khử sulphate trong các hệ thống công nghệ khai thác tại mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

SRB phát triển. Hệ thống nước bơm ép PPD được xử lý hóa phẩm ngay từ đầu, hàm lượng SRB thấp (từ 101 - 102 vi khuẩn/ml tại các giàn PPD, RP-2 và từ 102 - 103 vi khuẩn/ml tại giàn RP-3). Hệ thống thu gom và vận chuyển dầu không được xử lý hóa phẩm ngay từ đầu, các bể chứa, các tanks bị nhiễm khuẩn SRB ở mức độ cao 106 - 107 vi khuẩn/ml. Do hệ thống dầu bị nhiễm khuẩn SRB từ lâu, không được xử lý biocide sớm, dẫn đến hình thành màng sinh học (bio-film) trong các bình, tanks..., khiến hiệu quả sử dụng chất diệt khuẩn thấp. Các đường ống không được làm sạch và có cặn tại đáy ống, hình thành màng biofilm dày, tăng độ nhiễm khuẩn trong hệ thống, giảm hiệu quả sử dụng các chất diệt khuẩn...

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đề xuất tại hệ thống PPD cần kiểm tra định kỳ hàm lượng SRB và tồn dư của biocide tại các giếng bơm ép (RP-3, các giàn cách xa PPD); tăng hàm lượng

hóa phẩm hoặc bơm biocide bổ sung tại các giếng bơm ép khi cần thiết. Tại hệ thống dầu, cần khảo sát tổng thể hàm lượng SRB, H_2S , CO_2 tại các bình, các giếng khai thác tại các giàn để đánh giá nguồn gốc SRB và kiểm soát. Đánh giá ảnh hưởng của các tác nhân ăn mòn để đưa ra phương pháp xử lý có hiệu quả như: bơm đồng thời các loại hóa phẩm khi cần thiết; bơm đồng bộ chất diệt khuẩn tại các giàn bị nhiễm SRB; xem xét hiệu chỉnh tần suất, tỷ lệ bơm biocide theo kết quả khảo sát SRB trong nước vỉa. Nghiên cứu áp dụng công nghệ làm sạch bên trong các đường ống để loại trừ cặn, màng sinh học SRB sinh H_2S gây ra tình trạng ăn mòn, tăng hiệu quả áp dụng các hóa phẩm...

Cũng tại Kỳ họp, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đề xuất các phương án xây dựng FSRU (kho chứa LNG và tái hóa khí trong ngắn hạn) trong 6 - 12 tháng, khi chưa xây dựng xong Dự

án kho chứa LNG trên bờ; có tính cơ động cao, dễ dàng di chuyển...

Trên cơ sở đó, PTSC đề xuất xây dựng kho chứa nổi và tái hóa khí dạng sà lan (FSRU barge) có công suất đến 600 triệu ft^3 /ngày, nhiệt độ đầu vào $-158^\circ C$, nhiệt độ đầu ra $15^\circ C$, áp suất đầu ra 40barg... Kho chứa nổi (FSU) kết hợp với phương tiện tái hóa khí (FRU) bằng cách sử dụng 1 tàu vận chuyển (LNGC) có sẵn trên thị trường (126 - 138 nghìn m^3), khí nhiên liệu sử dụng BOG (chiếm 1%), xây dựng hệ thống điều khiển/bảo vệ ESD giữa FRU và FSU ở cầu cảng; hoán cải PSV thành FRU, lắp đặt hệ thống tái hóa khí (3 trains, 75 triệu ft^3 /ngày; hoặc hoán cải FRU từ sà lan, lắp đặt buffer tank 3.500 m^3 , lắp đặt hệ thống tái hóa khí (6 trains, 100 triệu ft^3 /ngày)... Kho chứa nổi (FSU) kết hợp với hệ thống tái hóa khí trên bờ (SRU): Lắp đặt buffer tank và hệ thống tái hóa khí.

Hà Phương

PHÁT TRIỂN MÔ HÌNH DỰ BÁO KHAI THÁC CHO CÁC GIẾNG DẦU KHÍ

Nguyễn Văn Hùng, Lê Phúc Nguyên

Trường Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Trong quá trình phát triển mỏ dầu khí, công việc phân tích lưu lượng lỏng khai thác trên số liệu đo đạc rất quan trọng. Trên cơ sở các mô hình mô phỏng truyền thống đang được áp dụng rộng rãi của Arps (mô hình hàm mũ, hàm Hyperbolic và hàm điều hòa), nhóm tác giả đề xuất mô hình mô phỏng cải tiến (có xét tới ảnh hưởng của các thông số vận hành chưa được xem xét trong mô hình Arps) và đưa ra cơ sở lựa chọn mô hình mô phỏng phù hợp nhất.

Kết quả mô phỏng chỉ ra rằng phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ phản ánh kết quả khớp lịch sử tốt hơn so với phương trình điều hòa và Hyperbolic. Mô hình cải tiến do nhóm tác giả đề xuất cho kết quả với tính chính xác khớp lịch sử cao với $R^2 = 0,93$, trong khi kết quả tốt nhất của phương pháp Arps đối với hàm mũ chỉ cho $R^2 = 0,85$.

Từ khóa: Khớp lịch sử, dự báo khai thác, mô hình Arps, mô hình cải tiến.

1. Giới thiệu

Phân tích dữ liệu khai thác sẽ giúp việc dự báo lưu lượng khai thác trong tương lai chính xác hơn và đảm bảo kế hoạch khai thác an toàn và hiệu quả. Hiện nay, công việc này được thực hiện dựa trên các phương pháp truyền thống, trong đó có các mô hình Arps (1945), Fetkovich (1980), Palacio và Blasingame (1993), Agarwal và cộng sự (1993), FMB (1998) [1]. Cơ sở của các phương pháp này là dựa trên số liệu lưu lượng khai thác biểu diễn tương quan theo thời gian để xây dựng đường cong thực nghiệm hay đường cong suy giảm sát thực tế nhất. Quá trình xác định phương trình toán học như trên được gọi là phương pháp phân tích đường cong suy giảm hay quá trình khớp lịch sử. Nhược điểm của các phương pháp này là cần có giả thiết áp suất đáy giếng không thay đổi, điều kiện biên của vỉa trong giai đoạn xem xét là một hằng số và không xét tới điều kiện vận hành giếng. Điều đó có nghĩa là, giếng khai thác trong giai đoạn giả ổn định hay giai đoạn trung gian sẽ không thỏa mãn điều kiện và dẫn tới việc dự báo lưu lượng khai thác thiếu chính xác.

Một số nghiên cứu gần đây về dự báo khai thác đã được thực hiện trên vỉa dầu trong đá nứt nẻ như H.Pratikno và cộng sự [2], L.Mattar [3] sử dụng phương trình cân bằng vật chất để mô phỏng kết quả đo thực tế. Kết quả

của các nghiên cứu này là đưa ra kết luận không có bất cứ mô hình nào có thể áp dụng cho tất cả giếng khai thác trên thế giới. Tùy vào đặc điểm của mỏ dầu khí mà cần thiết kết hợp dữ liệu khai thác tại khu vực đó để tiến hành chạy thử và lựa chọn mô hình cũng như thông số đi kèm để giảm sai số trong dự báo.

Như vậy có thể thấy rằng các mô hình dự báo truyền thống có nhiều nhược điểm vì trong quá trình khai thác nhiệt độ và áp suất luôn thay đổi sau thời gian nhất định. Ngoài ra, trong quá trình vận hành giếng thì kích thước hay độ mở van (choke) cũng là yếu tố quan trọng trong việc xác định lưu lượng khai thác. Nghiên cứu gần đây nhất của Sina Bairamzadeh và cộng sự [4] đã sử dụng dữ liệu khai thác của 120 giếng để đề xuất mô hình dự báo khai thác trong đó có tính tới kích thước mở choke.

Kết hợp các phương pháp dự báo khai thác bằng mô hình truyền thống và mô hình mới, bài báo sẽ giới thiệu cơ sở lý thuyết của các phương pháp và kết quả mô phỏng thông qua phần mềm lập trình do nhóm tác giả phát triển. Việc nhập các dữ liệu khai thác là thông số đầu vào sẽ thông qua phần mềm lập trình để so sánh kết quả của các phương pháp, từ đó có thể lựa chọn phương pháp phù hợp.

2. Cơ sở lý thuyết

Nhóm tác giả giới thiệu 3 mô hình truyền thống thực nghiệm của Arps (dạng hàm mũ, hàm Hyperbolic và hàm điều hòa - Harmonic) và phương pháp mới. Đây là cơ sở

cho lập trình phần mềm để có kết quả giới thiệu trong phần kết quả và thảo luận. Trên cơ sở kết quả của các mô hình, bài báo sẽ giới thiệu nguyên lý lựa chọn mô hình phù hợp.

2.1. Đường cong suy giảm Arps

Các mô hình của Arps thể hiện suy giảm lưu lượng khai thác và không xem xét thông số của vỉa hay của giếng, cũng như điều kiện vận hành khai thác của giếng.

- Suy giảm theo hàm mũ

Lưu lượng khai thác suy giảm được thể hiện như phương trình 1, phương pháp này thường được sử dụng cho vỉa khai thác bằng khí hòa tan.

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (1)$$

Trong đó:

q_i : Lưu lượng tại thời điểm $t = 0$;

D : Tỷ lệ suy giảm hay hệ số kinh nghiệm, xác định thông qua dữ liệu lịch sử khai thác khi biết lưu lượng khai thác tại 2 thời điểm bất kỳ ($D = \ln(q_1/q_2)/(t_2 - t_1)$).

- Suy giảm theo hàm Hyperbolic

Lưu lượng suy giảm thay đổi theo hàm số không tuyến tính trong đồ thị bán logarit được xác định theo phương trình 2:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (2)$$

Trong đó:

q_i : Lưu lượng tại thời điểm $t = 0$;

b : Hằng số nằm trong khoảng 0 - 1 (Bảng 1), $b = 0$ tương ứng đường cong suy giảm hàm mũ, $b = 1$ tương ứng trường hợp suy giảm theo hàm điều hòa.

Hệ số D_i thay đổi theo thời gian theo mối tương quan:

$$D_i = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1}{dt}$$

- Suy giảm theo hàm điều hòa

Đây là trường hợp đặc biệt của suy giảm theo hàm Hyperbolic khi hệ số $b = 1$ (phương trình 3):

$$q_i = \frac{q_o}{1 + bD_i t} \quad (3)$$

Bảng 1. Giá trị của hằng số b

Giá trị của b	Đặc điểm của vỉa được áp dụng
0	Dòng chảy đơn pha chất lỏng (ở chế độ chịu ảnh hưởng của biên) hoặc dòng khí đơn pha áp suất cao
0,1 - 0,4	Mỏ khí khô
0,4 - 0,5	Mỏ khí đơn pha
0,5	Mỏ dầu nhẹ, chịu ảnh hưởng của nước rìa
0,5 - 1,0	Vỉa sản phẩm nhiều tầng

Bảng 2. Phân biệt các dạng đường suy giảm lưu lượng thực nghiệm của Arps

Các dạng đường cong	Dạng hàm mũ	Dạng hàm Hyperbolic	Dạng hàm điều hòa (Harmonic)
Các hệ số đặc trưng	D là hằng số $b = 0$ $D = \frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right)$	D phụ thuộc b $0 < b < 1$ $D = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1}{dt}$	D tỷ lệ với lưu lượng $b = 1$ $D = \frac{\frac{q_i}{q} - 1}{t_2 - t_1}$
Hàm lưu lượng theo thời gian $q(t)$	$q = q_i e^{-Dt}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$q_i = \frac{q_o}{1 + bD_i t}$
Hàm sản lượng tích lũy cộng dồn theo lưu lượng $q(t)$	$Q_f = \frac{q_f - q_{ab}}{D}$	$Q_p = \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$Q_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Ứng dụng đường cong tính theo tốc độ suy giảm	Xác định trữ lượng tối thiểu	Xác định trữ lượng có khả năng	Xác định trữ lượng có thể thu hồi được tại thời điểm đang xét
Lượng hydrocarbon có thể thu hồi (EUR)	$N_p + \frac{q_f - q_{ab}}{D}$	$N_p + \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$N_p + \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Lượng hydrocarbon tại chỗ N	$N = \frac{EUR}{c_t(P_i + P_{wp})}$		

Để phân biệt 3 đường cong suy giảm của Arps, Bảng 2 tổng hợp các thông số và công thức tính toán lưu lượng, ứng dụng xác định lượng hydrocarbon có thể thu hồi. Thực tế cho thấy hàm mũ cho dự báo có tính hội tụ nhanh nhất trong khi hàm dạng hài hòa thì hội tụ chậm hơn. Vì vậy, tùy vào đặc tính khai thác mà lựa chọn mô hình phù hợp. Ngoài ra, khi trong quá trình khớp lịch sử khai thác cũng cần quan tâm tới sản lượng cộng dồn để so sánh thực tế vì có thể mô hình yêu cầu số liệu với thời gian dài để quá trình mô phỏng chính xác hơn.

2.2. Dự báo lưu lượng khai thác bằng phương pháp mới

Trong toàn bộ quá trình khai thác, nhiệt độ và áp suất luôn thay đổi sau một thời gian nhất định, dẫn đến áp suất và nhiệt độ đi qua đầu giếng cũng thay đổi theo. Đồng thời, kích thước và độ mở van cũng là một yếu tố quan trọng trong việc tính toán lưu lượng khai thác và dự báo. Một số tác giả trước đây đã nghiên cứu về tính toán và dự báo hàm lượng lỏng dựa vào các yếu tố trên. Năm 1949, R.F.Tangren đã giới thiệu và tổng quát hóa phương pháp tính cho hệ khí - nước qua van trong dung dịch lỏng là pha liên tục [5]. Gilbert vào năm 1954 đưa ra mối tương quan từ 268 bài test với sự thay đổi kích cỡ của van từ 6/64 inch đến 18/64 inch [6]. Phương pháp này áp dụng cho trường hợp áp suất ống khai thác lớn hơn ít nhất 70% áp suất trong đường ống. Năm 1958, P.B.Baxendell đã phát triển mô hình của Gilbert với hơn 50 bài test [7]. Năm 1960, Ros đã nghiên cứu dòng chảy đồng bộ của lưu chất

qua một vật cản, đồng thời xác định được mối tương quan giữa trọng lượng của chất lưu, kích thước vật cản và áp suất của dòng dung dịch [8]. Năm 1961, Achong đã phát triển mô hình của Gilbert dựa trên cơ sở của bộ dữ liệu từ một giếng dầu tại mỏ Lake Maracaibo ở Venezuela [9].

Sau khi tham khảo, phân tích các phương pháp và chạy thử nhóm tác giả xây dựng mối tương quan giữa các đại lượng: lưu lượng lỏng, nhiệt độ tại đầu giếng, áp suất tại đầu giếng, kích thước choke và tỷ số khí dầu. Trên cơ sở phân tích mô hình Gilbert và dữ liệu 120 giếng khai thác của Sina Bairamzadeh cùng cộng sự [4], mô hình tương quan lưu lượng lỏng được tổng quát như phương trình 4:

$$q_l = \Psi(T, P, GLR, D_c) \quad (4)$$

Mục đích của phương pháp này tìm ra mối tương quan, đồng thời kết quả khớp lịch sử cho độ lệch sai số trung bình tuyệt đối là nhỏ nhất so với những phương pháp khác. Mô hình đề xuất của nhóm tác giả được viết như phương trình 5 trên cơ sở thông số vừa như Bảng 3 và 4:

$$q_l = \frac{T_{wh}^a \times P_{wh}^b \times D_{choke}^c}{d \times GLR^e} \quad (5)$$

Trong đó:

q_l : Lưu lượng lỏng (thùng/ngày);

T_{wh} : Nhiệt độ tại đầu giếng (°F);

P_{wh} : Áp suất tại đầu giếng (psig);

Bảng 3. Vùng dữ liệu test

Thông số	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất
WHP (psig)	103	1.120
Choke size (inch)	12	92
GLR (-)	12	30.782
Lưu lượng (STBD)	110	11.200
Độ rỗng (%)	10	40
Độ thấm (md)	1	10.000

Bảng 4. Vùng dữ liệu của đặc tính chất lưu trong vỉa

Đặc tính	Giai đoạn đầu	Hiện tại
Điểm bọt khí (psi)	1.388	1.388
Hệ số thể tích khí (CF/SCF)	0,00957	0,013
Hệ số thể tích dầu (bbl/STB)	1,21	1,39
Tỷ số khí dầu hòa tan (-)	374	324
Tỷ số khí dầu khai thác (-)	460	645
API	26,5	25,8
Độ nhớt dầu (cp)	3,2	3,07
Nhiệt độ dầu (°C)	52,2	52,2
Độ mặn (gr/l)	---	201,3
Hệ số thể tích nước thành hệ (bbl/STB)	---	1,0018
Độ nén (1/psi)	---	$3,26 \times 10^{-6}$
Độ nhớt (cp)	---	0,9538

GLR: Tỷ số khí dầu (scf/stb);

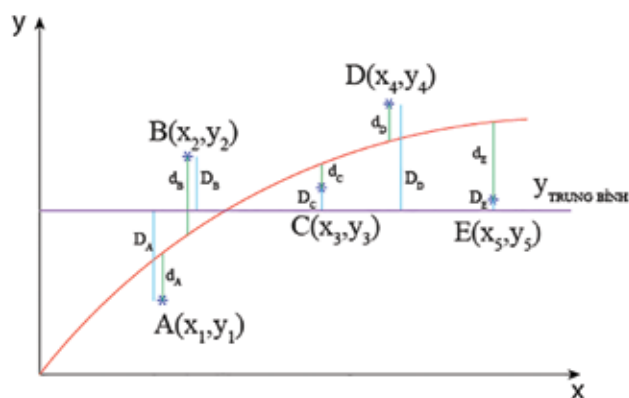
a, b, c, d và e là các hằng số: a = 0,62417; b = 0,9415; c = 1,7251; d = 7,6337; e = 0,3636 (xác định căn cứ vào thuật toán phân tích hồi quy).

Phương trình 5 được nhóm tác giả đưa ra sau khi thực hiện các phép tính toán và kiểm tra cho via cát kết và có chất lưu là pha liên tục. Các thông số chất lưu được thể hiện ở Bảng 3 - 5.

2.3. Cơ sở lựa chọn mô hình

Để lựa chọn được mô hình nào chính xác nhất, nhóm tác giả sử dụng hệ số đánh giá độ chính xác của mô hình R^2 . Giá trị R^2 được diễn giải như sau:

- Giá trị R^2 thay đổi từ 0 - 1 và không có đơn vị. Giá trị R^2 càng cao, mô hình cho kết quả càng chính xác.
- Khi $R^2 = 0$, mô hình khớp lịch sử là một đường thẳng nằm ngang và lưu lượng lỏng có giá trị bằng lưu lượng lỏng trong bình. Trong trường hợp này, lưu lượng lỏng không phụ thuộc với thời gian khai thác và không thể dự báo được giá trị của lưu lượng lỏng.
- Khi $R^2 = 1$, mô hình chính xác một cách tuyệt đối. Khi biết được thời gian dự báo có thể tính toán được lưu lượng lỏng một cách chính xác.



Hình 1. Đồ thị cho tính toán giá trị R^2

Giá trị R^2 được tính toán dựa vào phương pháp biểu diễn như Hình 1.

Tính toán các giá trị và bằng phương trình 6 và 7:

$$SE_{LINE} = d_A + d_B + d_C + d_D + d_E \quad (6)$$

$$SE_{\bar{y}} = D_A + D_B + D_C + D_D + D_E \quad (7)$$

Sau đó tính được giá trị R^2 bằng phương trình 8:

$$R^2 = 1 - \frac{SE_{LINE}}{SE_{\bar{y}}} \quad (8)$$

3. Kết quả và thảo luận

Thông qua thông số đầu vào là lịch sử khai thác, nhóm tác giả đã viết chương trình và xây dựng giao diện sử dụng để thuận lợi cho người sử dụng. Thông số đầu vào cho mô hình Arps và mô hình mới được trình bày trong Bảng 5 và 6.

Giao diện của chương trình phục vụ việc tính toán của các mô hình Arps và mô hình mới lần lượt giới thiệu như trong Hình 2 và 3.

3.1. Kết quả mô hình Arps

Đối với 3 dạng đường cong suy giảm (phương trình hàm mũ, phương trình hàm Hyperbolic và phương trình hàm điều hòa) có các thông số đầu vào là: lưu lượng khai thác ban đầu, lưu lượng khai thác tại thời điểm cuối, thời gian khai thác và giá trị b (Bảng 1). Sau khi tiến hành nhập số liệu lịch sử khai thác (load file: như Hình 2), người sử dụng nhập số liệu như Bảng 7 để tiến hành khớp lịch sử với mô hình lựa chọn như mong muốn.

Các thông số đầu ra (giá trị cần tính toán) gồm: Giá trị lưu lượng lỏng tại cuối thời điểm dự báo (Q) và hàm lượng watercut (f) tại cuối thời điểm dự báo. Ngoài ra, để dự báo được lưu lượng lỏng và hàm lượng watercut, cần xác định được giá trị hằng số suy giảm D theo thời

Bảng 5. Thông số đầu vào cho mô hình Arps

t (ngày)	Lưu lượng lỏng (nghìn thùng/ngày)	Hàm lượng watercut	t (ngày)	Lưu lượng lỏng (nghìn thùng/ngày)	Hàm lượng watercut
1	1,47043968	0,054657	41	1,24217355	0,092768
2	2,58024786	0,001217	42	0	1
3	1,1571571	0	43	1,28620355	0,056676
...	...	...	...	...	...
403	4,18934967	0,897599	445	1,89044935	0,794995
404	3,67904129	0,875469	446	5,3152529	0,992114
405	2,56347935	0,836655	447	4,39440367	0,891024
406	3,25863933	0,764567	448	3,85942226	0,907716
407	3,12268065	0,882734	449	5,35908	0,970951
408	3,08985767	0,826225	450	3,82391419	0,907716

Bảng 6. Thông số đầu vào cho mô hình mới

t (ngày)	Áp suất đầu giếng (psi)	T (°C)	Kích thước choke (in)	Độ mở choke (%)	Thể tích dầu (Sm ³)	Thể tích khí (Sm ³)	Thể tích nước (Sm ³)	Thể tích chất lỏng (Sm ³)
1	107,362	37,939	78,935	34,2133305	631	90,439	0	631
2	99,187	60,757	70,627	33,31305815	1,166	165,720	0	1,166
3	94,601	63,047	66,049	31,52678547	1,550	221,707	0	1,550
4	89,988	64,547	61,405	29,80234816	1,249	178,064	0	1,249
5	84,777	65,724	56,148	27,98664452	1,346	192,602	0	1,346
...	...	...	...	...	...	...	...	...
397	29,395	71,677	13,453	7,081583304	240	37,455	759	999
398	28,563	61,753	12,626	6,647107214	237	37,227	756	994
399	28,057	60,883	12,115	6,374495087	237	36,908	748	984
400	27,477	68,712	11,541	6,070946669	232	36,516	744	976



Hình 2. Giao diện tính toán mô hình Arps



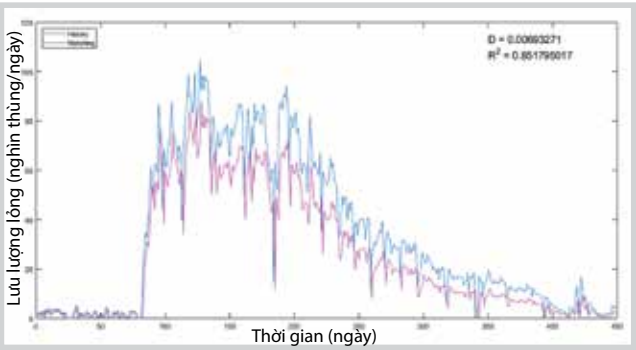
Hình 3. Giao diện tính toán mô hình mới

Bảng 7. Nhập thông số đầu vào

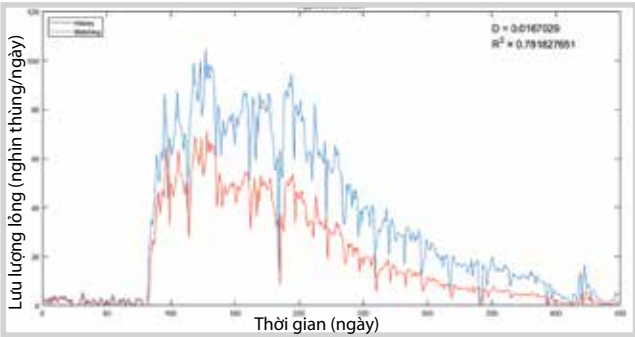
Q_0 (nghìn thùng/ngày)	Q (nghìn thùng/ngày)	t (ngày)	b
86,5733	3,82391	450	0,5

Bảng 8. Kết quả tính toán các giá trị D và R^2 của các phương pháp Arps

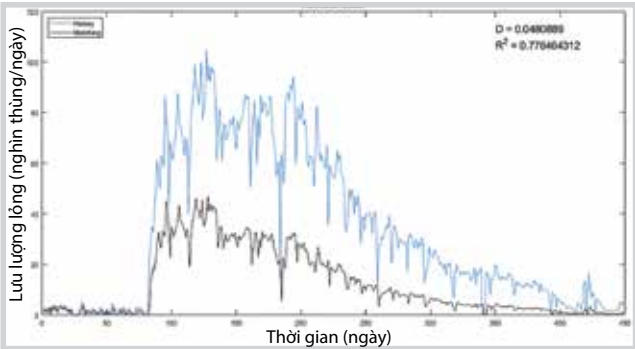
Phương pháp	D	R^2 (%)
Hàm mũ	0,00693271	85,2
Hyperbolic	0,0167029	78,2
Điều hòa	0,0480889	77,65



Hình 4. Khớp lịch sử bằng phương trình hàm mũ



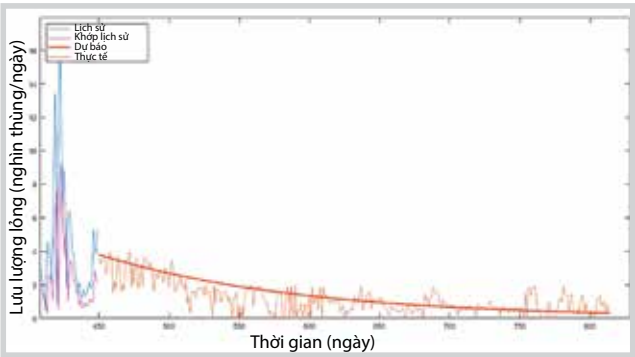
Hình 5. Khớp lịch sử bằng phương trình Hyperbolic



Hình 6. Khớp lịch sử bằng phương trình hàm điều hòa

Bảng 9. Các thông số đầu vào cho dự báo lưu lượng lỏng

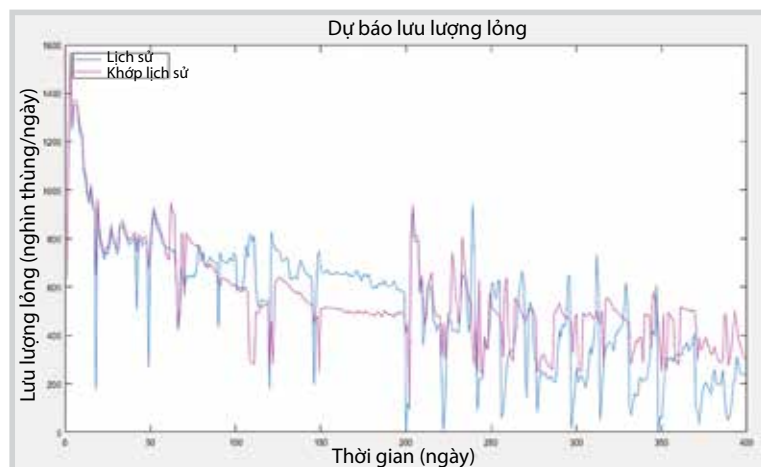
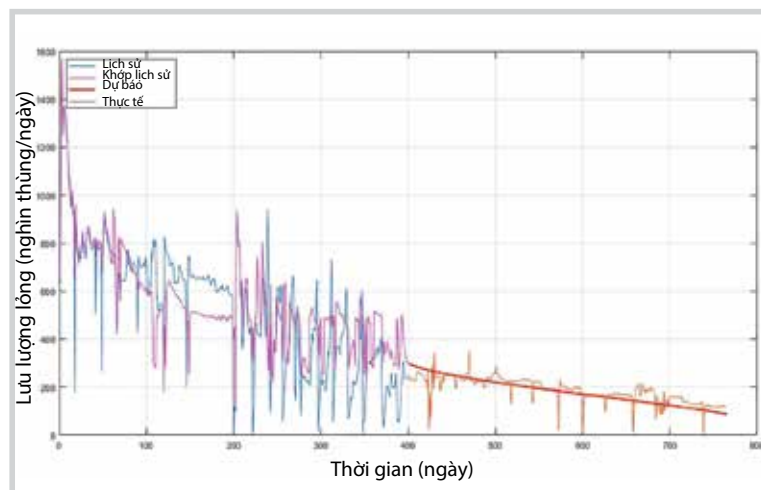
Q_0 (nghìn thùng/ngày) (lưu lượng lỏng ban đầu)	3,82391
D (hằng số suy giảm)	0,00693271
t (ngày) (thời gian dự báo)	365



Hình 7. Kết quả dự báo lưu lượng lỏng bằng phương trình hàm mũ

Bảng 10. Giá trị các thông số đầu vào cho mô hình mới

Áp suất đầu giếng (psi)	27,4767
Kích thước choke (inch)	11,5408
Độ mở của choke (%)	52,6041
Lưu lượng khí (m ³ /giờ)	36516,1
Lưu lượng lỏng (Sm ³ /giờ)	232,24
Nhiệt độ đầu giếng (F)	68,7122


Hình 8. Đồ thị khớp lịch sử lưu lượng lỏng

Hình 9. Kết quả dự báo lưu lượng khai thác bằng mô hình mới

gian, lưu lượng lỏng tại thời điểm bắt đầu dự báo và thời gian dự báo. Sau khi nhập dữ liệu cho mô hình và vẽ đồ thị lịch sử khai thác, tiến hành tính toán giá trị của hằng số suy giảm D và khớp lịch sử tương ứng cho từng dạng đường cong suy giảm: phương trình đường cong hàm mũ, phương trình đường cong hyperbol và phương trình đường cong hàm điều hòa. Kết quả khớp lịch sử như Hình 4 - 6, với các thông số tính toán như Bảng 8.

Bảng 8 cho thấy phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ cho giá trị R^2 cao nhất (0,85). Điều này chứng tỏ phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ cho độ chính xác cao nhất so với 2 phương pháp còn lại (Hyperbolic và phương trình hàm điều hòa). Vì vậy, nhóm tác giả chọn phương trình hàm mũ để tính toán và dự báo lưu lượng lỏng.

Như vậy, để dự báo lưu lượng lỏng cần lấy thông số đầu vào như đã tính toán ở phần trên và được thống kê như Bảng 9.

Tiến hành lựa chọn phần dự đoán lưu lượng lỏng trên giao diện người sử dụng như Hình 2 sẽ được kết quả như Hình 7. Kết quả dự báo cho thấy lưu lượng giảm từ 3,82391 (nghìn thùng/ngày) xuống còn 0,304475 (nghìn thùng/ngày) sau 365 ngày, tương đương giảm 92%.

3.2. Kết quả mô hình mới

Tương tự với tính toán và dự báo bằng mô hình đường cong suy giảm của Arps, nhóm tác giả cũng xây dựng phần mềm để xử lý dữ liệu. Đối với mô hình này, dữ liệu đầu vào gồm các thông số thể hiện ở Bảng 10.

Sau khi xác định được đồ thị lịch sử lưu lượng lỏng, Hình 3 minh họa công cụ phần mềm để thiết lập mô hình khớp lịch sử và dự báo lưu lượng lỏng (Hình 8). Kết quả tính toán sai số cho mô hình này là $R^2 = 0,93$, kết quả này tốt hơn nhiều so với mô hình khớp lịch sử bằng mô hình hàm mũ ($R^2 = 0,85$). Ngoài ra, kết quả dự đoán khai thác cho 365 ngày tiếp theo như Hình 9. Qua kết quả dự báo, trong thời gian 1 năm tiếp theo, lưu lượng lỏng đã suy giảm từ 232,24 (m³/giờ) xuống còn 40,1082 (m³/giờ), tương đương giảm 82,7%.

4. Kết luận

Phân tích số liệu khai thác và xây dựng mô hình dự báo lưu lượng lỏng, hàm lượng watercut là công tác quan trọng giúp dự báo sản lượng khai thác cũng như hiểu rõ hơn tình trạng giếng để vận hành hiệu quả. Công tác phân tích số liệu khai thác và dự báo yêu cầu tiến hành trên số liệu khai thác thực, ở trạng thái động, nên kết quả sẽ phản ánh chính xác hiện trạng khai thác và đặc tính vỉa thay đổi. Ngoài ra, việc phân tích số liệu dựa trên các hàm quan hệ còn dựa nhiều trên tính chủ quan của người phân tích, điều này ảnh hưởng không nhỏ đến kết quả phân tích.

Bài báo đã đưa ra kết quả dự báo lưu lượng cho các giếng theo phương pháp đường cong suy giảm của Arps và phương pháp dựa trên

mối tương quan của nhiệt độ, áp suất với kích thước van để xây dựng nên mô hình. Đây là hai phương pháp tương phản: cổ điển và hiện đại, một phương pháp dựa trên sự suy giảm của đường cong lưu lượng khai thác theo thời gian, phương pháp còn lại dựa trên sự thay đổi tương quan giữa các đại lượng.

Đối với các phương pháp của Arps thì phương trình hàm mũ phản ánh kết quả khớp lịch sử tốt hơn các phương pháp sử dụng phương trình điều hòa và hyperbolic. Kết quả dự báo sau 365 ngày khai thác cho thấy giảm 92% lưu lượng lỏng.

Phương pháp mới do nhóm tác giả đề xuất dựa trên phân tích thông số vận hành và số liệu đầy đủ của các mỏ trên thế giới cho kết quả với tính chính xác khớp lịch sử cao $R^2 = 0,93$, trong khi kết quả tốt nhất của phương pháp Arps đối với hàm mũ chỉ cho $R^2 = 0,85$. Dự báo khai thác lưu lượng lỏng sau 365 ngày khai thác chỉ ra sự suy giảm 82,7% so với thời điểm ban đầu.

Tài liệu tham khảo

1. Hedong Sun. *Advanced production decline analysis and application*. Gulf professional publishing. 2015.
2. H.Pratikno, J.A.Rushing, T.A.Blasingame. *Decline curve analysis using type curves - fractured wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 5 - 8 October, 2003.
3. L.Mattar, D.Anderson, G.Stotts. *Dynamic material balance-oil-or gas-in-place without shut-ins*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2006; 45(11): p. 7 - 10.
4. Sina Bairamzadeh, Ehsan Ghanaatpisheh. *A new choke correlation to predict liquid flow rate*. 2015; 27(1): p.271 - 274.
5. R.F.Tangren, C.H.Dodge, H.S.Seifert. *Compressibility effects in two-phase flow*. Journal of Applied Physics. 1949; 20(7): p.637 - 645.
6. W.E.Gilert. *Flowing and gas-lift well performance*. Drilling and Production Practice, New York. 1954.
7. P.B.Baxendell. *Producing wells on casing flow - An analysis of flowing pressure gradients*. Society of Petroleum Engineers. 1958.
8. N.C.J.Ros. *An analysis of critical simultaneous gas/liquid flow through a restriction and its application to flowmetering*. Applied science research. 1960; 9: p.374.
9. J.Achong. *Revised bean performance formula for lake maracaibo wells*. 1961.

DEVELOPMENT OF PRODUCTION PREDICTION MODELS FOR OIL AND GAS WELLS

Nguyen Van Hung, Le Phuc Nguyen

Petrovietnam University

Email: hungnv@pvu.edu.vn

Summary

In the field development process, it is important to analyse the liquid flow rate on the actual situation. On the basis of traditional Arps simulation models including exponential function, hyperbolic function and harmonic function, the authors propose a new model to overcome this problem (taking into account the effect of operational parameters that have not been considered in the classical model) and present the basis for selection of the most suitable model.

The simulation results show that the exponential equation reflects better historical results than the harmonic and hyperbolic equations. The new method proposed by the authors results in a high accuracy of history matching with $R^2 = 0,93$, while the best results using the Arps method for exponential function are only for $R^2 = 0,85$.

Key words: History matching, production prediction, Arps model, new model.

ĐẶC TRƯNG VẬT LÝ, THẠCH HỌC CỦA ĐÁ CHỨA PLIOCENE KHU VỰC TRUNG TÂM BỂ SÔNG HỒNG

Trần Thị Thanh Thủy¹, Nguyễn Tiến Thịnh¹, Nguyễn Thanh Tùng¹, Đỗ Quang Đối², Nguyễn Hoàng Anh¹, Nguyễn Thị Thanh Thủy¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích mẫu thạch học, mẫu lõi, FMI và minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan để làm rõ đặc trưng của đá chứa Pliocene ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng. Đó là các lớp cát kết mỏng, mịn nằm xen kẽ các lớp bột/sét kết mỏng bờ rời được hình thành trong môi trường từ thềm ngoài đến biển sâu với độ hạt từ mịn đến rất mịn, độ chọn lọc từ tốt đến rất tốt, hình dạng hạt bán góc cạnh đến bán tròn cạnh. Đá chứa Pliocene ở khu vực này được đánh giá từ khá đến rất tốt, chủ yếu là các độ rỗng nguyên sinh có độ liên thông khá đến tốt dù đôi chỗ bị lấp nhét bởi các khoáng vật tại sinh, phân lớp mỏng, độ gắn kết yếu, với độ rỗng hiệu dụng trung bình trong khoảng 20 - 30%, độ thấm từ 2 - 1.000mD.

Từ khóa: Pliocene, đá chứa, cát kết, địa vật lý giếng khoan, thạch học, bể Sông Hồng.

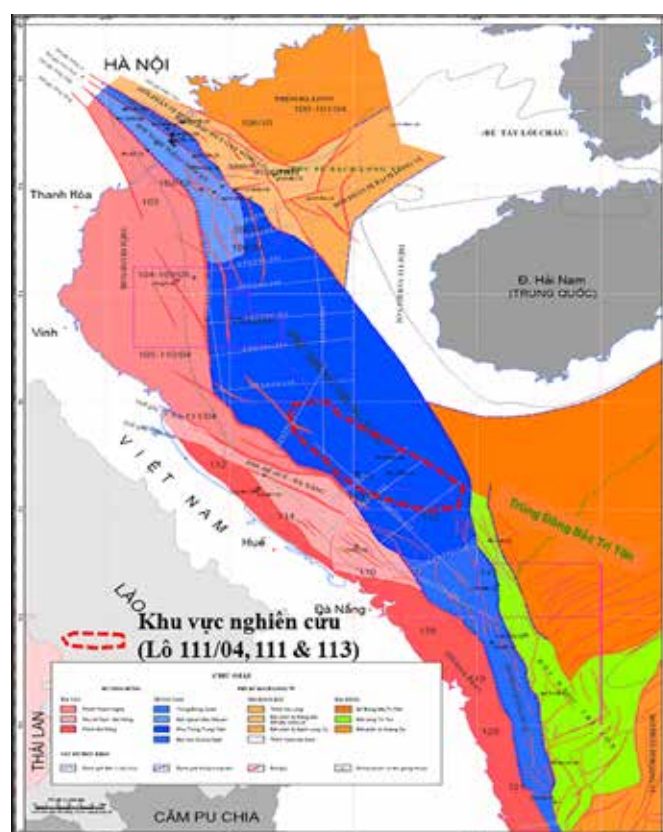
1. Giới thiệu

Bể Sông Hồng là bể trầm tích Đệ Tam nằm trong khoảng 106°9'44" - 110°0'18" kinh độ Đông, 14°0' - 21°30' vĩ độ Bắc. Phía Bắc bể độ sâu nước biển thay đổi trong khoảng 20 - 40m. Địa hình đáy biển thoải dần về phía Đông Nam và đạt chiều sâu lớn nhất tại khu vực giáp bể Phú Khánh và trũng Đông Bắc Tri Tôn. Vùng trung tâm độ sâu nước biển thay đổi trong khoảng 20 - 90m với chiều dày trầm tích ước tính đạt trên 16km. Vùng phía Nam (từ Lô 114 - 121), mực nước thay đổi từ 30 - 800m có chỗ trên 1.000m và phần phía Đông là đới phân dị Hoàng Sa [1, 2].

Khu vực nghiên cứu gồm Lô 111/04 và Lô 111 & 113 thuộc trung tâm bể trầm tích Sông Hồng (Hình 1) [1, 3]. Đặc điểm chính của khu vực này là các tầng trầm tích nghiêng thoải dần và dày lên về phía trung tâm trũng (nơi dày nhất dự báo trên 16km). Các cấu tạo thay đổi từ loại bao phủ kế thừa trên móng, hoặc các khối đứt gãy ở phía Tây đến loại cấu trúc liên quan đến diapir sét ở phụ trũng trung tâm.

Năm 2007, tại Lô 113 Liên doanh Vietgazprom đã tiến hành khoan thăm dò giếng khoan 113-A-1X tại cấu tạo X cho dòng khí 388 nghìn m³/ngày ở đối tượng

Pliocene. Năm 2009 cũng đối tượng chứa này, tại cấu tạo Y, giếng khoan 113-B-2X cho dòng khí 291 nghìn m³/ngày. Một loạt các giếng khoan khác tại cấu tạo T Lô 111/04, X Lô



Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu trên bản đồ phân vùng cấu trúc bể Sông Hồng (Bản đồ phân vùng cấu trúc, Nguyễn Thị Đậu, 2012)

Ngày nhận bài: 29/7/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 01 - 06/8/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2019.

111&113, Y và Z Lô 113 cũng cho dòng khí nhỏ hơn và các biểu hiện tương tự tại đối tượng chứa này, với tổng chiều dày các vỉa chứa dao động từ 26m ở giếng khoan 111-A-2X đến 57m ở giếng khoan 113-A-5X và mỏng hơn ở các giếng khoan 113-A-1X, 113-A-3X (Hình 2) [4, 5].

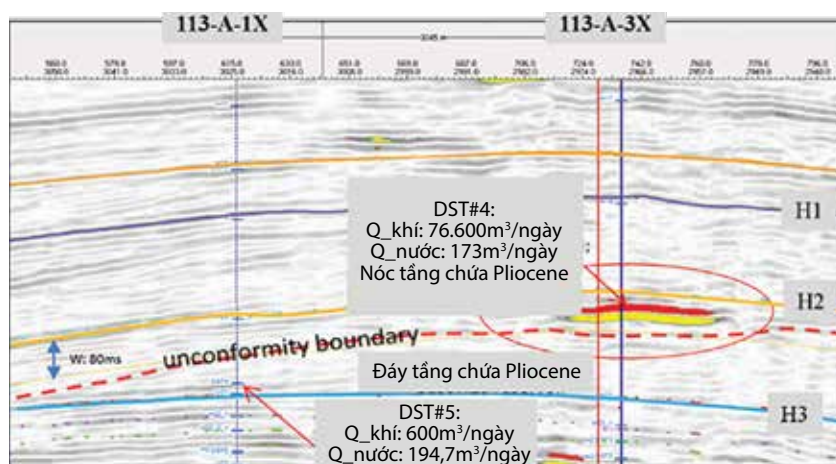
2. Đặc trưng vật lý, thạch học của đá chứa Pliocene trong khu vực nghiên cứu

2.1. Kết quả phân tích mẫu

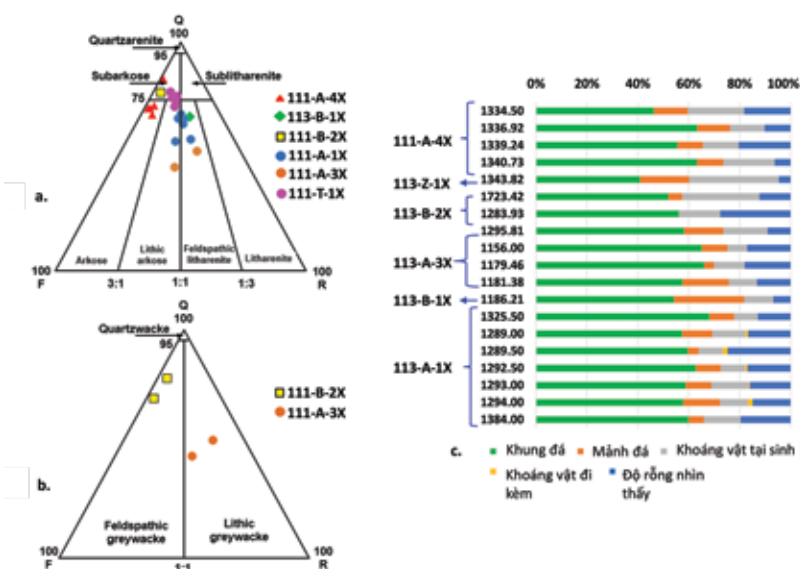
Đá chứa cát kết Pliocene gồm nhiều loại: Arkose, subarkose, lithic arkose và felspathic. Thành phần khung đá biến đổi trong dải rộng, hàm lượng thạch anh cao chiếm 57 - 83%, feldspar chiếm 12 - 27% và tỷ lệ mảnh đá từ vài % đến trên 20% (Hình 3a và b). Đặc điểm đáng chú ý là phần lớn các mẫu đá cát kết phân tích đều chứa matrix sét với tỷ lệ cao đến rất cao, dao động từ 10% đến trên 20% (Hình 3c). Sét trong đá chứa Pliocene có thành phần illite rất cao (> 50%), làm giảm độ thấm của đá chứa, kaolinite chiếm khoảng 30% có thể làm giảm độ rỗng của đá chứa, các khoáng vật sét còn lại như chlorite hoặc smectite chiếm tỷ lệ nhỏ nên không ảnh hưởng nhiều đến tính chất thấm chứa của đá (Hình 4).

Đá chứa cát kết có độ hạt từ mịn đến rất mịn, độ chọn lọc từ tốt đến rất tốt, hình dạng hạt bán góc cạnh đến bán tròn cạnh, đôi chỗ bán tròn cạnh đến tròn cạnh. Do đá đang ở giai đoạn đầu của quá trình biến đổi thứ sinh nên mức độ gắn kết từ yếu đến trung bình (tiếp xúc hạt dạng điểm, đường) giúp độ rỗng của đá được bảo toàn. Đá có độ rỗng nhìn thấy từ trung bình đến cao (4,8 - 19%) và phần lớn là các lỗ rỗng nguyên sinh; có độ liên thông khá đến tốt dù đôi chỗ bị lấp nhét bởi khoáng vật tại sinh; hạt vụn chưa bị tiếp xúc, nén ép (Hình 5 - 7).

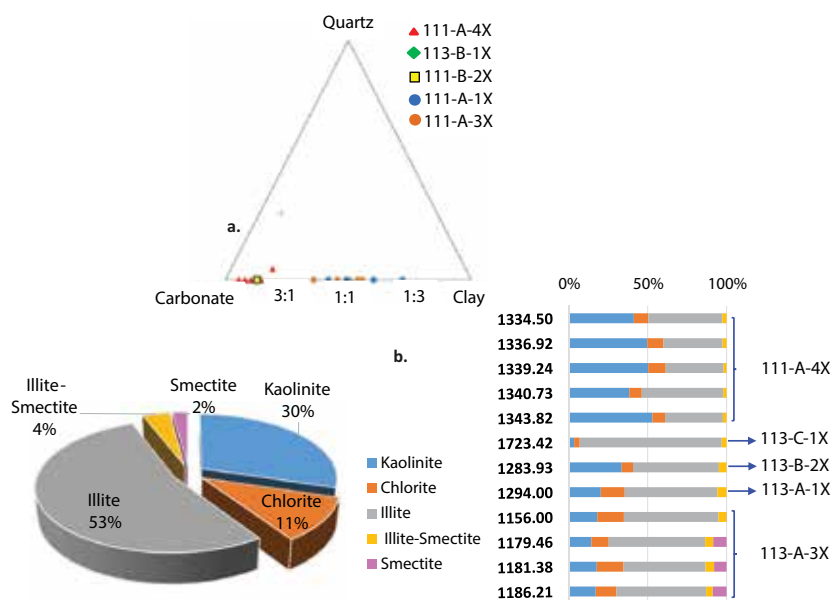
Xi măng carbonate tại khu vực



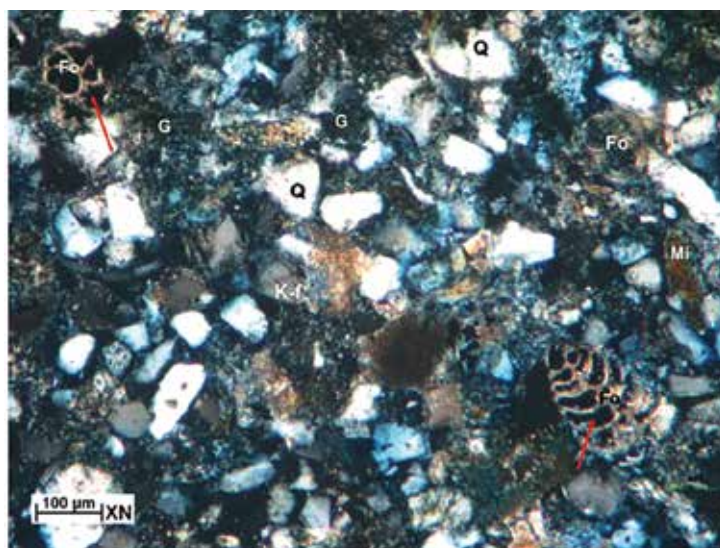
Hình 2. Các tầng chứa Pliocene trong khu vực nghiên cứu



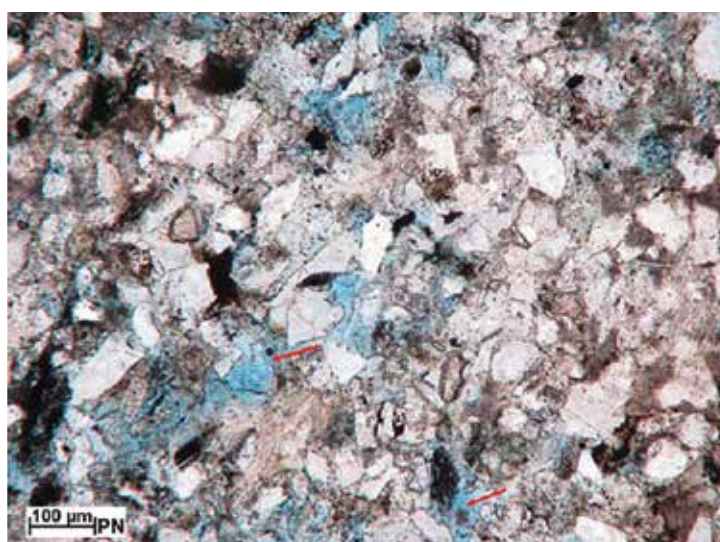
Hình 3. Thành phần (a) và phân loại đá chứa cát kết Pliocene (b) thành phần hạt mịn < 15%, (c) thành phần hạt mịn > 15% (theo L.B.Folk, 1974)



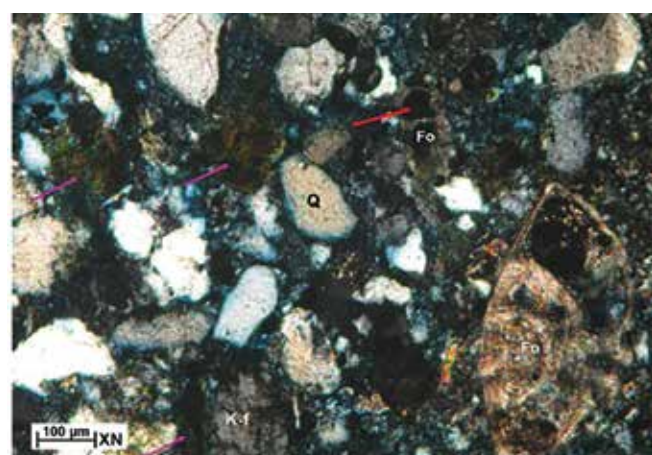
Hình 4. Phân loại xi măng (a) và thành phần khoáng vật sét của đá chứa cát kết Pliocene (b)



Hình 5. Giếng khoan 113-A-3X: Đá cát kết hạt mịn, sự có mặt của glauconite (G) khá phổ biến, hàm lượng xi măng/sét rất thấp (3%), độ rỗng nhìn thấy cao (19%)



Hình 6. Giếng khoan 113-C-1X: Đá cát kết hạt rất mịn, độ chọn lọc tốt, độ mài tròn trung bình, hình dạng bán góc cạnh đến bán tròn cạnh, độ gắn kết yếu, hạt vụn chưa bị tiếp xúc, nén ép, độ rỗng nhìn thấy cao (10,6%).

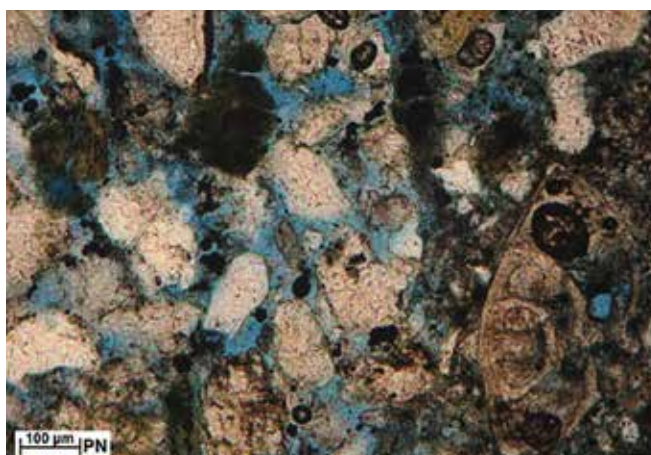


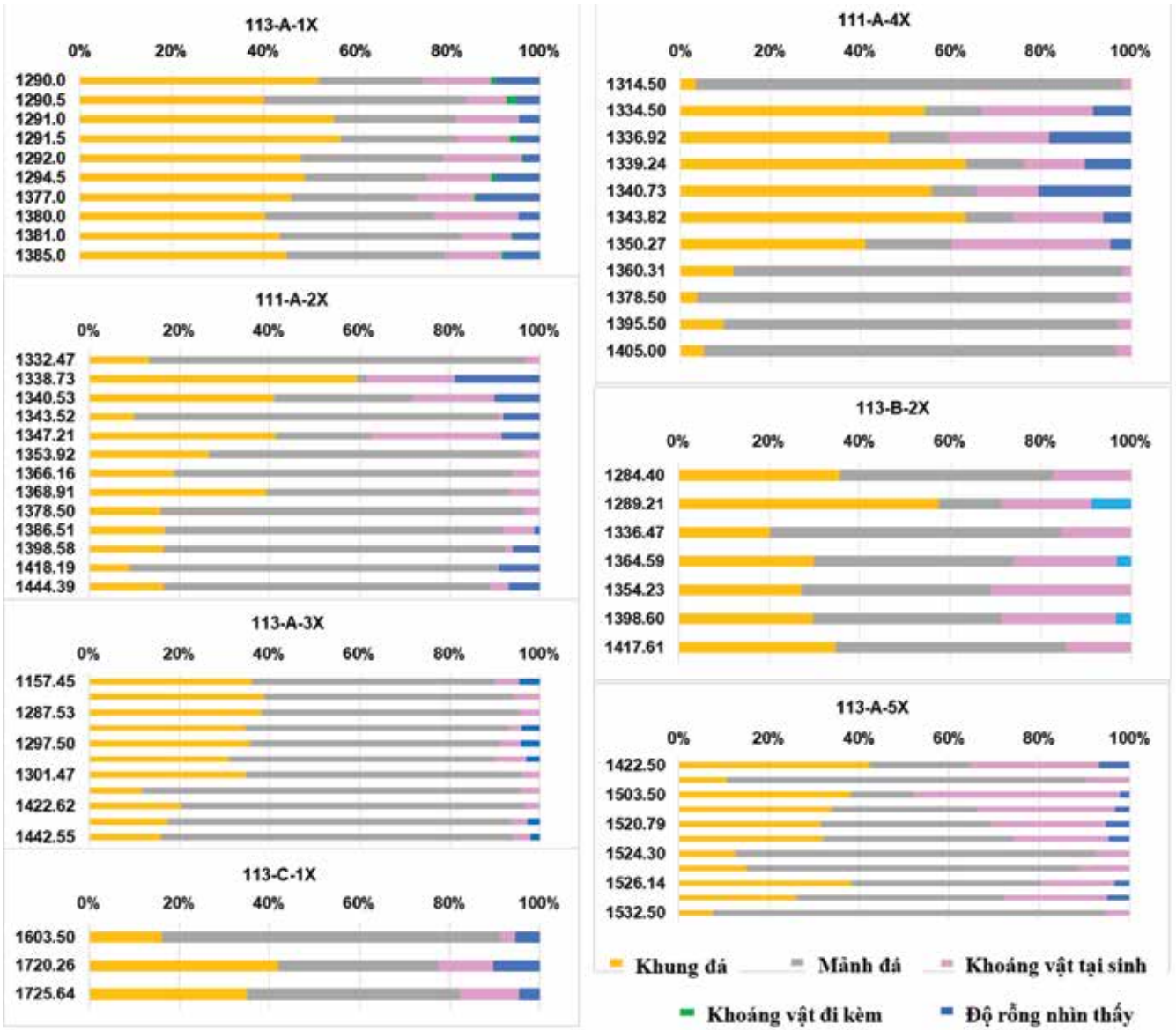
Hình 7. Giếng khoan 113-A-3X: Cát kết thạch anh (Q), hạt rất mịn, độ gắn kết yếu, độ chọn lọc khá tốt, độ rỗng nhìn thấy cao (17,2%), kênh thông nối bị giảm bởi các khoáng vật tại sinh.

ngiên cứu xuất hiện không đồng nhất, mang tính chất địa phương với hàm lượng dao động từ không xuất hiện tới 17,6% tổng thành phần đá. Sự có mặt của xi măng carbonate lấp nhét vào lỗ rỗng đã làm giảm tính chất thấm chứa của đá.

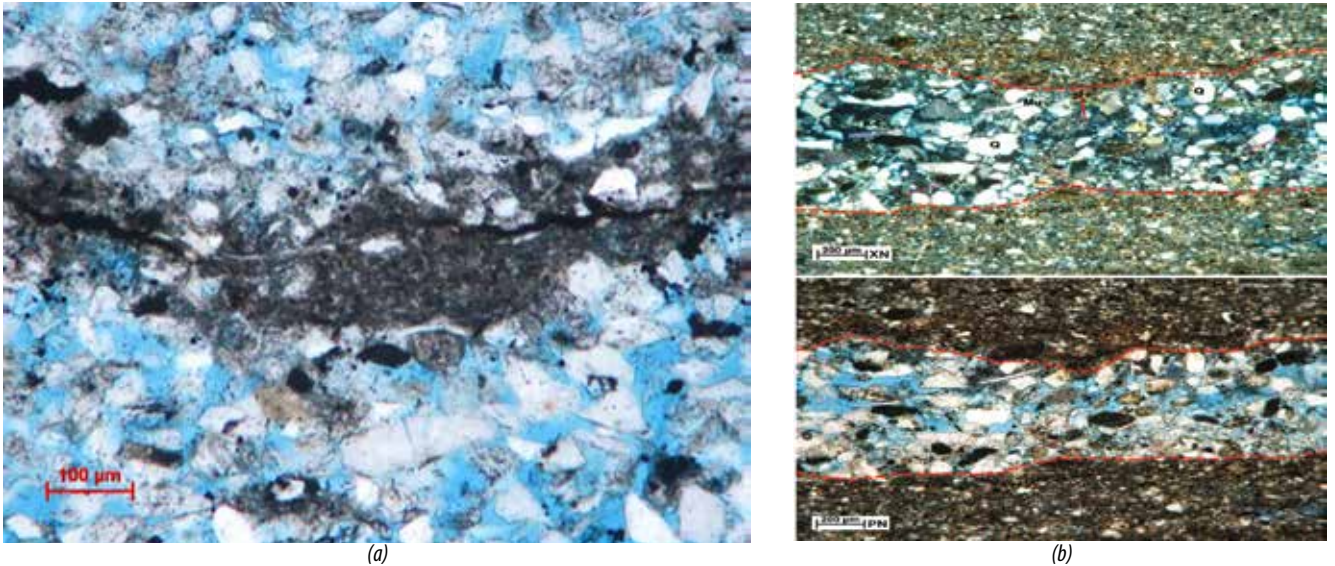
Ngoài các tập cát sạch, đá chứa Pliocene trong khu vực nghiên cứu gồm cả cát/bột kết phân lớp mỏng xen kẹp bột/sét kết bở rời, đây là đối tượng chứa dầu khí đã được khẳng định tiềm năng tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng. Đá chứa cát/bột/sét kết phân lớp mỏng có hàm lượng matrix từ dưới 10% đến 30% (Hình 8), có độ mài tròn và chọn lọc tốt. Đá cát kết có độ hạt mịn, bột kết có độ hạt thô, độ gắn kết yếu (bở rời), các hạt không tiếp xúc nhau hoặc tiếp xúc dạng điểm (Hình 9a) giúp gia tăng độ rỗng của đá mặc dù các lớp bột/sét kết mỏng xen kẹp là một trong các nguyên nhân làm giảm độ thấm của đá chứa (Hình 9b, 10a và b). Đây chính là điểm đặc trưng của đá chứa Pliocene khu vực trung tâm bể Sông Hồng. Tuy nhiên, đôi chỗ khoáng vật tại sinh chiếm hàm lượng đáng kể đã lấp nhét hoàn toàn hoặc một phần vào lỗ rỗng giữa hạt làm giảm sự liên thông của lỗ rỗng và ảnh hưởng đến độ thấm của đá (Hình 11).

Bên cạnh đó, các quá trình biến đổi thứ sinh cũng ảnh hưởng đến tính chất đá chứa Pliocene, trong đó gồm cả các quá trình làm giảm và làm tăng tính thấm chứa. Mức độ ảnh hưởng của các quá trình biến đổi thứ sinh trong đối tượng đá chứa Pliocene được thể hiện ở Hình 13. Theo đó các quá trình làm tăng và giảm chất lượng chứa kéo dài từ giai đoạn biến đổi sớm đến muộn của quá trình thành đá. Các quá trình làm giảm độ

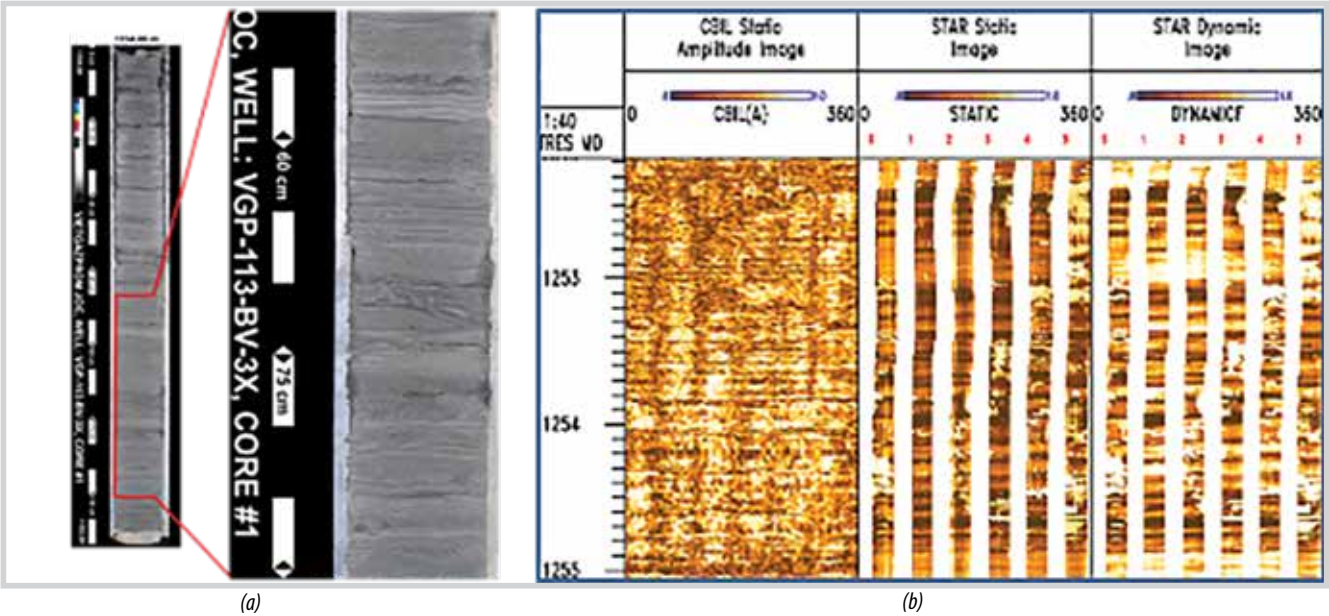




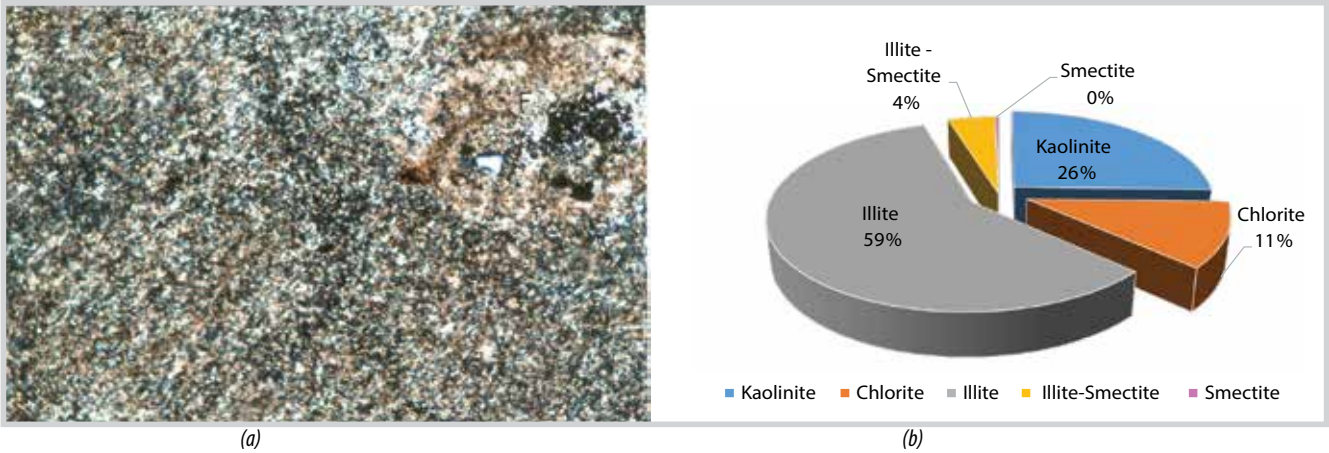
Hình 8. Thành phần thạch học của đá bột kết Pliocene



Hình 9. Giếng khoan 111-B-2X: Đá bột kết hạt thô có độ chọn lọc tốt, gắn kết yếu, độ rỗng nhìn thấy cao (18%) (a), phân lớp mỏng nằm xen kẽ giữa các lớp sét (b).



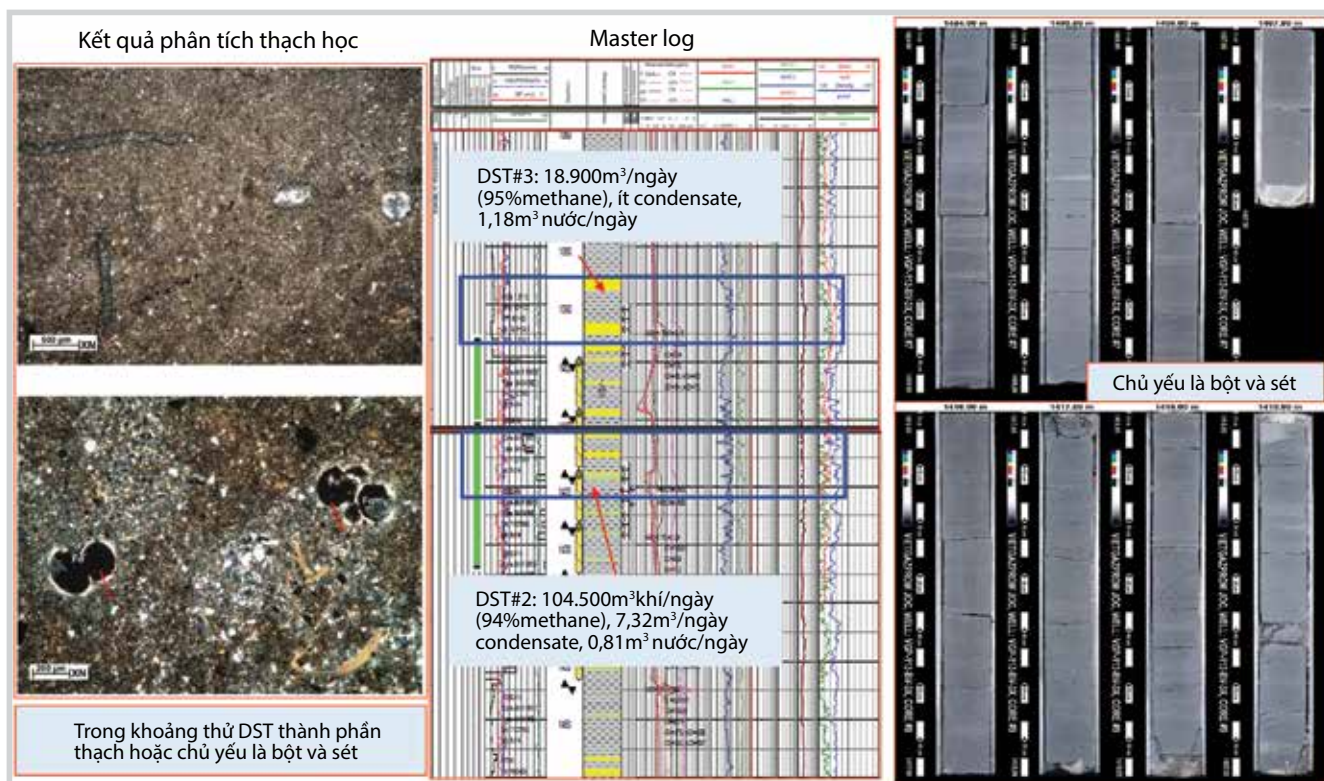
Hình 10. Đặc trưng phân lớp mỏng của đá cát/bột kết qua tài liệu mẫu thạch học (a) và tài liệu FMI (b)



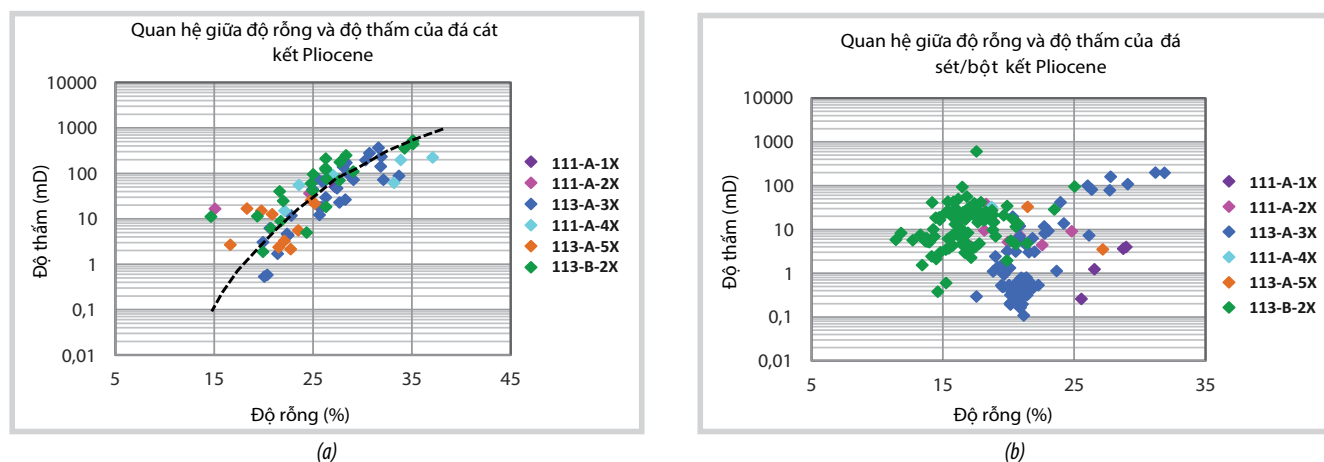
Hình 11. Giếng khoan 113-B-1X: Đá sét kết thành phần khá đồng nhất gồm chủ yếu là các khoáng vật sét, calcite và dolomite vi hạt, hóa đá (F) bảo tồn kém do các buồng và thành hóa đá bị calcite lấp đầy, đá không có độ rỗng

Các hiện tượng biến đổi chính	Giai đoạn biến đổi		Ảnh hưởng tới độ rỗng
	Katagenes sớm	Katagenes muộn	
Sét matrix lấp đầy			Giảm độ rỗng nguyên sinh
Nén kết			
Thành tạo khoáng vật tại sinh chính			
- Pyrite			
- Xi măng carbonate			
- Illite và các khoáng vật sét khác			
- Thạch anh			
Hòa tan khoáng vật kém bền vững			Tăng độ rỗng thứ sinh

Hình 12. Ảnh hưởng của quá trình biến đổi thứ sinh lên chất lượng đá chứa Pliocene



Hình 13. Đặc trưng đá chứa cát/bột/sét bờ rời Pliocene theo tài liệu mẫu thạch học và Master log ở giếng khoan 113-A-3X



Hình 14. Quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm của đá chứa cát kết (a) và bột/sét kết (b) Pliocene

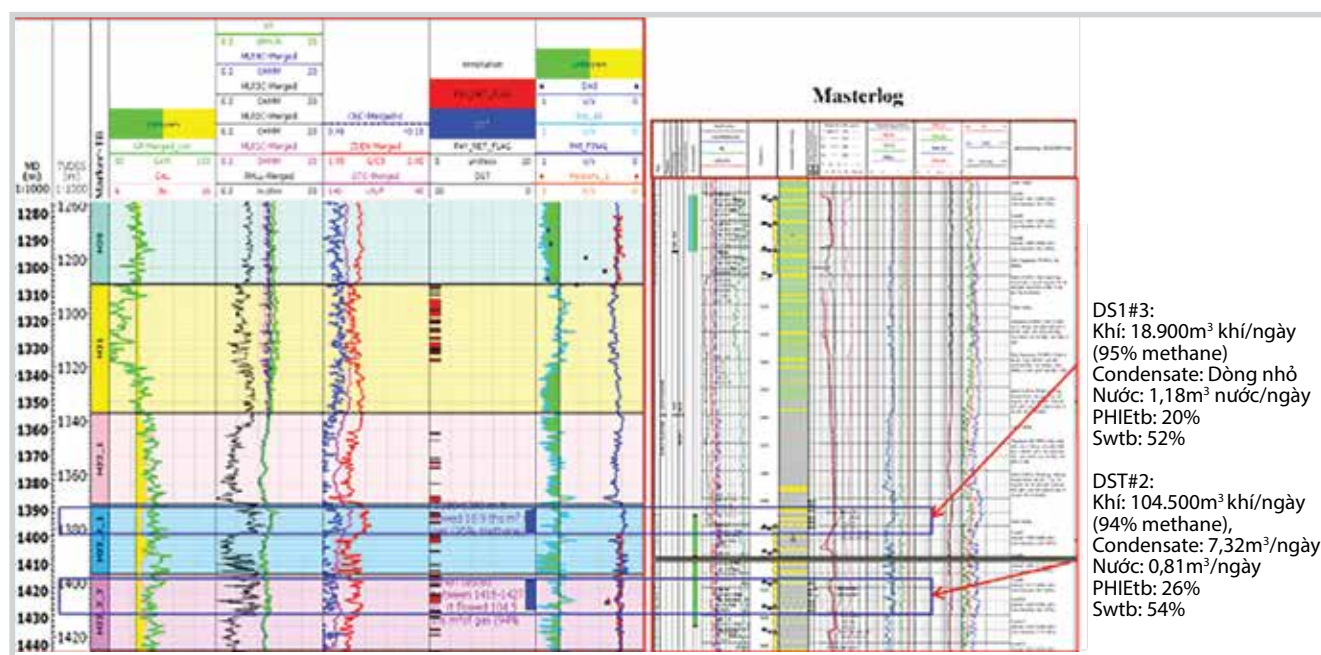
rỗng gồm có các quá trình nén ép, quá trình thành tạo khoáng vật thứ sinh như pyrite, calcite, siderite, illite và các khoáng vật sét khác... trong khi các yếu tố làm tăng độ rỗng là quá trình hòa tan các khoáng vật kém bền vững. Tuy nhiên, do trầm tích Pliocene được thành tạo ở khu vực nông với nhiệt độ và áp suất thấp nên đá chưa bị biến đổi mạnh và chịu ảnh hưởng nhiều từ các quá trình trên, vì vậy tính chất thấm chứa của đá vẫn được bảo tồn khá tốt.

2.2. Kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan

Kết hợp với các kết quả phân tích mẫu thạch học, đặc trưng vật lý của đá chứa Pliocene còn được đánh giá thông

qua tài liệu Masterlog, kết quả phân tích chỉ số rỗng - thấm từ tài liệu mẫu lõi và các thông số xác định được từ tài liệu địa vật lý giếng khoan. Thành phần thạch học khu vực trung tâm bể Sông Hồng chủ yếu là bột/sét kết bão hòa khí xen kẽ các lớp cát kết mỏng, do đó đối tượng chứa sẽ là cát kết và bột/sét kết bờ rời. Hình 13 cho thấy rất rõ đặc trưng loại đá chứa này qua tài liệu Masterlog và tài liệu thạch học với dòng khí chính trong các khoảng thử vỉa DST là từ các lớp cát/bột/sét bờ rời của thành hệ Pliocene.

Các kết quả phân tích mẫu lõi cũng cho thấy cát/bột/sét kết xen kẽ là một loại đá chứa tốt ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng. Kết quả phân tích đặc tính vật lý



Hình 15. Kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan đá chứa Pliocene, giếng khoan 113-A-3X

Bảng 1. Các thông số phân tích từ tài liệu địa vật lý giếng khoan của đá chứa Pliocene

Giếng khoan	Hệ tầng	Tổng chiều dày hệ tầng (m)	Tầng chứa			Tầng sản phẩm			
			Net (m)	NTG (v/v)	Av Phie (v/v)	Net (m)	NTG (v/v)	Av Phie (v/v)	Av Sw (v/v)
111-T-1X	Pliocene	1.441	114,9	0,08	0,18	20,0	0,01	0,12	0,68
113-A-1X	Pliocene	1.318	212,8	0,16	0,26	29,3	0,02	0,28	0,52
111-A-2X	Pliocene	385	220	0,57	0,22	19,6	0,05	0,22	0,55
113-A-3X	Pliocene	458	212	0,46	0,25	54,0	0,11	0,25	0,51
111-A4X	Pliocene	484	176	0,36	0,19	20,0	0,04	0,19	0,51
113-A-5X	Pliocene	332	166	0,50	0,26	-	-	-	-
113-B-2X	Pliocene	501	139,6	0,28	0,17	60,9	0,12	0,17	0,68

rỗng - thậm chí cho thấy, đá chứa cát kết Pliocene có độ rỗng biến đổi từ tốt đến rất tốt (khoảng 20 - 35%), độ thấm từ trung bình đến rất tốt với giá trị dao động từ 2mD đến gần 1.000mD (Hình 14a); đối với đá chứa bột/sét bờ rời Pliocene - đối tượng chưa từng bắt gặp ở các bể trầm tích chứa dầu khí khác ở Việt Nam, độ rỗng và độ thấm biến đổi từ khá đến tốt với giá trị độ rỗng trung bình dao động từ 13 - 27% và độ thấm từ 0,2 - 100mD (Hình 14b). Hình 14b cho thấy tính chất phức tạp của loại đá chứa bột/sét bờ rời này khi độ rỗng và độ thấm phân bố xâm tán, không theo quy luật như đá cát kết, nhưng lại là đối tượng chứa rất tiềm năng của khu vực nghiên cứu. Kết hợp với kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan (Hình 15 và Bảng 1) cho thấy khả năng chứa của cát/bột kết Pliocene biến đổi từ khá đến rất tốt với giá trị độ rỗng trung bình đạt từ 12 - 28%, tỷ lệ đá chứa trên tổng chiều dày hệ tầng (NTG) trung bình đạt 38%. Kết quả thử vỉa cho đối tượng đá chứa Pliocene đã đem lại những tín hiệu lạc quan ban đầu cho khu vực nghiên cứu khi lưu lượng khí của một số

giếng khoan tại khu vực trung tâm như 113-A-4X, 111-A-1X đạt từ 220.000 m³/ngày (không ra nước) đến 388.000 m³/ngày [4]. Đây chính là kết quả quan trọng để đối sánh với kết quả tính độ bão hòa nước (Sw) từ tài liệu địa vật lý giếng khoan khi đường cong điện trở bị ảnh hưởng bởi tính chất phức tạp của đá chứa Pliocene (cát/bột/sét phân lớp mỏng xen kẽ).

3. Kết luận

Thông qua tài liệu phân tích mẫu thạch học, mẫu lõi, FMI cũng như kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan, có thể rút ra một số kết luận sau:

- Đá chứa Pliocene ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng gồm 2 loại chính: (i) Cát kết với rất nhiều thành phần khác nhau (arkose, subarkose, lithic arkose và felspathic); (ii) Các vỉa cát/bột kết bờ rời rất mỏng nằm xen kẽ với các vỉa sét kết.
- Đá chứa Pliocene ở khu vực này được đánh giá từ

khá đến rất tốt với độ hạt từ mịn đến rất mịn, độ chọn lọc từ tốt đến rất tốt, hình dạng hạt bán góc cạnh đến bán tròn cạnh, chủ yếu là các độ rỗng nguyên sinh có độ liên thông khá đến tốt dù đôi chỗ bị lấp nhét bởi các khoáng vật tại sinh, phân lớp mỏng, độ gắn kết yếu, được hình thành trong môi trường thềm ngoài đến biển sâu với độ rỗng hiệu dụng trung bình trong khoảng 20 - 30%, độ thấm từ 2 - 1.000mD.

- Kết quả thử vỉa thành công ở một số giếng khoan cho thấy đá chứa Pliocene là đối tượng rất tiềm năng ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng, vì vậy cần có định hướng nghiên cứu chi tiết hơn trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác cho đối tượng này.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Dịu và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam 2014.

2. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2009, nghiên cứu đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến 2020*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

3. Nguyễn Thanh Tùng và nnk. *Tổng kết, đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015 và phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2016.

4. Vietgazprom JOC. *Hydrocarbon initial in place and reserves assessment report, Bao Vang field, Block 111/04, 112 & 113 (up to 10/2014)*. 2015.

5. Nguyễn Trung Hiếu và nnk. *Minh giải tài liệu địa chấn 2D - Dự án điều tra cơ bản khảo sát địa chấn 2D liên kết các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.

PLIOCENE RESERVOIR CHARACTERISTICS IN THE CENTRE OF SONG HONG BASIN

Tran Thi Thanh Thuy¹, Nguyen Tien Thinh¹, Nguyen Thanh Tung¹, Do Quang Doi², Nguyen Hoang Anh¹, Nguyen Thi Thanh Thuy¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Petroleum Association

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents the results of petrography and core analysis, FMI and log interpretation to define Pliocene reservoir characteristics in the centre of Song Hong basin. The reservoirs, which are fine-thin sandstone layers interbedded with unconsolidated siltstone/claystone deposited in outer-shelf to deep marine, could be defined as fine to very fine grain size, good to very good sorting, sub-angular to sub-rounded grain shape. The Pliocene reservoir quality is fair to very good, featured by thin-bedded, weak consolidated, and almost primary porosity with good connection, sometimes filled by authigenic minerals. The effective porosity and permeability range from 20 - 30% and 2 - 1,000mD, respectively.

Key words: Pliocene, reservoir, sandstone, well log, petrography, Song Hong basin.

GIẢI PHÁP TỐI ƯU GASLIFT TẠI CÁC GIÀN ĐẦU GIẾNG BỂ CỬU LONG VỚI HÀM LƯỢNG NƯỚC CAO

Nguyễn Hải An

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Khai thác thứ cấp bằng gaslift đang được áp dụng rộng rãi ở các giếng dầu vào cuối thời kỳ khai thác, đặc biệt là khu vực có hàm lượng nước cao và lẫn tạp chất cơ học. Hàm lượng nước trong chất lưu khai thác càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift dùng để bơm ép cũng giảm đi đáng kể, đồng thời cần thêm chi phí xử lý nước... ảnh hưởng nghiêm trọng đến hiệu quả kinh tế của mỏ.

Để tối đa hóa hiệu quả kinh tế của mỏ cần tính đến chi phí bơm ép khí gaslift (gồm chi phí nén khí), giá bán dầu và khí, chi phí sản xuất khác, sự mất giá của tiền và tỷ lệ lạm phát... Trong bài báo này, chỉ tiêu kinh tế dòng tiền thuần (net cash flow) của mỏ được tính toán để đạt mức tối đa, từ đó điều chỉnh các thông số quyết định trong suốt thời gian khai thác của mỏ bằng cách phân bổ lưu lượng khí bơm ép tới từng giếng khai thác.

Từ khóa: Gaslift, tối ưu hóa khai thác dầu khí, giàn đầu giếng, dòng tiền thuần, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Các mỏ dầu ở bể Cửu Long đã qua giai đoạn khai thác đỉnh và đang ở giai đoạn suy thoái sản lượng dầu khí với hàm lượng nước (WCT) trong dòng sản phẩm ở mức rất cao.

Các giếng khai thác đã và đang áp dụng khai thác thứ cấp bằng gaslift trên cơ sở sử dụng khí đồng hành làm khí nâng, được nén cao áp và cấp từ các giàn xử lý hoặc FPSO. Theo thời gian, năng lượng vỉa giảm dần đến nhu cầu dùng khí gaslift để bơm ép cho các giàn đầu giếng tăng lên đáng kể trong khi khả năng nén và cung cấp khí gaslift có hạn nên có thể dẫn đến tình trạng thiếu hụt nguồn khí gaslift trong tương lai. Hàm lượng nước trong chất lưu khai thác ngày càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift cũng giảm đi đáng kể, cần thêm chi phí xử lý nước... ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của mỏ.

Vi vậy, việc đảm bảo hiệu quả sử dụng khí gaslift cho các giàn đầu giếng ngày càng trở nên cấp thiết, đòi hỏi phải nghiên cứu, tối ưu hóa chế độ công nghệ cho từng loại giếng, lượng khí phân bổ cho các giếng trên toàn mỏ

mà vẫn đảm bảo được sản lượng khai thác dầu trong từng giai đoạn khai thác của mỏ.

Từ thực trạng của các mỏ tại bể Cửu Long hiện nay (năng lượng vỉa giảm dần với hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác ngày càng tăng, số lượng giếng có lưu lượng thấp chiếm tỷ trọng cao, chi phí khí nén để khai thác 1 đơn vị thể tích dầu tăng theo thời gian, hiệu quả khai thác thấp và tổn hại vỉa lớn...), tác giả nghiên cứu và đề xuất các giải pháp công nghệ - kỹ thuật nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác gaslift.

2. Cơ sở giải pháp tối ưu chế độ gaslift

2.1. Chế độ gaslift khai thác tối ưu từng giếng

Khi nghiên cứu động thái của các giếng đơn lẻ, khí nén bơm vào cột chất lỏng càng tăng thì lưu lượng dầu khai thác cũng tăng do tỷ trọng của chất lưu giảm. Tuy nhiên, lưu lượng chất lưu khai thác chỉ tăng đến một giá trị Q_{max} . Nếu tiếp tục tăng lưu lượng khí nén thì lưu lượng khai thác lại giảm. Mối quan hệ giữa lưu lượng giếng khai thác gaslift và khí nén được biểu diễn bởi phương trình [1]:

$$Q(V) = aV^2 + bV + c \quad (1)$$

Trong đó:

Q: Lưu lượng chất lưu khai thác;

V : Lưu lượng khí nén;

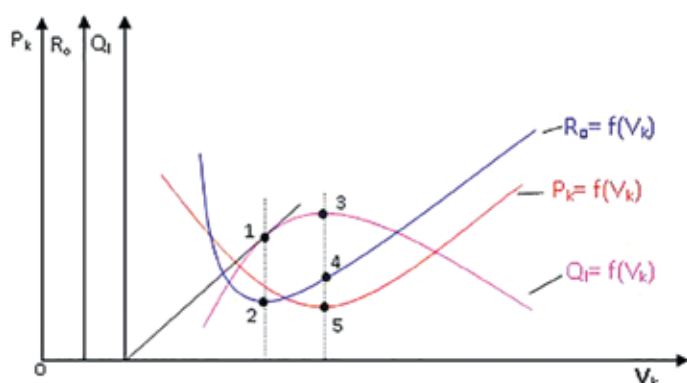
a, b, c : Các hệ số của hàm, được xác định trong quá trình tính toán và khảo sát giếng gaslift.

Vẽ đồ thị mối quan hệ của sản lượng khai thác $Q_1 = f(V_k)$, lưu lượng riêng của khí nén $R_o = f(V_k)$ và áp suất khí nén $P_k = f(V_k)$. Từ Hình 1 có thể xác định chế độ làm việc tối ưu hay tối đa lưu lượng chất lưu của giếng gaslift.

Hệ đường cong trên đồ thị cho thấy khi tăng lượng khí nén V_k , lưu lượng khai thác giếng Q_1 ban đầu tăng dần lên. Điều này được giải thích là do giảm áp suất đáy P_d (mật độ hỗn hợp chất lỏng trong ống nâng giảm), kéo theo áp suất khí nén (P_k) cũng giảm theo. Sự giảm của áp suất khí nén đến một giá trị nào đó và bắt đầu tăng trở lại (do lượng khí nén tăng mà tiết diện ống không thay đổi), do đó đường cong $P_k = f(V_k)$ phải có giá trị cực tiểu (tại điểm 5). Tại thời điểm áp suất khí nén đạt giá trị cực tiểu, khi đó chênh lệch áp suất giữa vỉa và đáy có giá trị lớn nhất, nên đường cong $Q_1 = f(V_k)$ có giá trị cực đại (tại điểm 3). Khi áp suất khí nén tăng dẫn đến sự gia tăng áp suất đáy, do đó lưu lượng khai thác giếng giảm theo.

Xác định chế độ làm việc tối ưu của giếng: Từ gốc tọa độ kẻ đường thẳng tiếp tuyến với đường cong $Q_1 = f(V_k)$. Điểm tiếp tuyến thỏa mãn Q/V là lớn nhất (điểm 1), nghĩa là tại đây chi phí lượng khí nén để khai thác một đơn vị sản phẩm là nhỏ nhất và đường cong $R_o = f(V_k)$ đạt giá trị cực tiểu tại điểm 2. Đây chính là chế độ tối ưu được xác định trên quan điểm về năng lượng.

Đối với điểm 3 với giá trị sản lượng cực đại mà giếng có thể khai thác bằng gaslift (nếu không bị giới hạn lượng khí nén), lưu lượng riêng của khí nén khi sản lượng giếng đạt cực đại (điểm 4) sẽ lớn hơn khi khai thác giếng tại chế độ tối ưu (điểm 2). Trong thực tế sản xuất, chế độ làm việc của từng giếng được lựa chọn trong khoảng từ chế độ khai thác tối ưu đến chế độ khai thác cực đại (từ điểm 1 - 3).



Hình 1. Tương quan giữa sản lượng chất lưu khai thác và lưu lượng khí nén

2.2. Tối ưu tổ hợp các giếng

Các giàn đầu giếng được thiết kế thiết bị công nghệ tối thiểu (tách tạm và đo lưu lượng chất lưu từ giếng, phân phối khí gaslift, bơm hóa phẩm...) và trang bị từ 4 - 8 vị trí để khoan giếng phát triển mở. Các giàn đầu giếng này chủ yếu là giếng khai thác dầu khí và được kết nối bằng đường ống thu gom sản phẩm dẫn tới trung tâm xử lý (giàn CPP hoặc FPSO).

Trung tâm xử lý sẽ đảm trách công việc: tách dầu - khí - nước; xử lý và/hoặc ổn định sản phẩm dầu khí; nén khí cung cấp lại cho các giàn đầu giếng hoặc xuất về bờ; xử lý nước đạt chuẩn trước khi xả thải. Thực tế vận hành khai thác ở giai đoạn hiện nay cho thấy độ ngập nước của các giếng đều cao hoặc rất cao (giếng khai thác tầng đá móng có WCT lên tới 80 - 90%) dẫn tới thiếu hụt lưu lượng khí nén cho gaslift và quá tải năng lực của hệ thống đường ống vận chuyển chất lưu từ giàn đầu giếng về xử lý.

Thực tế sản xuất cho thấy quá trình khai thác và vận hành thiết bị liên quan trực tiếp với nhau từ các giếng tới hệ thống thiết bị thu gom, tách pha và nén khí cao áp [2]. Bài toán trở thành việc tối đa hóa tổng lượng dầu khai thác Q_o từ n giếng trên giàn với lưu lượng từng giếng q_{oi} được lựa chọn tối ưu từ lưu lượng bơm ép khí q_{gi} . Trên cơ sở tối ưu phân bổ lưu lượng khí nâng cho từng giếng q_{gi} , Nishikiori [3] đưa ra phương trình tổng quát như sau:

$$Q_o = \sum_{i=1}^n q_{oi} = f(Q_g) = f(q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gn}) \quad (2)$$

Lượng khí nén cho cả cụm giếng biểu diễn bởi véc tơ cột với n chiều:

$$Q_g = (q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gn})^T \quad (3)$$

Công việc tối ưu khai thác dầu của cụm giếng thực chất là phân bổ hợp lý lượng khí nén tới các giếng để có lưu lượng khai thác dầu cao nhất theo công thức:

$$\text{Max}(Q_o) = \text{Max}f(Q_g) \quad (4)$$

Đồng thời thỏa mãn một số điều kiện biên: lưu lượng khí nén phân bổ tới từng giếng không âm và không lớn hơn tổng lưu lượng khí nén cấp cho giàn:

$$Q_g = \sum_{i=1}^n q_{gi} \leq Q_{g\text{Pip}}; q_{gi} \geq 0 \quad (5)$$

$Q_1 \leq Q_{ip}$ lưu lượng chất lưu vận chuyển của đường ống;

$$Q_1 = Q_o + Q_w \quad (6)$$

Q_i bị hạn chế bởi công suất vận chuyển của đường ống nên để đảm bảo $\max(Q_o)$, bài toán cần bổ sung thêm việc giảm thiểu lưu lượng nước khai thác, tức là $\min(Q_w)$ hay giảm thiểu độ ngập nước min (WTC).

2.3. Hàm mục tiêu

Trong nội dung nghiên cứu này, mô hình lợi nhuận kinh tế chính là hàm mục tiêu của quá trình tối ưu hóa khai thác gaslift liên tục. Điều đó có nghĩa là các mô hình được xây dựng và tính toán sao cho hiệu quả kinh tế đạt lớn nhất.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_o \quad (7)$$

Trong đó:

t: Thời gian tính dòng tiền;

n: Tổng thời gian dự án;

r: Tỷ lệ chiết khấu;

C_t : Dòng tiền thuần tại thời gian t;

C_o : Chi phí đầu tư ban đầu của dự án.

Ở giai đoạn đầu khai thác mỏ, giếng có thể khai thác tự phun và hàm lượng nước của giếng thấp, lượng dầu khai thác tỷ lệ thuận với lợi nhuận. Tuy nhiên, sau thời gian dài khai thác, năng lượng vỉa suy giảm đáng kể nên giếng không còn khả năng tự phun. Thông thường, khi khả năng tự phun kém hiệu quả, giếng sẽ được chuyển sang dùng phương pháp khai thác nâng cơ học, dẫn đến làm tăng chi phí. Mặt khác, độ ngập nước của giếng cao, đồng nghĩa với lượng dầu thu được trên một đơn vị chất lưu khai thác được sẽ giảm, kèm theo đó là chi phí tăng lên do sự tăng chi phí của việc tách và xử lý nước đủ điều kiện xả thải.

Mô hình lợi nhuận kinh tế giúp ước lượng lợi nhuận trong một khoảng thời gian cho trước, gồm cả doanh thu và chi phí. Những mô hình này tính toán dòng tiền thuần (C_t) bằng giá trị hiện tại của dòng doanh thu PV_{rev} trừ đi giá trị hiện tại của chi phí sản xuất PV_{cost} , trong đó doanh thu PV_{rev} phản ánh giá trị thương mại của dầu khí.

PV_{cost} được tính như giá trị hiện tại của tổng lượng chi phí cần có để duy trì sự khai thác của giàn trong khoảng thời gian cho trước. Chi phí này bằng tổng chi phí sản xuất và thuế. Chi

phí sản xuất liên quan đến quá trình khai thác và bảo trì của giếng. Chi phí trả thuế được ước tính dựa trên giá trị hiện tại của dòng doanh thu và luật thuế hiện hành. Tuy nhiên, để đơn giản hóa trong tính toán, coi thuế là giá trị không đổi và chỉ xét tối ưu về doanh thu và chi phí sản xuất. Trên cơ sở đó tác giả xem xét các trường hợp tương ứng với các mức lưu lượng khí nén khác nhau cung cấp cho hệ thống.

Dòng tiền thuần trong khoảng thời gian t được tổng quát như sau:

$$C_t = PV_{rev}(t) - PV_{cost}(t) \quad (8)$$

Chi tiết:

$$C_t = \int_0^T \left[\sum_{i=1}^{N_{prod}} r_o(t) q_{o,i}(t) - \sum_{i=1}^{N_{prod}} r_{g,comp}(t) q_{g,comp,i}(t) - \sum_{i=1}^{N_{prod}} r_{w,disp}(t) q_{w,disp,i}(t) \right]$$

Trong đó: $PV_{rev}(t) = [(Lượng\ dầu\ khai\ thác \times Giá\ dầu)]t$;

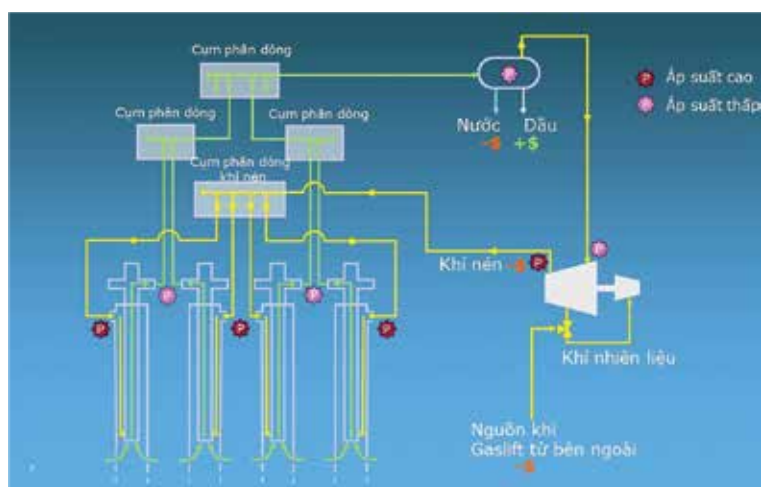
$PV_{cost}(t) = [Lượng\ khí \times Chi\ phí\ nén]t + [Lượng\ nước\ khai\ thác \times Chi\ phí\ xử\ lý\ nước]t$.

Trong khuôn khổ của nghiên cứu này, tác giả tính giá trị C_t cho khoảng thời gian 30 ngày.

$$\{C_t\}_{30} = PV_{rev}(30) - PV_{cost}(30)$$

Trong đó: $PV_{rev}(30) = [Lượng\ dầu\ khai\ thác\ trong\ 30\ ngày \times Giá\ dầu]t$

$PV_{cost}(30) = [Lượng\ khí\ nén\ trong\ 30\ ngày \times Chi\ phí\ nén] + [Lượng\ nước\ khai\ thác\ trong\ 30\ ngày \times Chi\ phí\ xử\ lý\ nước]$.



Hình 2. Sơ đồ hệ thống cho tính toán chi phí khí nén

3. Kết quả ứng dụng và thảo luận

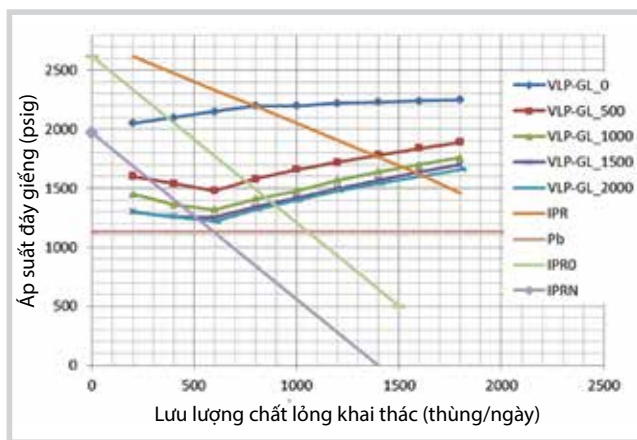
Giàn đầu giếng (giàn nhẹ) đã và đang được sử dụng rất hiệu quả trong sơ đồ thiết bị khai thác dầu khí tại các công trình ngoài khơi bể Cửu Long. Các giàn đầu giếng được kết nối tới trung tâm xử lý (giàn xử lý trung tâm hoặc FPSO) bằng các đường ống ngầm dưới đáy biển để vận chuyển dầu khí cũng như cung cấp khí nén, nước bơm ép.

Xác định chế độ công nghệ gaslift cho các giếng khai thác giàn WHP-A: Giàn đầu giếng WHP-A đang hoạt động với 5 giếng khai thác dầu khí, trong đó: 3 giếng khai thác từ tầng móng và 2 giếng từ tầng cát kết lục nguyên. Sau thời gian dài khai thác, năng lượng tự nhiên các vỉa đã suy kiệt. Số liệu khảo sát thông số khai thác các giếng cho thấy áp suất các vỉa sản phẩm dầu khí các mỏ ở bể Cửu Long đều suy giảm hoặc hàm lượng nước trong giếng tăng cao, các giếng không tự phun và chủ yếu được chuyển sang chế độ khai thác thứ cấp bằng gaslift sử dụng khí đồng hành. Lưu lượng cung cấp khí gaslift trung bình từng giếng từ 0,5 tới 2 triệu ft^3 chuẩn/ngày qua van điều tiết vào khoảng không vành xuyên và các van gaslift được lắp đặt đúng vị trí tối ưu.

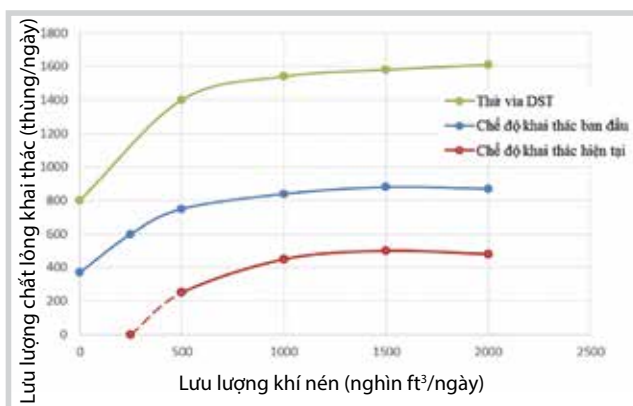
Trong thực tế sản xuất, các giếng được định kỳ khảo sát lưu lượng - áp suất chế độ khai thác ổn định thông qua xem xét hệ số khí/lỏng (gas liquid ratio - GLR). Bản chất của phương pháp khảo sát này là dựa vào việc thay đổi lưu lượng khai thác bằng cách thay đổi lượng khí nén và các thông số làm việc liên quan khác như: áp suất của khí nén, áp suất đáy và áp suất miệng giếng.

Trên cơ sở tài liệu khảo sát giếng, phân tích mối tương quan dòng chảy chất lưu từ vỉa vào giếng và lên tới miệng giếng trước khi vào hệ thống thiết bị bề mặt. Biểu đồ tương quan áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác được xây dựng cho từng giếng như trên các Hình 3 - 12. Trong đó, tại mỗi thời điểm khảo sát sẽ xây dựng được biểu đồ mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén (còn gọi là đường cong đặc tính nâng của giếng). Với nghiên cứu này, mỗi giếng đều được xây dựng họ đường cong đặc tính nâng trong 3 trường hợp: theo kết quả thử vỉa, theo chế độ khai thác ban đầu và theo chế độ khai thác hiện tại.

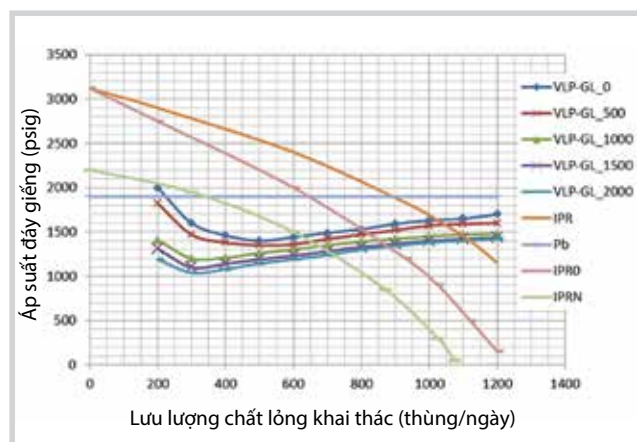
Nhận xét chung: Qua xây dựng mô hình trên cho



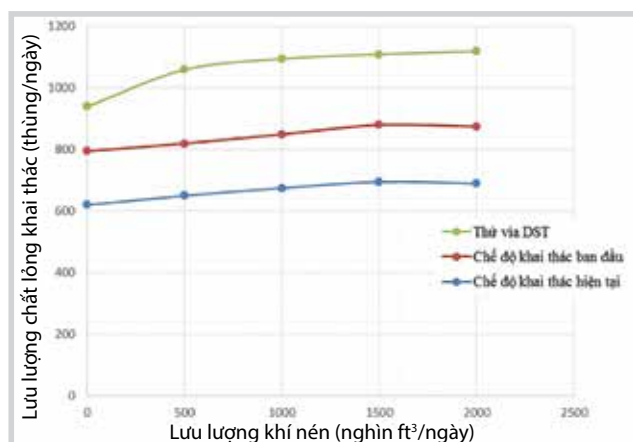
Hình 3. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng LM-Prod



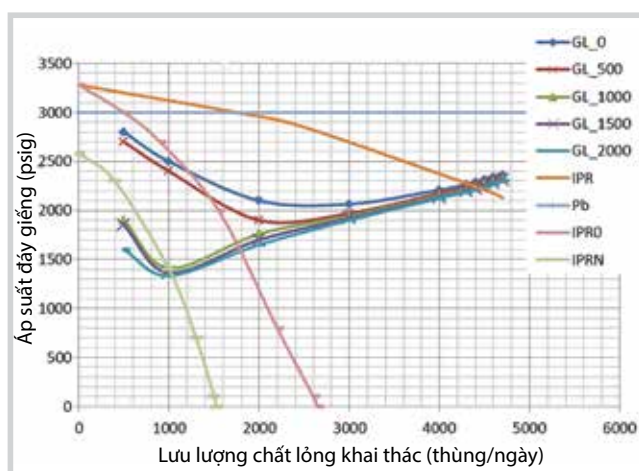
Hình 4. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng LM-Prod



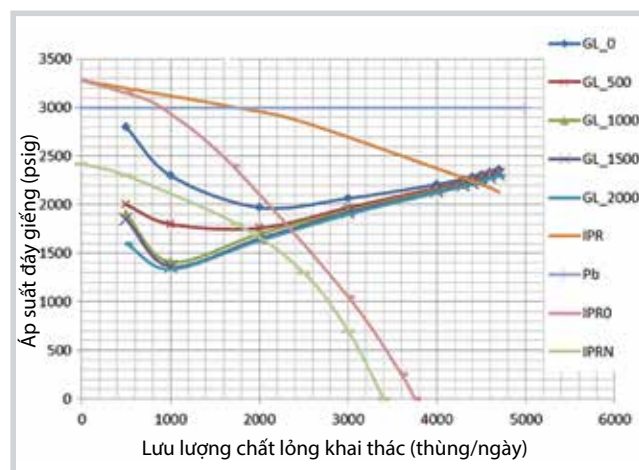
Hình 5. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng LO-Prod



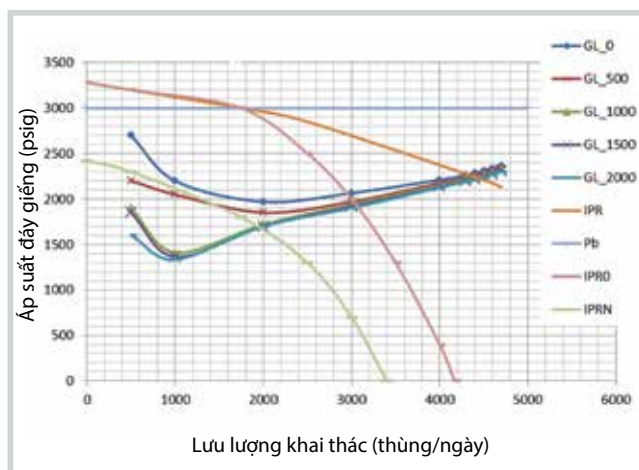
Hình 6. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng LO-Prod



Hình 7. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-01Prod

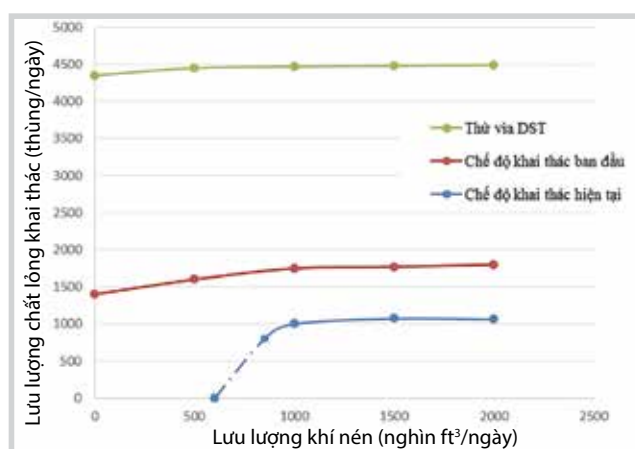


Hình 9. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-02Prod

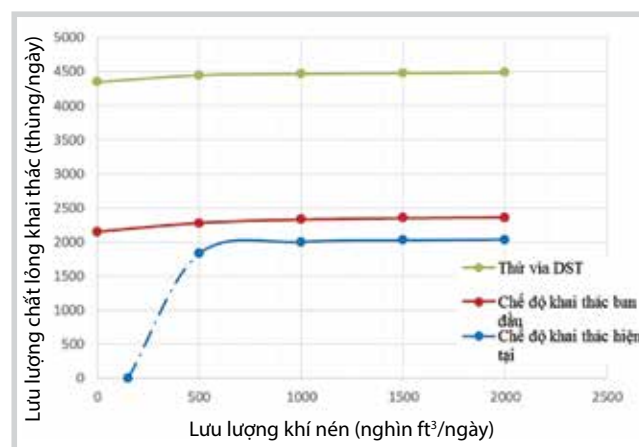


Hình 11. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-03Prod

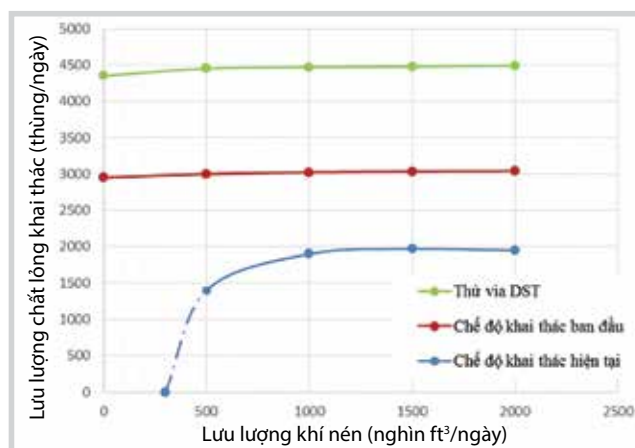
thấy tầng Oligocene dưới có năng lượng còn tương đối cao, vì thế giếng LO-Prod vẫn còn khả năng khai thác tự phun, chưa nhất thiết phải khai thác bằng gaslift. Vì vậy, chỉ cần xét với 4 giếng còn lại. Những giếng ở tầng móng có hàm lượng nước cao (WCT từ 70 - 90%) đòi hỏi phải có phương pháp tối ưu khai thác giúp đạt hiệu quả cao nhất



Hình 8. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-01Prod



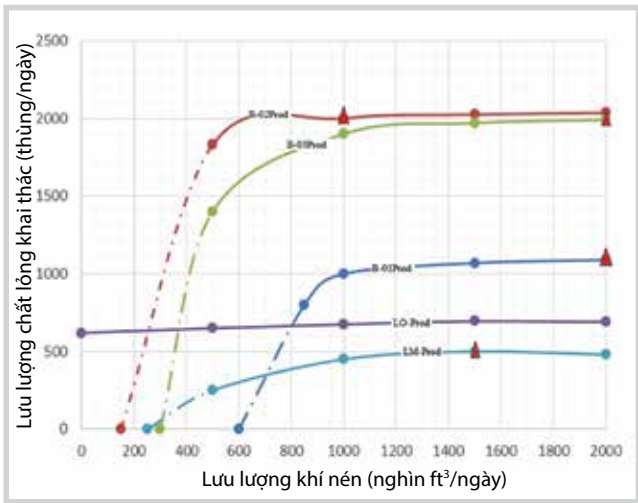
Hình 10. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-02Prod



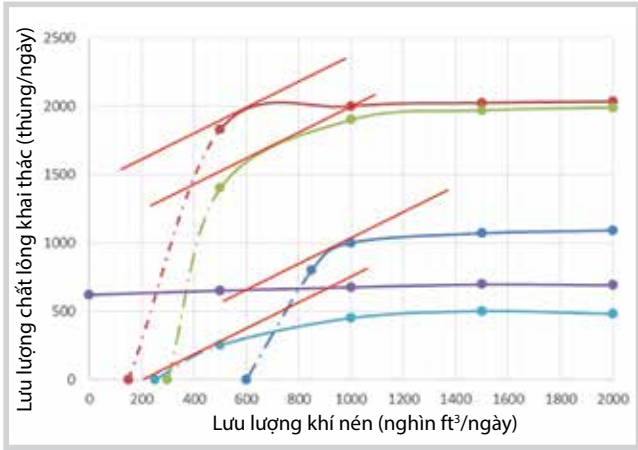
Hình 12. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-03Prod

mà không quá làm tổn hại đến vỉa khi phải khai thác lên quá nhiều nước.

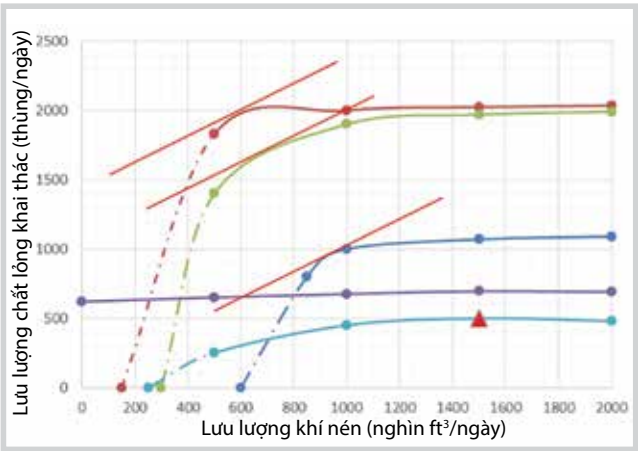
Tổng hợp các đường đặc tính năng của tất cả các giếng ở thời điểm nghiên cứu (Hình 13), qua đó lưu lượng chất lưu khai thác của từng giếng được xác định bởi lưu



Hình 13. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng khi không giới hạn lưu lượng khí nén - Trường hợp A

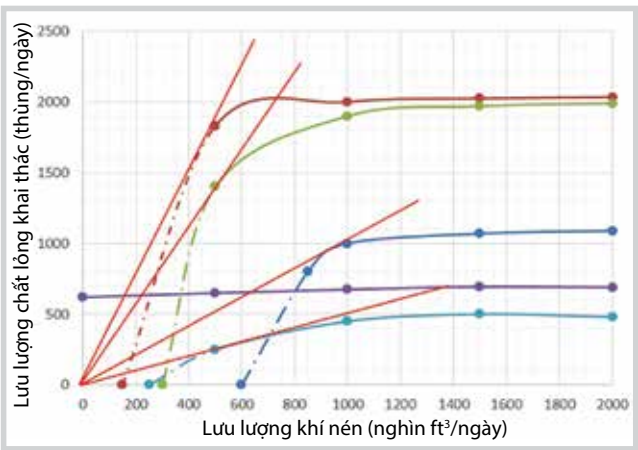


Hình 15. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu C

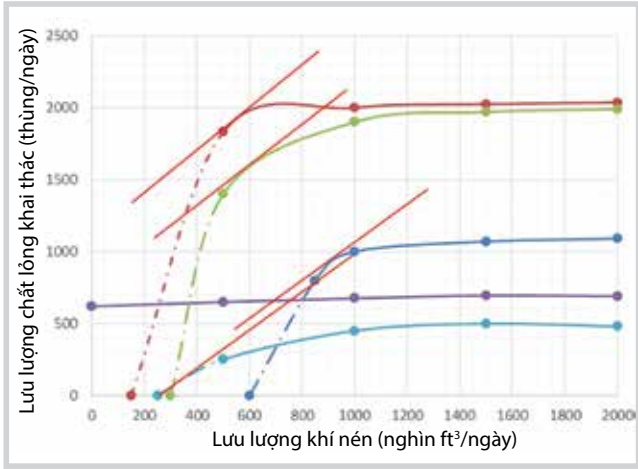


Hình 17. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu E

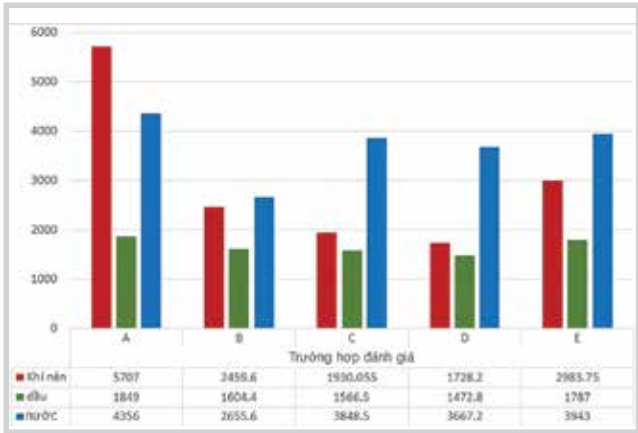
lượng khí nén được phân bổ. Trong trường hợp không bị giới hạn lưu lượng khí nén, điểm cực đại thường được sử dụng để khai thác dầu tối đa. Thực tế cho thấy khi hàm lượng nước cao dẫn tới lượng nước khai thác lớn đáng kể, có thể vượt công suất của hệ thống thu gom, vận chuyển



Hình 14. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp B



Hình 16. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu D



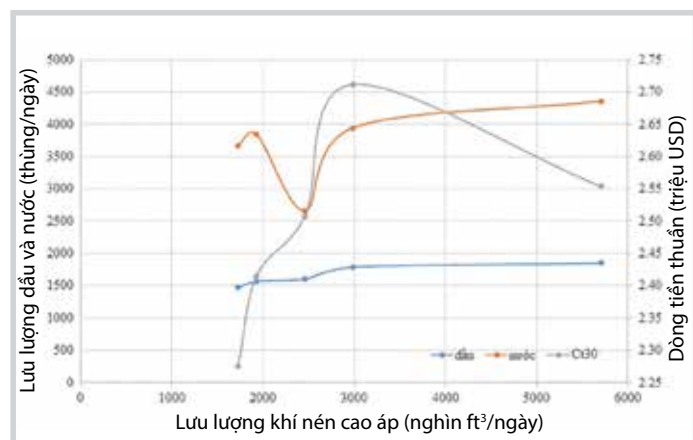
Hình 18. So sánh lượng khí nén cung cấp và lưu lượng khai thác chất lưu cho từng trường hợp

chất lưu tới FPSO.

Hình 14 - 17 biểu diễn các trường hợp đánh giá tối ưu chế độ khai thác trên cơ sở thay đổi hướng tiếp cận của tiếp tuyến của đường cong đặc tính nâng để xác định lưu lượng khí nén được phân bổ và lưu lượng chất lưu khai thác. Kết quả đánh giá thông số làm việc của giếng và

chỉ tiêu kinh tế tương ứng theo các trường hợp được thể hiện trong Bảng 1.

- + Trường hợp A: Lưu lượng khai thác cực đại;
- + Trường hợp B: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác được vẽ đi qua gốc tọa độ;
- + Trường hợp C: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau, các tiếp tuyến



Hình 19. Phụ thuộc của lưu lượng chất lưu khai thác và dòng tiền thuần theo lưu lượng khí nén

này được chọn dựa trên động thái khai thác của cụm giếng khai thác trong tầng móng;

- + Trường hợp D: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau và được chọn dựa trên động thái khai thác của giếng LM-01Prod tầng Miocene dưới;

- + Trường hợp E: Các giếng tầng móng được giữ nguyên chế độ khai thác đã được chọn ở trường hợp chế độ khai thác tối ưu C, chỉ điều chỉnh lưu lượng khí nén cấp cho giếng LM-01Prod ở tầng Miocene nên để giếng làm việc ở chế độ khai thác cực đại.

Lưu lượng dầu của trường hợp A (cơ sở) cao hơn không đáng kể so với các trường hợp khác, nhưng nước khai thác rất lớn và lượng khí nén cần cung cấp rất cao, tương đương trên 3 nghìn ft^3 để nâng được 1 thùng dầu. Trường hợp D và C có hiệu quả khai thác rất cao và phù hợp với điều kiện giới hạn lượng khí nén cung cấp cho giàn WHP-A. Trường hợp B thể hiện kết quả trung gian tối ưu theo truyền thống cho từng giếng, tức là chế độ cân bằng lượng khí nâng và chất lỏng khai thác.

Bảng 1. Đánh giá hiệu quả kinh tế các trường hợp

Các trường hợp	Giếng	B-01Prod	B-02Prod	LM-Prod	B-03Prod	OP-Prod	WHP-A	Dòng tiền thuần trong 30 ngày (USD)
A	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	2.000	1.000	1.500	2.000	0	6.500	2.553.380
	Q_l (thùng/ngày)	1.090	2.025	500	1.990	600	6.205	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	1.886	544	1.427	1.851	0	5.707	
	Q_o (thùng/ngày)	153	608	350	199	540	1.849	
	Q_w (thùng/ngày)	937	1.418	150	1.791	60	4.356	
B	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	920	450	280	1.400	0	3.050	2.507.220
	Q_l (thùng/ngày)	960	1.650	550	500	600	4.260	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	819,2	78,75	199,15	1.362,5	0	2.459,6	
	Q_o (thùng/ngày)	134,4	495	385	50	540	1.604,4	
	Q_w (thùng/ngày)	825,6	1.155	165	450	60	2.655,6	
C	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	930	600	400	700	0	2.630	2.415.085
	Q_l (thùng/ngày)	950	1.980	185	1700	600	5.415	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	830,25	154,5	372,81	572,5		1.930,06	
	Q_o (thùng/ngày)	133	594	129,5	170	540	1.566,5	
	Q_w (thùng/ngày)	817	1.386	55,5	1.530	60	3.848,5	
D	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	910	500	330	650	0	2.390	2.275.470
	Q_l (thùng/ngày)	920	1.910	100	1.610	600	5.140	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	813,4	70,25	315,3	529,25	0	1.728,2	
	Q_o (thùng/ngày)	128,8	573	70	161	540	1.472,8	
	Q_w (thùng/ngày)	791,2	1.337	30	1.449	60	3.667,2	
E	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	930	600	1500	700	0	3730	2.711.483
	Q_l (thùng/ngày)	950	1980	500	1700	600	5730	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	830,25	154,5	1426,5	572,5	0	2983,75	
	Q_o (thùng/ngày)	133	594	350	170	540	1787	
	Q_w (thùng/ngày)	817	1386	150	1530	60	3943	

Kết quả đánh giá còn cho thấy mức độ ảnh hưởng của lượng khí cung cấp cho giàn, có thể làm giảm tới 20% lưu lượng dầu (1473 thùng/ngày so với 1849 thùng/ngày) nếu lượng khí bị hạn chế dưới 2 triệu ft³/ngày.

Chỉ tiêu kinh tế (tổng dòng tiền thuần trong khoảng thời gian 30 ngày) đã được tính toán cùng với các thông số kỹ thuật tương ứng với từng trường hợp đánh giá (các chỉ số giá dầu và chi phí đều được lấy bằng nhau trong mọi trường hợp; do không ảnh hưởng đến xu hướng kết quả nghiên cứu nên tác giả không đưa ra cụ thể). Số liệu trên Hình 19 cho thấy trường hợp E có giá trị dòng tiền thuần cao nhất mặc dù lưu lượng khai thác dầu thấp hơn 62 thùng/ngày (tương đối) so với trường hợp cơ sở. Trường hợp A và B có tổng dòng tiền thuần tương đồng nhau trong khi trường hợp A cần sử dụng gấp 2,3 lần lượng khí nén. Nén khí và xử lý nước khai thác là các khoản chi phí có ảnh hưởng lớn đến dòng tiền thuần của trường hợp A - khai thác cực đại cũng như trường hợp B.

4. Kết luận

Công nghệ gaslift được sử dụng có hiệu quả tại các mỏ dầu bể Cửu Long trong giai đoạn sản lượng khai thác suy giảm. Hiệu quả khai thác giảm mạnh do yêu cầu tăng lượng khí nén cao áp (đôi khi vượt quá công suất vận chuyển của đường ống hoặc lượng khí có thể cấp cho giàn) và chi phí xử lý nước tăng cao, dẫn đến lợi nhuận của dự án cũng bị ảnh hưởng đáng kể.

Đặc tính vỉa và chất lưu vỉa thay đổi theo điều kiện khai thác, động thái làm việc của các giếng không ổn định

và chịu ảnh hưởng lớn, đòi hỏi phải có giải pháp điều chỉnh chế độ công nghệ phù hợp theo thời gian. Giải pháp đề xuất sử dụng phương pháp đồ thị biểu diễn mối quan hệ giếng - vỉa cho cụm 5 giếng làm cơ sở phân bổ hợp lý lượng khí nén nhằm tối ưu chế độ công nghệ cho các cụm giếng khai thác ngoài khơi để mang lại giá trị lợi nhuận cao nhất.

Kết quả phân tích cho thấy các thông số chế độ của giếng có thể điều chỉnh và lựa chọn thông qua việc phân bổ lượng khí nén cung cấp cho từng giếng. Thông số khảo sát của giếng khai thác như hàm lượng nước, hệ số khí - dầu, áp suất miệng giếng... liên tục được cập nhật sẽ cho phép xây dựng các đường cong đặc tính nâng và dự báo sản lượng khai thác dầu, tính toán hiệu quả kinh tế do cụm giếng mang lại.

Tài liệu tham khảo

1. Cao Ngọc Lâm. *Công nghệ khai thác dầu khí*. Đại học Mở - Địa chất. 2002.
2. 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 Kỹ thuật. 2017.
3. N.Nishikiori, R.A.Redner, D.R.Doty, Z.Schmidt. *An improved method for gas lift allocation optimization*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. 8 - 11 October, 1989.

SOLUTIONS TO GAS LIFT OPTIMISATION OF OIL WELLS WITH HIGH WATER-CUT IN CUU LONG BASIN

Nguyen Hai An

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Artificial gas lift is frequently used in secondary recovery to boost the production rate of mature oil fields, especially in areas with high water-cut and suspended solids. The high water-cut of production stream may require large amount of gas for lifting a unit volume of crude. In addition, the production operation is costly because the ratios of water/oil become higher and oil production rates decline dramatically.

To maximise the economic return of oil production, it is important to take into account the cost of lift gas injection (including re-compression costs), the sale price of oil and gas, other production costs, the money discount rate and the rate of inflation. In this paper, the net cash flow of the field is maximised, then decisive parameters will be adjusted over the production life of the field by allocating the flow rate of injected gas to each production well.

Key words: Gas lift, gas lift optimisation, wellhead platform, net cash flow, Cuu Long basin.

DỰ ÁN THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ VỚI VẤN ĐỀ NHẬN DIỆN RỦI RO

Phan Ngọc Trung¹, Nguyễn Thị Thanh Lê², Hoàng Thị Phương², Nguyễn Thị Thùy Dung³, Phạm Kiều Quang², Nguyễn Thị Thu Phương², Phùng Lê Mai², Trần Thị Minh Anh², Nguyễn Ngọc Tú⁴

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

³Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

⁴Chuyên gia tư vấn độc lập

Email: lenttt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Rủi ro là thuộc tính tất yếu của hoạt động đầu tư, có thể xảy ra theo hướng tích cực hoặc tiêu cực. Nhận diện rủi ro là công việc quan trọng trong quá trình đánh giá dự án và ra quyết định đầu tư, đồng thời cần phải thường xuyên cập nhật cho mục đích quản lý đầu tư, quản lý vận hành và quản lý thay đổi trong suốt thời gian hoạt động của dự án.

Bài viết phân tích sự cần thiết/tầm quan trọng của công tác nhận diện rủi ro, cách thức triển khai đối với các dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Trên cơ sở thực tiễn hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các công ty dầu khí quốc tế, nhóm tác giả đã nhận diện rủi ro của dự án thăm dò, khai thác dầu khí (địa chất, trữ lượng, sản lượng, thương mại, thị trường, kinh tế, tài chính, môi trường đầu tư, cơ chế chính sách...), là cơ sở ban đầu để lập kế hoạch triển khai và lựa chọn các giải pháp tối ưu để đạt được mục tiêu của dự án.

Từ khóa: Rủi ro, nhận diện rủi ro, thăm dò khai thác dầu khí.

1. Mở đầu

Dự án thăm dò, khai thác dầu khí có đặc thù rủi ro rất cao do chịu sự tác động của nhiều yếu tố. Trước hết do tính chất phức tạp của dự án như có sự phân kỳ đầu tư theo giai đoạn tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng, phát triển, khai thác với số vốn đầu tư lớn, có thể lên tới hàng tỷ USD trong thời gian rất dài, khối lượng công việc lớn đòi hỏi các giải pháp tổng thể về kỹ thuật, công nghệ, kinh tế, chính trị... Đặc biệt, dự án thăm dò khai thác dầu khí đặc trưng bởi các yếu tố không chắc chắn về hệ thống dầu khí, tiềm năng trữ lượng, sản lượng, thành phần, chất lượng dầu, khí. Hơn nữa, dự án bị tác động bởi các yếu tố môi trường kinh doanh bên ngoài gồm môi trường quốc gia (tình hình kinh tế vĩ mô, chính trị, luật pháp, văn hóa, xã hội), môi trường quốc tế (địa chính trị, sự tiến bộ về công nghệ, sự phát triển của thị trường năng lượng tái tạo, thị trường và giá cả dầu khí...). Các yếu tố này liên quan chặt chẽ nên các rủi ro dự án thăm dò khai thác có tính đan xen, lan tỏa, ảnh hưởng đến một phần hoặc toàn bộ dự án tùy thuộc vào diễn biến của sự kiện rủi ro cũng như năng lực quản trị rủi ro của tổ chức. Mối tương quan giữa các

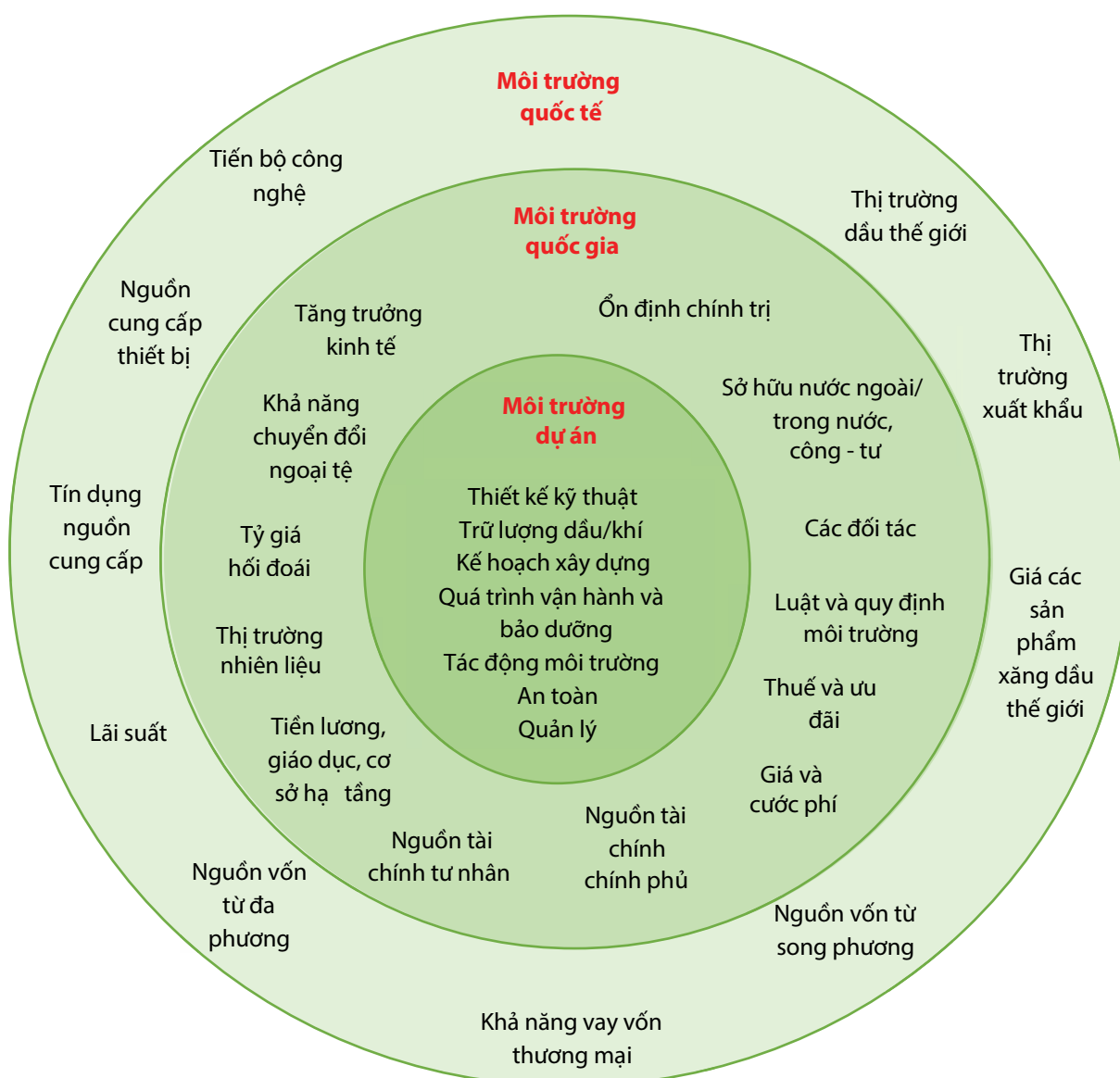
môi trường hoạt động của dự án thăm dò khai thác thể hiện trong Hình 1 [1 - 3].

Chính vì thế, để ra quyết định đầu tư và quản lý hiệu quả hoạt động đầu tư dự án thăm dò khai thác, các công ty dầu khí đều nhận thức được tầm quan trọng của công tác quản lý rủi ro. Trong đó, nhận diện rủi ro là rất quan trọng trong việc đưa ra cách hiểu/nhận thức đúng, đầy đủ và thống nhất về các rủi ro của dự án. Trên cơ sở đó tiến hành xây dựng, thiết lập được hồ sơ, danh mục rủi ro cho dự án; đánh giá mức độ tác động, xác định được các rủi ro trọng yếu, tìm ra các công cụ kiểm soát và giải pháp ứng phó phù hợp nhằm giảm thiểu thiệt hại hoặc tăng cường cơ hội gia tăng lợi ích, xây dựng kế hoạch/chương trình hành động để đạt được thành công cho dự án.

2. Quá trình nhận diện rủi ro dự án thăm dò khai thác dầu khí

2.1. Khái niệm

Nhận diện rủi ro là quá trình xác định các sự kiện rủi ro từ môi trường hoạt động bên trong và bên ngoài có thể ảnh hưởng tới mục tiêu của dự án [2, 4]. Nhận diện rủi ro đòi hỏi phải hiểu rõ và ghi nhận đúng các nhân tố có thể dẫn tới sự kiện rủi ro (thực chất là xác định bối cảnh, nguồn gốc, nguyên nhân - nguyên nhân gốc rễ, nguyên



Hình 1. Mối tương quan giữa các môi trường hoạt động của dự án [1 - 3]

nhân thứ cấp) cũng như hậu quả có thể xảy ra. Các câu hỏi chính hỗ trợ việc nhận diện rủi ro gồm:

- Điều gì có thể xảy ra? Để trả lời câu hỏi này phải rà soát từng quy trình hay hoạt động một cách hệ thống để xác định rủi ro có thể xảy ra ở mỗi giai đoạn [2, 4];
- Cách thức và nguyên nhân xảy ra rủi ro? Để trả lời câu hỏi này phải chỉ ra nguyên nhân tiềm ẩn và các tình huống hoặc mô tả về rủi ro, sự cố hoặc tai nạn [2, 4].

Quá trình nhận diện rủi ro sẽ thu thập được đầy đủ thông tin và xây dựng được danh mục các rủi ro hiện hữu của dự án [2, 6].

2.2. Cách thức thực hiện

Quá trình nhận diện rủi ro có thể sử dụng rất nhiều phương pháp/kỹ thuật (techniques) khác nhau. Việc lựa

chọn phương pháp nào là phụ thuộc vào sự phức tạp của vấn đề xem xét, mức độ sẵn có của thông tin và các điều kiện nguồn lực/năng lực thực hiện. Bảng 1 thể hiện một số phương pháp nhận diện rủi ro phổ biến.

Giải pháp hiệu quả để nhận diện rủi ro là thông qua thảo luận, làm việc nhóm không hạn chế thành phần tham gia gồm tổ dự án, bộ phận kinh doanh, bộ phận kỹ thuật, các nhà thầu... [6].

2.3. Một số vấn đề cần lưu ý

Dự án thăm dò khai thác gồm chuỗi các hoạt động kỹ thuật công nghệ phức tạp, chịu tác động của nhiều yếu tố từ môi trường dự án và môi trường kinh doanh nên việc nhận diện rủi ro không đơn giản. Việc nhận diện rủi ro cần phải được triển khai ngay khi xuất hiện ý tưởng và bắt đầu hình thành dự án. Ngay cả nếu dự án ở giai đoạn tìm kiếm,

Bảng 1. Một số phương pháp nhận diện rủi ro [2, 4 - 6]

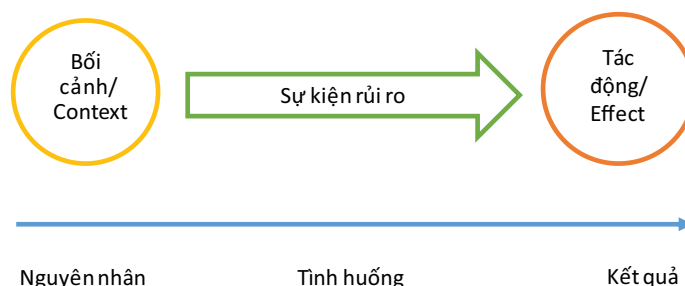
Phương pháp	Mục đích	Mô tả
Lập bảng câu hỏi/Phỏng vấn	Xác định các loại rủi ro có thể gặp phải	Lập bảng câu hỏi về loại rủi ro, mức độ tổn thất, số lần xuất hiện rủi ro trong một khoảng thời gian nhất định...
Kiểm tra danh mục rủi ro	Xác định các rủi ro có thể gặp phải	Rà soát, tham khảo danh mục về rủi ro đã được xây dựng trước đó
Phát kiến (Brainstorming)	Tập hợp/thu thập ý kiến, ý tưởng về rủi ro	Hướng dẫn cách thức chia sẻ, thảo luận ý kiến, ý tưởng để tổng hợp được danh mục rủi ro
Phương pháp Delphi	Xây dựng sự đồng thuận của các chuyên gia về các rủi ro được nhận diện	Sử dụng bảng câu hỏi để lấy ý kiến, thông tin từ các chuyên gia một cách độc lập. Tổng hợp kết quả và chuyển cho các chuyên gia khác để lấy ý kiến đồng thuận
Phân tích chuỗi giá trị	Hiểu các dòng sự kiện, nhận diện được nhiều rủi ro nhất, rủi ro trọng yếu theo từng giai đoạn hoạt động	Sơ đồ hóa, biểu đồ phát triển, mô tả vận hành theo thời gian để làm rõ phạm vi, tính chất, đặc điểm hoạt động
Phân tích sự thay đổi	Khám phá các gợi ý từ hiểm họa về các thay đổi được hoạch định và không được hoạch định	So sánh tình trạng hiện nay và trước đây
Nghiên cứu mối nguy và khả năng vận hành (HAZOP)	Xác định các hiểm họa tiềm năng	Phân tách các bộ phận hoạt động, khảo sát tương tác giữa các bộ phận, phân tích kết nối giữa các bộ phận một cách hệ thống, xác định yếu tố đầu vào, tính chất, kết quả sai lệch tiềm năng, ghi lại các nguyên nhân sai lệch

thăm dò có bất trắc thì cần xem xét rủi ro trong quá trình ra quyết định đầu tư [2, 3, 6]. Đây cũng là cơ sở để lựa chọn và triển khai các giải pháp ứng phó rủi ro trong quá trình thực hiện dự án. Việc nhận diện rủi ro phải lưu ý các vấn đề sau để đảm bảo sự thành công của quá trình, đó là:

- Muốn nhận diện rủi ro phải thiết lập mục tiêu của dự án. Rủi ro gắn liền với mục tiêu của dự án để hiểu được các tác động tới dự án. Nếu có mục tiêu thì có rủi ro, nếu không có mục tiêu thì không có rủi ro. Mỗi rủi ro được xác định đều liên quan đến một hoặc một vài mục tiêu của dự án. Hơn nữa, xác định rõ mục tiêu sẽ giúp quản lý và thực hiện dự án tập trung vào các vấn đề liên quan (cần giải quyết) [3, 4, 6].

- Rủi ro có tính đặc thù theo từng dự án bởi có sự khác nhau về loại hình/giai đoạn dự án như tìm kiếm, thăm dò trữ lượng, phát triển khai thác; khu vực hoạt động trong nước - ở nước ngoài; tính chất, phạm vi, quy mô công việc... Rủi ro có tính thời điểm, rủi ro hiện tại có thể sẽ không phải là rủi ro trong tương lai. Các rủi ro cũng có sự thay đổi về khả năng, mức độ tác động qua mỗi thời điểm, thời kỳ, mỗi giai đoạn dự án [2].

- Không phải tất cả rủi ro đều được nhận biết ngay từ đầu và có rủi ro chưa được biết sẽ xuất hiện trong tương lai. Do đó, công tác nhận diện rủi ro là quá trình thường xuyên, cập nhật trong suốt đời dự án. Đánh giá/đăng ký lại hồ sơ rủi ro dự án định kỳ hoặc trên cơ sở công việc thực tế triển khai ở bất cứ

**Hình 2.** Mối quan hệ mô tả rủi ro [2, 5, 7]

giai đoạn nào của dự án để đảm bảo rằng rủi ro tổng thể của dự án được quản lý hiệu quả và rủi ro còn lại có thể chấp nhận [2, 6].

- Việc xác định rủi ro phải được các bên liên quan thực hiện và thống nhất để có góc nhìn toàn diện về rủi ro [5, 6].

- Khi mô tả rủi ro, phải xem xét mối quan hệ nguyên nhân - kết quả. Rủi ro liên quan đến vấn đề nhận thức nên rất dễ nhầm lẫn. Ví dụ, những từ ngữ dùng mô tả rủi ro không được chọn lựa kỹ lưỡng, cẩn thận, rất có khả năng bị nhầm lẫn với nguyên nhân hoặc kết quả, dẫn đến nhận diện sai rủi ro. Thậm chí, có thể xác định nguyên nhân phía sau một rủi ro hoặc ngược lại. Để mô tả rủi ro chuẩn xác, phải mô tả được quan hệ (Hình 2).

3. Các rủi ro của dự án thăm dò khai thác dầu khí

Việc nhận diện tổng quan rủi ro dự án thăm dò khai thác đã sử dụng các phương pháp phỏng vấn chuyên gia, kiểm tra danh mục rủi ro, phân tích chuỗi giá trị, cụ thể như sau:

Phỏng vấn, tham vấn các chuyên gia quốc tế và trong nước có am hiểu sâu sắc về đặc thù và thực tiễn hoạt động của chuỗi giá trị thượng nguồn dầu khí, nhiều năm kinh nghiệm trong

việc hình thành, phát triển và quản lý các dự án thăm dò khai thác tại Việt Nam và ở nước ngoài.

Kiểm tra danh mục rủi ro từ các tài liệu về quản lý đầu tư, quản lý dự án, quản lý rủi ro dự án đầu tư, dự án thăm dò khai thác của các công ty dầu khí trong nước và quốc tế; các tài liệu tiêu chuẩn quốc tế, văn bản pháp quy Nhà nước, quy định của doanh nghiệp về quản lý, kiểm soát rủi ro.

Đặc biệt, phương pháp chuỗi giá trị đã làm rõ tính chất, đặc điểm và phạm vi của các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác hay chính là đưa ra được bối cảnh, nguồn gốc, nguyên nhân của rủi ro. Qua đó hỗ trợ đắc lực cho việc nhận diện được nhiều rủi ro nhất, rủi ro trọng yếu

theo từng giai đoạn hoạt động. Phương pháp này cũng chỉ ra rằng có rủi ro xảy ra sẽ tác động ngay tức thì và có rủi ro tiềm ẩn xảy ra ở giai đoạn sau [8].

Kết quả của quá trình này đã tổng hợp được các rủi ro của một dự án thăm dò khai thác dầu khí nói chung (có thể còn các rủi ro khác chưa được nhận thức, cần tiếp tục cập nhật) (Bảng 2).

Trong các loại rủi ro trên, rủi ro địa chất được coi là rủi ro đặc trưng và là yếu tố quyết định đến hoạt động đầu tư thăm dò khai thác dầu khí. Bởi vì, các phương tiện và kỹ thuật khai thác hiện đại, các điều khoản tài chính hấp dẫn chỉ thực sự đáng quan tâm khi khu vực dự định đầu tư

Bảng 2. Nhận diện rủi ro dự án thăm dò khai thác [1 - 10]

TT	Bối cảnh	Nhóm rủi ro	Rủi ro cụ thể	Tác động đến mục tiêu
1	- Đặc điểm tự nhiên của sự phân bố tích tụ dầu khí. - Số lượng, chất lượng tài liệu giếng khoan, tài liệu địa chấn hạn chế. - Tính chất đa nghiệm của bài toán minh giải tài liệu địa vật lý. - Áp dụng mô hình địa chất và các phương pháp đánh giá. - Lựa chọn công nghệ và vị trí khoan giếng không phù hợp. - Các điều kiện kinh tế kỹ thuật hiện tại chưa đủ để phát triển khai thác hiệu quả.	Rủi ro địa chất Rủi ro trữ lượng	- Khả năng thành công trong việc xác định sự tồn tại, phát hiện cấu tạo và phát triển thương mại của mỏ dầu khí (tương ứng với các giai đoạn tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng). - Giếng khoan thăm dò không có phát hiện dầu khí thương mại. - Giếng thăm lượng không xác định được trữ lượng như dự kiến. - Các tham số (diện tích bể chứa, chiều dày hiệu dụng, độ thấm, độ rỗng, độ bão hòa, hệ số thể tích của thành tạo/hệ số giãn nở khí, hệ số co ngót đối với các mỏ condensate, hệ số chuyển đổi, hệ số thu hồi, tỷ trọng dầu, hàm lượng khí trong dầu khí, GRV, NTG, PHIE, CGR, GOR, API... áp suất vỉa, nhiệt độ vỉa, tính chất đá chứa và chất lưu...) được xác định còn rủi ro về độ chính xác. - Thay đổi tỷ trọng sản phẩm dầu - khí - condensate... do còn rủi ro về độ chính xác của thành phần, chất lượng sản phẩm dự kiến. - Trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi, sản lượng thay đổi so với tính toán ban đầu. - Thay đổi phương án triển khai, sơ đồ thiết kế công nghệ và chi phí phát triển nếu dự án chưa đưa vào phát triển khai thác.	- Hệ số thành công POS - Khả năng triển khai của dự án - tiếp tục hoặc phải tạm dừng/kết thúc. - Trữ lượng có thể thu hồi. - Thay đổi cơ cấu sản phẩm thương mại. - Thay đổi phương án phát triển khai thác, sơ đồ thiết kế công nghệ. - Sản lượng khai thác của mỏ/lò. - Doanh thu và hiệu quả kinh tế khi dự án đã đưa vào khai thác.
2	- Chất lượng của thông tin dữ liệu/tài liệu đầu vào cho quá trình thiết kế, lựa chọn công nghệ khoan và hoàn thiện giếng. - Năng lực tài sản trí tuệ/hệ thống tri thức/know-how/chất xám về các lĩnh vực chuyên môn. Năng lực công nghệ phần mềm, các công cụ, phương pháp hỗ trợ, khả năng vận dụng công nghệ đúng mục đích, hợp lý. Không đẩy mạnh công tác nghiên cứu và phát triển. - Sự phù hợp/hợp lý trong việc lựa chọn công nghệ, cơ chế hoạt động của giếng khoan, hệ thống thiết bị, cơ chế khai thác, lập tiến độ thực hiện. - Năng lực đội ngũ thực hiện.	Rủi ro EPC (thiết kế, công nghệ, mua sắm, xây lắp)	- Rủi ro trong việc lập quỹ giếng khoan (có thể nhiều hơn hoặc ít hơn dẫn đến thừa hoặc thiếu so với nhu cầu thực tế). - Rủi ro về quyền sở hữu/sử dụng công nghệ bản quyền hoặc công nghệ tụt hậu so với ngành công nghiệp tìm kiếm, thăm dò, khai thác. - Rủi ro trong việc không đáp ứng yêu cầu và không tối ưu vận hành của hệ thống thiết bị. - Rủi ro về tính khả thi, hiệu suất hoạt động của hệ thống thiết bị.	- Phát sinh chi phí đầu tư. - Ảnh hưởng kế hoạch và tiến độ của dự án. - Ảnh hưởng đến sản lượng khai thác. - Doanh thu và hiệu quả kinh tế khi dự án đã đưa vào khai thác.

TT	Bối cảnh	Nhóm rủi ro	Rủi ro cụ thể	Tác động đến mục tiêu
3	- Khả năng vận hành của hệ thống giàn, giếng, thiết bị... - Hệ thống cơ sở dữ liệu không đầy đủ, tin cậy. - Năng lực CSHT/hệ thống quản lý thông tin hạn chế. - Thiếu quy trình hoặc quy trình làm việc không hợp lý, đầy đủ (quy trình và hệ thống kiểm soát, quy trình quản trị thay đổi/khung hoảng). - Cơ cấu tổ chức quản lý các hoạt động của dự án (bản đồ năng lực cho các vị trí) chưa phù hợp.	Rủi ro vận hành	- Các sự cố kỹ thuật như: phun trào dầu/khí, kẹt/gây cản khoan, hư hỏng đầu nối ống chống, áp suất bất thường, dòng sản phẩm giảm, rò rỉ, thiếu hoặc hư hỏng thiết bị khai thác, cháy nổ, tai nạn lao động... làm rút ngắn, trì hoãn/gián đoạn, hủy bỏ dự án, gây thiệt hại về người và tài sản. - Rủi ro nhân sự không thực hiện đúng quy định, trình tự, yêu cầu công việc và xử lý, phản ứng với các trường hợp khẩn cấp. - Rủi ro cho quá trình phân tích và xây dựng chiến lược, chương trình công tác; chất lượng xử lý và ra quyết định thực thi kế hoạch. - Rủi ro trong tổ chức, giám sát, thực hiện, xử lý không hiệu quả đối với các hoạt động dự án. - Rủi ro ra quyết định không phản ứng kịp với trường hợp khẩn cấp.	- Ảnh hưởng đến tiến độ. - Phát sinh chi phí vận hành. - Ảnh hưởng đến sản lượng, doanh thu cũng như lợi nhuận/hiệu quả kinh tế.
4	- Diễn biến phức tạp, nguy hiểm, thiếu ổn định của thời tiết, khí hậu (bão lốc, lũ lụt, động đất, sóng thần...), thiên tai, dịch bệnh...	Rủi ro về thảm họa tự nhiên	- Làm gián đoạn hoạt động, hư hại/giảm giá trị thiết bị, tổn thất về người và tài sản. - Có khả năng trì hoãn dự án, giảm sản lượng khai thác.	- Ảnh hưởng đến tiến độ. - Phát sinh chi phí vận hành. - Ảnh hưởng đến sản lượng, doanh thu cũng như lợi nhuận.
5	- Đối tác, nhà thầu, các bên tham gia bị phá sản, thay đổi chính sách hoạt động, không tuân thủ cam kết, xung đột lợi ích...	Rủi ro các bên liên quan	- Khả năng hợp tác, hoàn thành cam kết/vi phạm hợp đồng của các đối tác, nhà thầu, đồng nhất lợi ích của các bên tham gia. - Làm gián đoạn/dừng hoạt động của dự án - Mất cơ hội kinh doanh.	- Chậm tiến độ dự án. - Tăng chi phí, vượt dự toán đầu tư ban đầu. - Thay đổi danh mục đầu tư (đầu tư vào các dự án mới).
6	- Sự khan hiếm của thị trường cung cấp vật tư nguyên vật liệu, thiếu hụt, mất lô hàng thiết bị, cạnh tranh quốc tế. - Thay đổi/tái thương thảo hợp đồng, chậm thanh toán...	Rủi ro thương mại hợp đồng	- Khả năng giao hàng đúng thời gian, đủ khối lượng, đúng yêu cầu chất lượng. - Làm gián đoạn/dừng hoạt động của dự án. - Mất cơ hội kinh doanh.	- Ảnh hưởng đến tiến độ. - Phát sinh chi phí vận hành. - Giảm doanh thu cũng như hiệu quả kinh tế.
7	- Biến động cung - cầu trên thị trường dầu khí, biến động giá bán. - Sự cạnh tranh gay gắt trên thị trường dầu khí và các sản phẩm dầu khí quốc tế. - Sự thiếu hụt nguồn mua thiết bị, biến động giá thiết bị, khách hàng, các cơ chế chính sách năng lượng... - Thay đổi cơ chế định giá.	Rủi ro thị trường	- Thay đổi nguồn nhập khẩu, đối tác cung cấp thiết bị. - Thay đổi thị trường xuất khẩu sản phẩm. - Thay đổi mục tiêu lợi nhuận. - Rủi ro về khả năng hoàn thành các hợp đồng thương mại.	- Phát sinh thêm thời gian thực hiện dự án. - Tăng chi phí vận hành và kinh doanh thương mại. - Ảnh hưởng đến doanh thu, lợi nhuận.
8	- Sự biến động của môi trường kinh tế trong nước, khu vực, toàn cầu (tăng trưởng, suy thoái, đình trệ). - Các động thái của các siêu cường ảnh hưởng đến thị trường thế giới. - Nguy cơ tan rã, tái cơ cấu các hệ thống kinh tế - tài chính, chính trị.	Rủi ro kinh tế	- Biến động nhu cầu tiêu thụ. - Rủi ro về khả năng thanh toán, khả năng duy trì/tồn tại của dự án, khả năng tiếp cận vốn vay. - Đe dọa đến sự an toàn về tài sản của dự án. - Khả năng hoàn thành các cam kết của các đối tác và khách hàng. - Giảm/mất cơ hội đầu tư.	- Ảnh hưởng đến tiến độ. - Tăng chi phí. - Thay đổi chiến lược đầu tư của công ty. - Ảnh hưởng đến doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.

TT	Bối cảnh	Nhóm rủi ro	Rủi ro cụ thể	Tác động đến mục tiêu
9	- Sự biến động của tình hình kinh tế chính trị, thay đổi chính sách tài chính tiền tệ (sự sẵn sàng của nguồn vốn, chi phí lãi vay), các thiên tai thảm họa, thời gian...	Rủi ro tài chính	Trượt giá	Ảnh hưởng tới chi phí hoạt động, doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.
	- Sự thay đổi cơ cấu hàng hóa/tiêu thụ năng lượng trong nền kinh tế, nhu cầu chi số giá tiêu dùng, cung tiền, tình hình kinh tế - chính trị trong nước và quốc tế, các chính sách vĩ mô về thuế, tài chính...		Lạm phát	Ảnh hưởng tới chi phí hoạt động, doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.
	- Chênh lệch lạm phát, chênh lệch lãi suất, thâm hụt tài khoản vãng lai, nợ công, tỷ lệ trao đổi thương mại (giá xuất/giá nhập), mức độ ổn định chính trị và hiệu quả kinh tế.		Tỷ giá hối đoái	Ảnh hưởng tới chi phí hoạt động, doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.
	- Mức cung cầu về tiền tệ/vốn trên thị trường, lạm phát, cơ chế chính sách tiền tệ của Chính phủ, rủi ro và kỳ hạn tín dụng, sự ổn định kinh tế chính trị, các thể chế, định chế tài chính trung gian, tỷ giá hối đoái, tình hình cân đối ngân sách và chính sách tài khóa của nhà nước, tình hình tài chính quốc tế.		Rủi ro lãi suất tới khả năng thu xếp, huy động nguồn vốn đầu tư	Thay đổi cơ cấu vốn, tăng chi phí hoạt động, giảm doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.
	- Các phương án phân bổ cơ cấu vốn đầu tư (vốn chủ sở hữu - vốn vay), khả năng thu xếp vốn, mức lãi suất cho vay/lợi tức kỳ vọng của cổ đông.		Lựa chọn cấu trúc vốn và khả năng thu xếp vốn	Ảnh hưởng tới chi phí hoạt động, doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án.
10	- Chiến tranh, khủng bố, xung đột biên giới, sắc tộc, xung đột vũ trang/nội chiến, đình công, bạo loạn chính trị và nổi dậy.	Rủi ro địa chính trị, chính trị - xã hội	- Các rủi ro gián đoạn hoặc ngừng hoạt động của dự án. - Ảnh hưởng đến tiến độ, tổn thất về tài sản và con người của dự án. - Dự án không thu hồi được chi phí.	- Phát sinh chi phí - Giảm doanh thu cũng như lợi nhuận. - Không đạt hiệu quả kinh tế đầu tư.
11	- Thay đổi cơ chế chính sách, đặc biệt là chính sách năng lượng. - Các thay đổi trong luật kế toán, luật thuế (tăng các loại thuế: thu nhập cá nhân, thu nhập doanh nghiệp, chuyển lợi nhuận về nước, xuất nhập khẩu...), tiền thuê mỏ, các luật điều chỉnh như luật Đầu thầu, luật Bảo vệ Môi trường, luật Đầu tư, luật Thương mại liên quan đến các hạng mục đầu tư (vấn đề thiết kế), hạng mục mua bán (thương mại). - Các vấn đề về sở hữu công - tư, sở hữu trong nước - nước ngoài; quốc hữu hóa; đơn phương hủy bỏ hoặc thay đổi giấy phép hoặc quyền của nhà thầu trong hợp đồng; các vấn đề về cấp phép/từ chối/hạn chế thăm dò, khai thác, xuất khẩu hoặc nhập khẩu; kiểm soát giá; hạn chế tỷ giá hối đoái hoặc mất giá đồng tiền/phương thức chuyển lợi nhuận về nước...	Rủi ro pháp lý/Cơ chế chính sách và quy định pháp luật	- Rủi ro dự án không được triển khai. - Khả năng triển khai và duy trì hoạt động ổn định của dự án, đáp ứng các quy định pháp luật. - Hạn chế sản lượng khai thác. - Khả năng thu hồi chi phí. - Thay đổi kế hoạch, tiến độ. - Thay đổi kế hoạch/danh mục đầu tư dự án. - Tăng chi phí khai thác/sản xuất hoặc chi phí liên quan đến thay đổi trong các thông số kỹ thuật của sản phẩm, kinh doanh nhằm đáp ứng quy định.	Ảnh hưởng tới tiến độ, chi phí đầu tư và vận hành, doanh thu và lợi nhuận/hiệu quả kinh tế dự án ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế.
12	- Tình trạng khan hiếm nguồn nhân lực có chất lượng cao làm việc trong ngành dầu khí, số lượng và chất lượng nhân lực theo yêu cầu. - Người lao động không thực hiện đúng quy định, trình tự, yêu cầu công việc	Rủi ro con người	Rủi ro chảy máu chất xám, thiếu nhân sự. Nhân sự không đáp ứng theo yêu cầu/mô tả công việc, hiệu suất, hiệu quả thấp.	- Ảnh hưởng đến tiến độ. - Phát sinh chi phí vận hành. - Ảnh hưởng đến doanh thu, lợi nhuận.

có tiềm năng dầu khí. Tùy vào mỗi giai đoạn, loại hình dự án mà các rủi ro này có thể không cùng xuất hiện và mức độ ảnh hưởng cũng khác nhau. Ví dụ, rủi ro về trữ lượng, sản lượng giảm dần theo thời gian thực hiện dự án. Do vậy, rủi ro cho từng dự án có tính động, luôn thay đổi, cần phải cập nhật thường xuyên [2]. Ngoài ra, tác động của rủi ro có tính lan tỏa, gồm tiến độ thực hiện dự án, chi phí, các cam kết về chất lượng và khối lượng công việc, trách nhiệm pháp lý, uy tín và danh tiếng, doanh thu, lợi nhuận hay chính là cơ hội thành công, hiệu quả đầu tư của dự án.

4. Kết luận

Dự án thăm dò khai thác có rất nhiều rủi ro về địa chất, trữ lượng, sản lượng, thương mại, thị trường, kinh tế, tài chính, môi trường đầu tư, cơ chế chính sách, thảm họa thiên nhiên... Các rủi ro đã được nhận diện trên cơ sở phân tích toàn bộ các giai đoạn của chuỗi giá trị thượng nguồn và chi tiết các hoạt động/công việc cụ thể, các điều kiện và nguồn lực cần thiết về công nghệ, con người, tài chính của dự án. Việc nhận diện rủi ro còn được thực hiện từ các góc độ khách quan - chủ quan, kỹ thuật - phi kỹ thuật, theo quá trình chuẩn bị đầu tư - thực hiện - vận hành khai thác dự án đầu tư, theo môi trường hoạt động (nội tại dự án - môi trường quốc gia - môi trường quốc tế), theo các yếu tố ảnh hưởng, theo đối tượng bị tác động... giúp làm rõ đặc trưng của dự án, các xu thế vận động của dự án để lập kế hoạch triển khai và lựa chọn các giải pháp tối ưu nhằm đạt được mục tiêu của dự án.

Tài liệu tham khảo

1. IHRDC. *Petroleum project economics and risk analysis*. 2015.
2. PVN-VPI. *Xây dựng quy trình đánh giá rủi ro dự án thăm dò khai thác của PVN*. 2018.
3. Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering. *Petroleum economics*. 2005.
4. International Organization Standardization. *Risk management - Principles and guidelines*. ISO 31000-2009.
5. John Berhaz. *Business environment analysis and risk management in oil and gas industry*. 2015.
6. Corporate Regulations on Enterprise Risk Management. 2017.
7. FMIT. *Quản trị rủi ro và Kiểm soát nội bộ theo chuẩn COSO*. 2018.
8. Phan Ngọc Trung, Nguyễn Thị Thanh Lê. *Tổng quan hoạt động thượng nguồn dầu khí từ cách tiếp cận phân tích chuỗi giá trị*. 2017.
9. Nguyễn Đức Huỳnh, Lê Thị Phụng. *Nhận diện các rủi ro của biến đổi khí hậu ảnh hưởng tới các hoạt động của công nghiệp dầu khí*. 2016.
10. Annual Report of ExxonMobil, Total, BP, Repsol.

RISK IDENTIFICATION IN PETROLEUM UPSTREAM PROJECTS

Phan Ngọc Trung¹, Nguyen Thi Thanh Le², Hoang Thi Phuong², Nguyen Thi Thuy Dung³, Pham Kieu Quang²
 Nguyen Thi Thu Phuong², Phung Le Mai², Tran Thi Minh Anh², Nguyen Ngoc Tu⁴

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Institute

³Petrovietnam Exploration Production Corporation

⁴Independent Consultant

Email: lentt@vpi.pvn.vn

Summary

Being an inevitable attribute of investment activities, risk can have either positive or negative impacts. Risk identification is not only an important step in the process of project assessment and decision making, but also needs to be regularly updated for investment management, operational management and change management throughout the lifecycle of the projects.

The paper presents the importance of risk identification and how it is implemented for petroleum upstream projects. Based on the actual operations of Petrovietnam and many international oil and gas companies, the authors identify risks to be faced by petroleum upstream projects (geological conditions, reserves, production output, trade, market, economics, finance, investment environment, policies and mechanism, etc.), which will be the basis for making implementation plans and selecting optimal solutions to achieve the project objectives.

Key words: Risk, risk identification, investment, petroleum exploration and production.

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐO SÂU ĐIỆN TRỞ (VES) VÀ ĐIỆN TỪ (EM) TRONG NGHIÊN CỨU CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT NÔNG PHỤC VỤ CÔNG TÁC KIỂM TRA NỀN MÓNG ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ

Doãn Ngọc San, Nguyễn Thị Hải Hà

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: sandn@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Các cấu trúc địa chất nông trước đây thường được khảo sát bằng phương pháp khoan với chi phí cao và rất khó tiến hành. Hiện nay, các phương pháp khảo sát địa vật lý mới (như địa chấn, điện một chiều, điện từ (Electromagnetic, EM), từ...) ngày càng được áp dụng rộng rãi trong công tác khảo sát địa chất công trình do có chi phí hợp lý và độ chính xác cao.

Kết quả đo đạc khảo sát địa vật lý phục vụ công tác kiểm tra nền móng và tính ổn định của đường ống dẫn khí cho thấy hệ phương pháp đo sâu điện trở dòng một chiều (VES) - điện từ (EM) giải quyết tốt các nghiên cứu cấu trúc địa chất nông và theo dõi các đường ống dẫn khí.

Từ khóa: Nền móng, điện từ, đo sâu điện trở, độ dẫn, điện trở suất, đường ống dẫn khí.

1. Giới thiệu

Khái niệm “nền móng công trình” được xác định như sau (Hình 1):

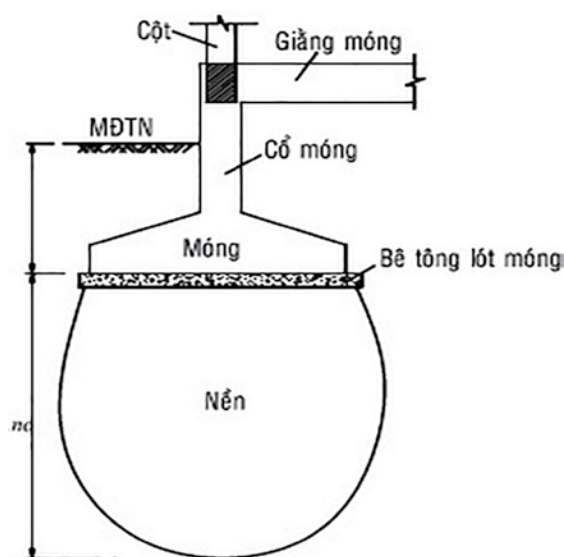
Nền công trình là chiều dày lớp đất, đá nằm dưới đáy móng, có tác dụng tiếp thu tải trọng công trình bên trên do móng truyền xuống hay có thể hiểu nền là nửa không gian phía dưới đáy móng.

Móng công trình là một bộ phận kết cấu ngay dưới của công trình, móng liên kết với kết cấu chịu lực bên trên như cột, tường... Móng có nhiệm vụ tiếp thu tải trọng từ công trình và truyền tải trọng đó phân tán xuống nền.

Để đảm bảo việc đưa ra giải pháp nền móng hợp lý nhất, cần phải có các tài liệu về khảo sát địa chất, thủy văn công trình... Khả năng ổn định và làm việc bình thường của công trình phụ thuộc vào: độ bền kết cấu của công trình, tính chất của đất đá, các hiện tượng địa chất dưới nền móng công trình. Để biết về mối quan hệ giữa đất đá, nước dưới đất và các hiện tượng địa chất với xây dựng công trình, cần nghiên cứu khảo sát nền móng hay nói cách khác là khảo sát các điều kiện về địa chất như:

- Điều kiện địa chất địa mạo;
- Điều kiện cấu trúc địa chất;
- Điều kiện các tác dụng địa chất;
- Điều kiện địa chất thủy văn.

Trong khảo sát nền móng công trình, phương pháp truyền thống là khoan lấy mẫu. Phương pháp khảo sát bằng giếng khoan đòi hỏi phải tiến hành nhiều giếng



Hình 1. Nền móng công trình

khoan với giá thành không rẻ và thời gian thi công sẽ kéo dài. Ngay cả khi có mạng lưới khoan dày đặc (50 x 50m) thì việc đánh giá địa chất ở những khoảng giữa các giếng khoan cũng mang nhiều tính rủi ro. Trong khi đó, các phương pháp địa vật lý như địa chấn, điện một chiều, điện từ (Electromagnetic, EM), từ... có chi phí hợp lý hơn với độ chính xác chấp nhận được. Vì vậy, các phương pháp địa vật lý ngày càng được áp dụng rộng rãi trong công tác khảo sát địa chất công trình. Thông qua đo đạc khảo sát lòng đất bằng điện trở suất, độ dẫn dọc, sóng địa chấn... tài liệu tổng hợp các phương pháp địa vật lý sẽ xây dựng được lát cắt địa chất - địa vật lý phản ánh mức độ đồng nhất của môi trường địa chất trong lòng nền móng công trình qua đó đánh giá chất lượng nền móng với tối đa hiệu quả và tối thiểu về thời gian. Tuy nhiên, nhược điểm của các phương pháp địa vật lý là kết quả đo có thể chịu ảnh hưởng kết hợp của nhiều yếu tố, ví dụ điện trở của đất đá phụ thuộc vào: độ rỗng, độ ẩm, tỷ trọng, nhiệt độ... nên rất khó phân biệt yếu tố nào có ảnh hưởng quyết định đến kết quả đo. Vì thế, phương pháp địa vật lý trong khảo sát thường chỉ áp dụng khi đã biết được mối liên hệ giữa yếu tố ảnh hưởng chủ yếu với kết quả đo.

Trên thế giới, các hãng sản xuất máy địa vật lý lớn như Scintrex, Geonics (Canada), Geometrics (Mỹ)... đã rất chú trọng máy địa vật lý phục vụ công tác khảo sát địa chất nền móng công trình. Các hãng phần mềm như MAE (địa chấn phân giải cao), RES2DIN (phân tích đường cong đo sâu điện trở), EM31-MK2 (phân tích số liệu điện từ đo ở nhiều độ cao) cũng phát triển... Vì vậy, việc sử dụng các phương pháp địa vật lý trong khảo sát địa chất công trình trở nên phổ biến trên thế giới [2].

Một số viện nghiên cứu và trường đại học tại Việt Nam có trung tâm chuyên nghiên cứu hay tiến hành đo đạc khảo sát địa chất công trình bằng tổ hợp các phương pháp điện - địa chấn - từ. Trong đó có công trình nghiên cứu ứng dụng tổ hợp phương pháp địa vật lý để đánh giá hiện trạng và xác định các diện tích có nguy cơ sụt đất để đề xuất biện pháp phòng tránh ở Cam Lộ, Quảng Trị. Kết quả công tác địa vật lý đã phát hiện các hang động karst và các

đới phá hủy, đứt gãy ẩn dưới lớp phủ là nguyên nhân gây ra hiện tượng sụt đất [3].

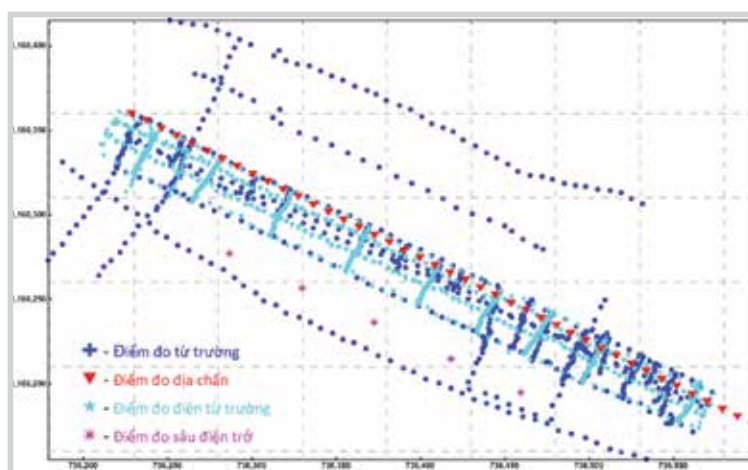
Hiện nay, ở Việt Nam chưa có đơn vị nào thực hiện công tác kiểm tra nền móng công trình của ống dẫn khí và theo dõi đường ống dẫn khí sau khi thi công. Vì vậy, Khoa Dầu khí, Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) đã tiến hành nghiên cứu đánh giá khả năng ứng dụng tổ hợp phương pháp đo sâu điện trở (VES) - điện từ (EM) bằng máy EM31-MK2 vào công tác: Khảo sát nền móng công trình ống dẫn khí; theo dõi đường ống dẫn khí.

2. Phương pháp nghiên cứu

Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu nằm trong vùng kinh tế trọng điểm phía Nam, có diện tích tự nhiên là 2.047,66km². Phía Bắc tiếp giáp tỉnh Đồng Nai, phía Tây giáp Tp. Hồ Chí Minh, phía Đông giáp Bình Thuận và phía Nam giáp Biển Đông với chiều dài bờ biển là 305km. Khu vực khảo sát có diện tích 500m² nằm ở phường Long Hương, Tp. Bà Rịa (Hình 2). Khu vực nghiên cứu được khảo sát điều tra địa chất [4] ở các



Hình 2. Vị trí khu vực khảo sát



Hình 3. Sơ đồ tuyến đo địa vật lý

tỷ lệ khác nhau, tuy nhiên chưa được khảo sát bằng các phương pháp địa vật lý.

Để nghiên cứu cấu trúc địa chất nông phục vụ công tác kiểm tra nền móng công trình của đường ống khí trong diện tích nghiên cứu thuộc phường Long Hương, Tp. Bà Rịa, PVU đã tiến hành khảo sát bằng 4 phương pháp địa vật lý gồm: điện trở dòng một chiều, điện từ, từ trường và địa chấn phân giải cao.

2.1. Khảo sát đo sâu điện trở dòng một chiều (VES)

Sử dụng máy thăm dò điện một chiều ABEM TERRAMETER SAS 1000 (Thụy Điển) cho công tác đo sâu điện. Đây là loại máy thăm dò điện thuộc thế hệ mới dùng các board mạch được tích hợp bởi các vi mạch điện tử [5].

Đề tài đã tiến hành đo 5 điểm đo sâu điện trở dòng một chiều hệ thiết bị Wenner với $AB/2_{\max} = 40\text{m}$. Số liệu đo sâu cho kết quả tốt để phục vụ xây dựng lát cắt địa - điện bằng phương pháp điện tử.

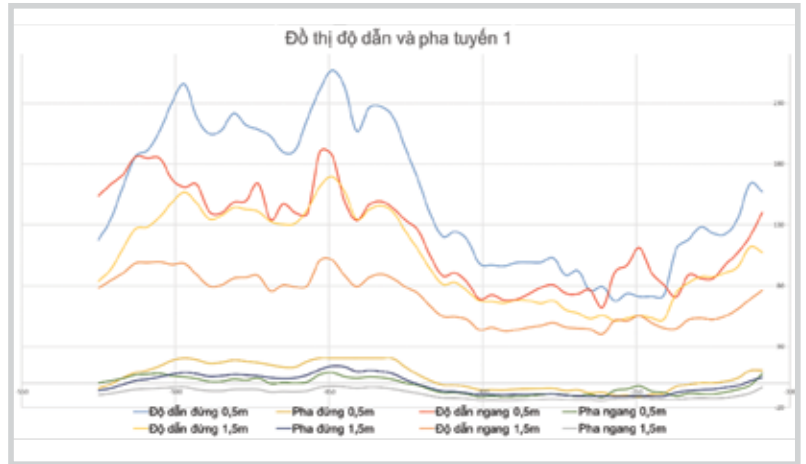
2.2. Khảo sát đo đặc EM

Máy EM31-MK2 [6] có khoảng cách giữa 2 cuộn dây phát và thu là 3,7m, có khả năng thăm dò hiệu quả ở chế độ ngang 6m và 3m ở chế độ đo dọc. Máy EM31 có 2 chế độ đo: đo theo trạm (điểm) và đo liên tục (auto) cung cấp đồng thời 2 tham số là độ dẫn dọc S_k (Conductivity) và độ lệch pha (Inphase). Khảo sát đo đặc bằng máy EM31-MK2 được tiến hành nhằm:

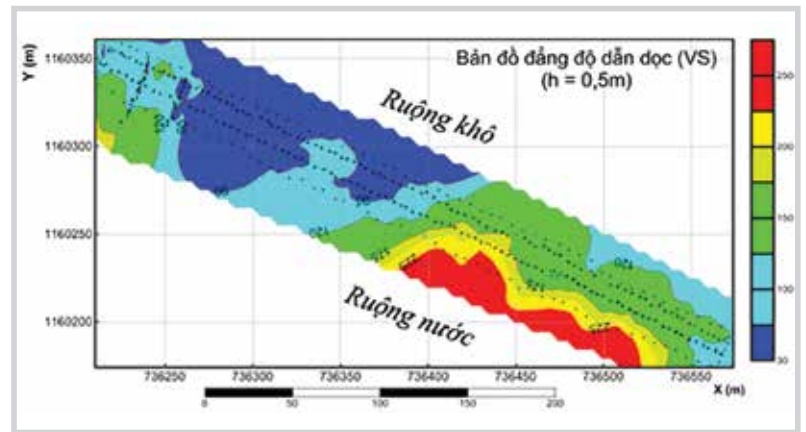
Đánh giá địa chất nền móng công trình trên 4 tuyến dọc theo đường ống (hướng Tây Bắc - Đông Nam) ở 5 mức độ cao đặt máy (0,2m, 0,50m, 0,70m, 1,2m và 1,5m).

Theo dõi tính ổn định đường ống trên 12 tuyến vuông góc với đường ống (hướng Đông Bắc - Tây Nam).

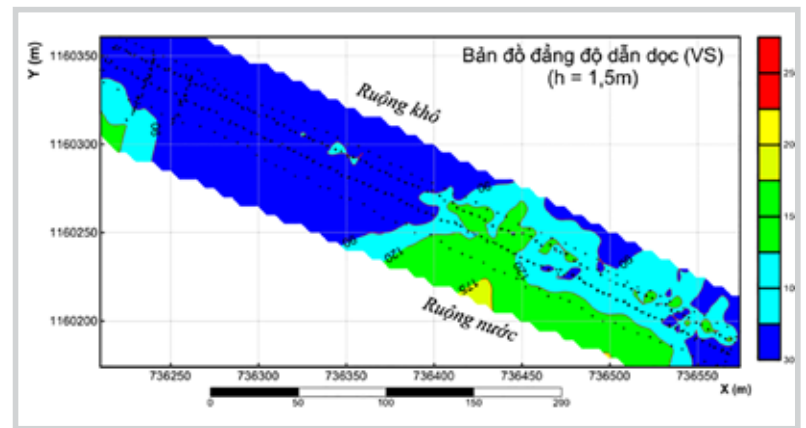
Các bản đồ đẳng trị độ dẫn dọc S_k đo ở các độ cao khác nhau (0,2, 0,5, 0,7, 1,2 và 1,5m) thể hiện khá rõ sự thay đổi độ dẫn (độ ẩm hay thành phần các lớp phân lớp ngang



Hình 4. Số liệu đo EM ở độ cao $h = 0,5\text{m}$ và $1,5\text{m}$ (chế độ đo điểm)

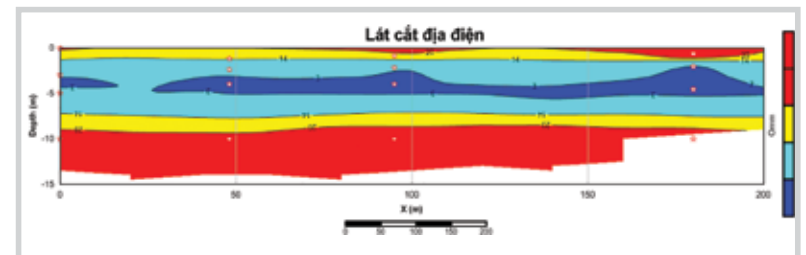


(a)



(b)

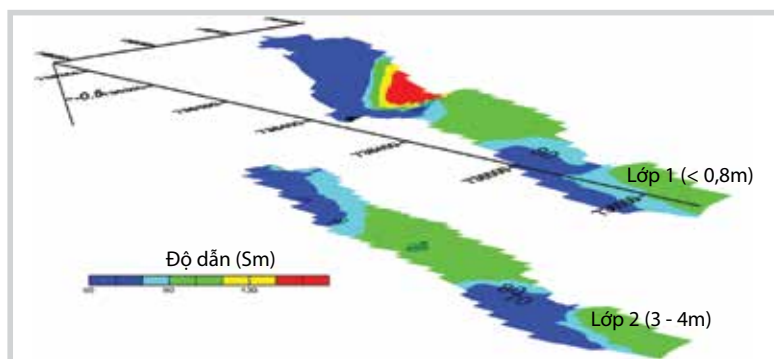
Hình 5. Bản đồ đẳng trị độ dẫn dọc (a) độ cao $h = 0,5\text{m}$ và (b) độ cao $h = 1,5\text{m}$



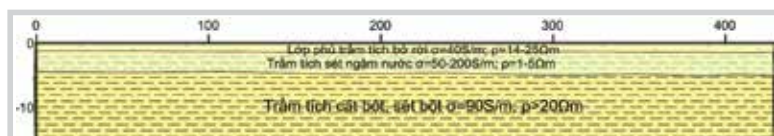
Hình 6. Mặt cắt điện trở



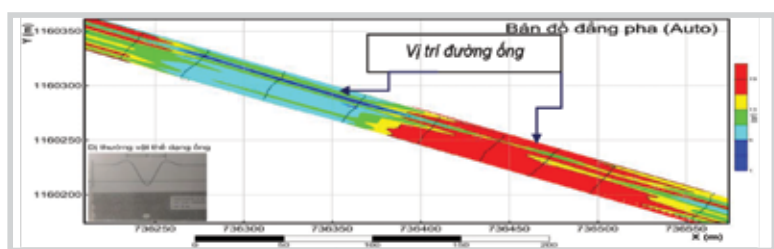
Hình 7. Giao diện phần mềm EM 1.0



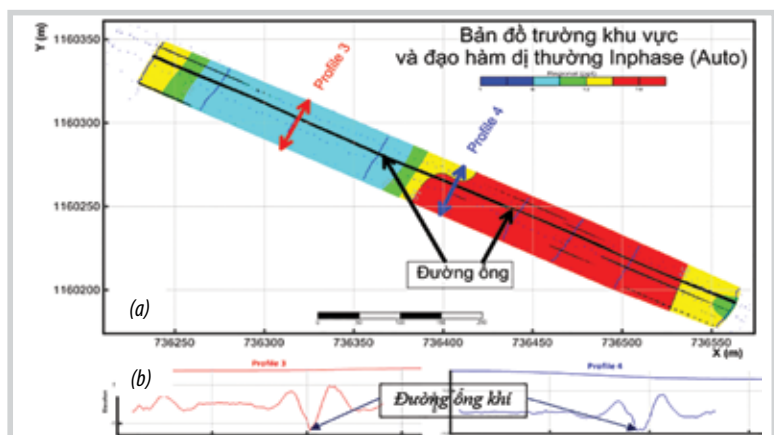
Hình 8. Mô hình 3D độ dẫn dọc (mS/m) xây dựng theo kết quả từ phần mềm EM 1.0



Hình 9. lát cắt địa điện



Hình 10. Số liệu đo tự động Inphase (ppt)



Hình 11. Kết quả tách trường Inphase ra thành phần khu vực - dị thường ống (a) và đồ thị Inphase tuyến cắt ngang đường ống dẫn khí (b)

do cấu trúc địa chất) từ trên mặt xuống sâu trong lòng đất (Hình 5). Khi đo ở độ cao $h = 0,5\text{m}$ thì phát hiện dị thường cục bộ (dạng lớn nhỏ) phản ánh các loại đất đá do quá trình vận chuyển xây dựng công trình và nhất là quá trình tưới tiêu nuôi trồng hoa màu. Khi đưa máy lên độ cao $1,5\text{m}$ thì đã loại bỏ được các nhiễu loạn này.

3. Các kết quả phân tích/mô hình/kết quả đo sâu điện trở (VES) và điện từ (EM) trong nghiên cứu cấu trúc địa chất nông

3.1. Phân tích xử lý số liệu VES

Số liệu được xử lý bằng phần mềm RES2DIN. Kết quả xử lý cho thấy, điện trở biểu kiến R_k trên toàn tuyến tương đối thấp ($1 - 30\Omega\text{m}$). Lớp phủ bề mặt (bề dày dưới 1m) có R_k cao (trên $20\Omega\text{m}$) ở phần cuối tuyến trong khi phần đầu tuyến có R_k thấp hơn ($14\Omega\text{m}$). Kết quả này phù hợp với thực tế là đất ruộng ở cuối tuyến đang được phơi khô còn ở đầu tuyến có trồng hoa màu và được tưới nước thường xuyên. Lớp thứ 2 dày trung bình $6 - 7\text{m}$. Lớp đất đá này có R_k dao động trong khoảng $1 - 14\Omega\text{m}$. Lớp thứ 3 nằm dưới cùng có điện trở suất tăng lên so với lớp trên ($20 - 30\Omega\text{m}$). Lớp đáy có xu thế gần như nằm ngang.

3.2. Phân tích xử lý số liệu EM

3.2.1. Xây dựng mô hình địa chất theo độ dẫn dọc

Để xử lý số liệu EM giải quyết bài toán đánh giá địa chất nền móng công trình, PVU đã xây dựng phần mềm EM version 1.0, viết bằng ngôn ngữ Delphi (biến thể của Pascal) và có thể chạy độc lập trong hệ điều hành Windows các version. EM 1.0 không đòi hỏi máy có cấu hình cao (cấu hình tối thiểu là RAM trên 2GB , dung lượng đĩa cứng trên 100MB). EM được xây dựng dựa trên thuật toán trình bày trong bản hướng dẫn đi kèm máy EM31 [6].

Quá trình xử lý số liệu EM trong phần mềm EM 1.0 được thực hiện theo các bước sau:

- Nhập số liệu thô, lọc nhiễu ngẫu nhiên bằng các thuật toán như: trung bình cửa sổ trượt (Moving Average), Entropy và hồi quy bậc cao (curve fitting).

- Hiệu chỉnh số liệu đo theo độ cao của thiết bị đo, hiệu chỉnh giá trị đo biểu kiến về giá trị thực.

- Dựa vào giá trị đo sâu điện trở (VES) để xác định chiều dày lớp thứ nhất và S lớp thứ 2. Tiếp tục xác định hàm $S(h)$ theo phương pháp RMS.

$$S(h) = \sqrt{\frac{S_1^2 h_1 + S_2^2 h_2 + \dots + S_n^2 h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}}$$

- Ứng dụng các thuật toán thống kê để loại bỏ sai số thô giá trị độ dẫn S và độ sâu h.

- Xuất kết quả ra file tương thích với SURFER để thể hiện bằng bản đồ.

Cùng với phần mềm SURFER, quá trình xử lý bằng EM 1.0 sẽ nhanh và tiện lợi hơn so với phương pháp thủ công [6]. EM 1.0 đảm bảo xây dựng mô hình 3D độ dẫn dọc nhiều lớp mà không phải sử dụng các pallette truyền thống (xử lý bằng tay sẽ mất 2 - 3 phút/điểm còn bằng EM 1.0 thì 300 điểm chỉ mất dưới 1 phút).

Trên cơ sở tổng hợp tài liệu địa chất từ Gia Ray - Bà Rịa [4], cùng với các mẫu khoan ở giếng lân cận (Khu công nghiệp Phú Mỹ) và kết quả xử lý minh giải tài liệu địa vật lý có thể chia nền móng đường ống thành 3 lớp đất đá như sau (Hình 9):

Lớp phủ bề mặt có bề dày khoảng 1m với điện trở suất thay đổi theo loại đất trồng trọt trên mặt ($R_k = 14 - 25\Omega m$) hay độ dẫn dọc $S_k = 40 - 50 mS/m$.

Lớp thứ 2 gồm trầm tích sông biển, cát bột, sét bột hệ tầng Cũ Chi, tuổi Pleistocene. Lớp này có điện trở thấp ($1 - 5\Omega m$) hay độ dẫn cao (gần $200 mS/m$) và bề dày khoảng 3 - 5m. Điện trở rất thấp có khả năng liên quan đến lớp sét có độ ẩm cao.

Điện trở suất của lớp thứ 3 cao hơn lớp thứ 2 ($> 20\Omega m$) và độ dẫn dọc thì giảm xuống còn $80 - 100 mS/m$.

Qua đó có thể kết luận môi trường địa - điện nền móng công trình tương đối ổn định và không có dấu hiệu của các hoạt động kiến tạo.

3.2.2. Phát hiện và theo dõi đường ống dẫn khí

Để theo dõi tính ổn định đường ống trên đề tài đã đo thành phần Inphase của EM (chế độ đo tự động) trên 12 tuyến vuông góc với đường ống (hướng Đông Bắc - Tây Nam). Ở chế độ này, khoảng cách giữa các điểm đo là 0,1

- 0,2m tùy theo tốc độ di chuyển của máy.

Khác với số liệu đo độ dẫn, số liệu đo độ lệch pha (Inphase, tỷ số giữa trường điện từ cảm ứng thứ cấp và trường điện từ sơ cấp theo thang đo một phần nghìn, ppt) không thể hiện cấu trúc địa tầng khu vực nghiên cứu nhưng rất nhạy cảm đối với vật thể kim loại trong lòng đất. Kết quả đo máy ở độ cao 1,5m thể hiện vị trí đường ống dầu khí (Hình 10), song rất mờ nhạt.

Vị trí ống dẫn khí đã được làm rõ lên sau quá trình xử lý gồm các bước:

- Tách trường Inphase ra 2 thành phần: a) trường khu vực phản ánh môi trường địa chất chung và b) dị thường địa phương liên quan đến các vật thể có kích thước nhỏ (Hình 11a).

- Làm nổi tín hiệu của ống dẫn khí bằng đạo hàm theo phương vuông góc với đường ống (Hình 11b).

Kết quả xử lý số liệu EM cho thấy mô hình $S_k(h)$ chỉ mới là định tính cần phải tiếp tục phát triển để có thuật toán chính xác hơn. Tương tự, độ chính xác vị trí của đường ống trong hệ 2D (x, y) có thể chấp nhận được, tuy nhiên chưa có thuật toán xác định độ sâu của đường ống ở không gian 3D (x, y, z).

4. Kết luận

Kết quả tổng hợp và phân tích các tài liệu khảo sát địa vật lý trong đề tài nghiên cứu (mã số GV1804) được tài trợ bởi Trường Đại học Dầu khí Việt Nam [7] cho phép nhóm tác giả rút ra một số kết luận về hiệu quả của hệ phương pháp như sau:

- Tổ hợp phương pháp điện trở và điện từ giải quyết tốt nhiệm vụ đánh giá nền móng công trình đến độ sâu 20m;

- Đã phát hiện chính xác vị trí ống dẫn khí, tuy nhiên việc xác định độ sâu của ống còn chưa được giải quyết.

Về cấu trúc địa chất, theo kết quả xử lý minh giải số liệu địa vật lý có thể kết luận nền móng địa chất khu vực khảo sát ổn định đến độ sâu 20m; không có dấu hiệu hoạt động kiến tạo.

Tài liệu tham khảo

1. Các vấn đề cơ bản về nền móng. <http://www.pngeo.com>. 2015.
2. M.H.Loke. *Electrical imaging surveys for environmental and engineering studies*. 1999.

3. Nguyễn Duy Tiêu và nnk. *Tổ hợp phương pháp địa vật lý nghiên cứu và dự báo tai biến sụt đất ở Cam Lộ, Quảng Trị*. Tạp chí Địa chất. 2010.
4. Nguyễn Đức Thắng. *Bản đồ địa chất và khoáng sản Việt Nam tỉ lệ 1:200.000, tờ Gia Ray - Bà Rịa*. 1998.
5. ABEM. *Instruction manual*. 2010.
6. Mississauga. *EM31-MK2 (with Archer) operating manual, Ontario Canada L5T 1C6*. 2010.
7. Doãn Ngọc San và nnk. *Nghiên cứu ứng dụng phương pháp đo sâu điện trở (VES) và điện từ (EM) nghiên cứu cấu trúc địa chất nông phục vụ kiểm tra nền móng đường ống dẫn khí khu vực Long Hương, Tp. Bà Rịa*. Mã số GV1804. Đại học Dầu khí Việt Nam. 2019.

APPLICATION OF VERTICAL ELECTRICAL SOUNDING (VES) AND ELECTROMAGNETIC (EM) METHODS TO STUDY SHALLOW GEOLOGICAL STRUCTURES FOR INSPECTION OF GAS PIPELINE FOUNDATION

Doan Ngoc San, Nguyen Thi Hai Ha

Petrovietnam University

Email: sandn@pvu.edu.vn

Summary

Previously, the expensive and difficult drilling method was often used to survey the foundation of shallow geological structures. Nowadays, new geophysical methods (such as seismic, vertical electrical sounding (VES), electromagnetic (EM), etc.) are widely applied in engineering geological survey work because of their reasonable cost and high accuracy.

Survey results of foundation and pipeline stability inspection showed that the system of direct current VES and EM methods could handle well the studies of shallow geological structure and the monitoring of gas pipelines.

Key words: Foundation, electromagnetic, vertical electrical sounding, conductivity, resistivity, gas pipeline.

QUẢN LÝ TÍNH TOÀN VỆN CỦA CÁC ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ

Trần Nguyên Quý, Nguyễn Thành Hưng, Nguyễn Thanh Thái

Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR)

Email: hungnt@pvmr.vn

Tóm tắt

Hệ thống quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí ảnh hưởng rất lớn đến quá trình thiết kế, xây lắp, vận hành, bảo trì các đường ống dẫn khí. Quá trình quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí là một quá trình tích hợp quản lý rủi ro, thiết kế, vận hành, kiểm tra và đánh giá trong suốt vòng đời của đường ống dẫn khí.

Trên cơ sở kết quả khảo sát thực tế tại các đơn vị đang quản lý/vận hành các đường ống dẫn khí tại Việt Nam, Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR) đã xây dựng Hướng dẫn quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho các đường ống dẫn khí trên đất liền và ngoài khơi, đảm bảo các tiêu chuẩn/quy định an toàn quốc tế và Việt Nam.

Từ khóa: Quản lý tính toàn vẹn, quản lý an toàn, đánh giá rủi ro, đường ống dẫn khí.

1. Giới thiệu

Với mục đích quản lý, sử dụng vốn và tài sản, đầu tư xây dựng có hiệu quả, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thường xuyên rà soát quy trình, quy chế quản lý nhằm khai thác tối đa năng lực hiện có, quản lý chặt chẽ và hiệu quả dòng vốn.

Hệ thống quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí có vai trò quan trọng do ảnh hưởng lớn đến quá trình thiết kế, xây lắp, bảo trì các đường ống dẫn khí. Trong khi đó, Việt Nam chưa có quy định chi tiết nào liên quan đến quản lý tính toàn vẹn đường ống (các quy định pháp luật hiện hành chỉ quy định về quản lý an toàn).

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR) nghiên cứu, xây dựng Hướng dẫn quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho các đường ống dẫn khí trên đất liền và ngoài khơi (ngoại trừ các đường ống dẫn khí cho khu vực công nghệ), đảm bảo các tiêu chuẩn/quy định an toàn của quốc tế và Việt Nam.

Thực hiện nhiệm vụ này, PVMR đã rà soát khung pháp lý hiện hành của Việt Nam và kinh nghiệm của thế giới, khảo sát thực tế tại các đơn vị đang quản lý/vận hành các đường ống dẫn khí tại Việt Nam như: Công ty CP Phân phối khí Thấp áp Dầu khí Việt Nam (PVGAS D), Công ty Vận

chuyển khí Đông Nam Bộ, Công ty Khí Cà Mau, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Rosneft Vietnam B.V.

Dữ liệu được PVMR tổng hợp, phân tích, sàng lọc, phân loại, đánh giá để đưa ra: các quy trình quản lý toàn vẹn (nhận diện mối nguy, đánh giá rủi ro, xử lý kết quả, đánh giá toàn vẹn...), cập nhật dữ liệu và đánh giá...

2. Khung pháp lý hiện hành của Việt Nam và kinh nghiệm quản lý an toàn và quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí của thế giới

2.1. Khung pháp lý của Việt Nam về quản lý an toàn và quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí

- Nghị định số 13/2011/NĐ-CP ngày 11/2/2011 của Chính phủ về an toàn công trình dầu khí trên đất liền [1].

- Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 của Thủ tướng Chính phủ Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2].

- Các thông tư:

+ Thông tư số 50/2012/TT-BCT ngày 28/12/2012 của Bộ Công Thương về quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về mức rủi ro chấp nhận được trong đánh giá định lượng rủi ro cho các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất và nhiệt điện [3].

+ Thông tư số 31/2016/TT-BCT ngày 15/12/2016 của Bộ Công Thương về Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn đường ống dẫn khí đốt cố định bằng kim loại [4].

+ Thông tư số 49/2015/TT-BLĐTBXH ngày 8/12/2015 của Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội về Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn lao động đối với hệ thống đường ống dẫn khí đốt cố định bằng kim loại.

+ Thông tư số 06/2014/TT-BGTVT ngày 7/4/2014 của Bộ Giao thông Vận tải về Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về phân cấp và giám sát kỹ thuật hệ thống đường ống biển và quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về phân cấp và giám sát kỹ thuật kho chứa nổi.

+ Thông tư số 10/2017/TT-BCT ngày 26/7/2017 của Bộ Công Thương về Quy trình kiểm định kỹ thuật an toàn lao động máy, thiết bị, vật tư có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn lao động thuộc thẩm quyền quản lý của Bộ Công Thương.

- Hướng dẫn: Quyết định 8435/QĐ-DKVN: Về việc ban hành "Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí" [5].

2.2. Các quy định/hướng dẫn về quản lý an toàn và quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí của các tổ chức uy tín trên thế giới

Các nước phát triển và các hiệp hội dầu khí, cơ khí uy tín trên thế giới đều có phương thức quản lý tính toàn vẹn.

- ASME B31.8S-2016: Hệ thống quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí [6].

- API RP 1160 (2013): Hệ thống quản lý tính toàn vẹn cho đường ống chất lỏng nguy hiểm.

- AS 2885.3 - 2012: Đường ống dẫn dầu khí, phần 3: Vận hành và bảo dưỡng - Tiêu chuẩn Australia.

- DNV-RP-F116: Quản lý tính toàn vẹn cho hệ thống ống dẫn ngầm ngoài khơi [7].

- Sổ tay an toàn và tính toàn vẹn cho đường ống dầu và khí [8].

- Hướng dẫn đánh giá tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí có vỏ bọc trong khu vực gây ra hậu quả lớn - Cục Quản lý An toàn đường ống và vật liệu nguy hiểm - Bộ Giao thông Mỹ.

2.3. Các quy định/hướng dẫn do các đơn vị xây dựng và áp dụng

Các đơn vị khảo sát chủ yếu tự xây dựng và áp dụng quản lý tính toàn vẹn dựa trên các tiêu chuẩn của ASME, DNV...

- Công ty CP Phân phối Khí thấp áp Dầu khí Việt Nam (PV GAS D): Quy trình quản lý tính toàn vẹn hệ thống tuyến ống dẫn khí và đường ống công nghệ tại các trạm khí; Quy trình quản lý thay đổi.

- Công ty Vận chuyển khí Đông Nam Bộ (KĐN): Quy trình quản lý toàn vẹn đường ống dẫn khí bờ, biển và các công trình trên biển; Quy trình quản lý sự thay đổi, kiểm soát sự không phù hợp và hành động khắc phục.

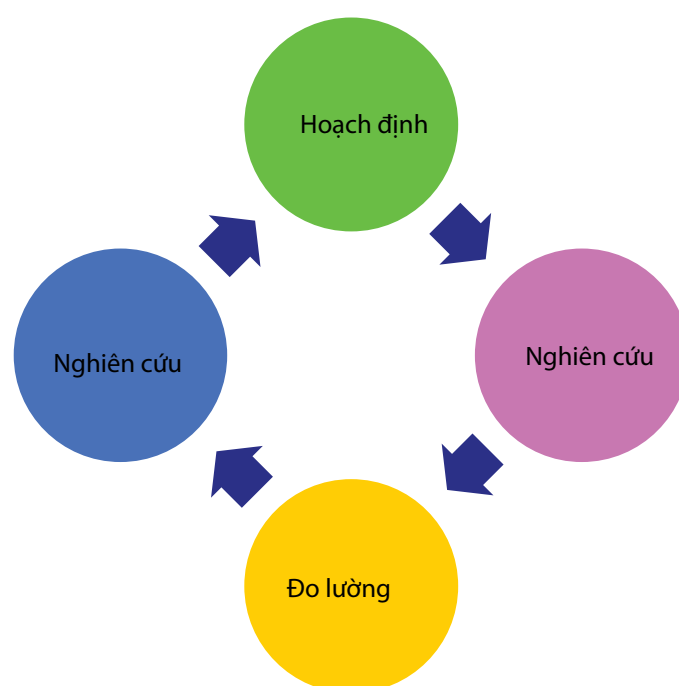
- Công ty Khí Cà Mau: Quy trình quản lý tính toàn vẹn về kết cấu cơ khí cho đường ống PM3-Cà Mau; Quy trình quản lý sự thay đổi, kiểm soát sự không phù hợp và hành động khắc phục.

- Công ty CP Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR): Quy trình quản lý độ tin cậy và tính toàn vẹn tài sản; Quy trình quản lý sự thay đổi.

- Rosneft Vietnam B.V: Quy trình quản lý tính toàn vẹn đường ống; Quy trình quản lý sự thay đổi.

3. Quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho các đường ống dẫn khí

Hệ thống quản lý tính toàn vẹn được xây dựng nhằm quản lý tính toàn vẹn của đường ống dẫn khí trong suốt vòng đời của công trình từ giai đoạn dự án (thiết kế, mua sắm, chế tạo, xây lắp, chạy thử, nghiệm thu) đến giai đoạn vận hành (Hình 1, 2).



Hình 1. Chu trình quản lý tính toàn vẹn



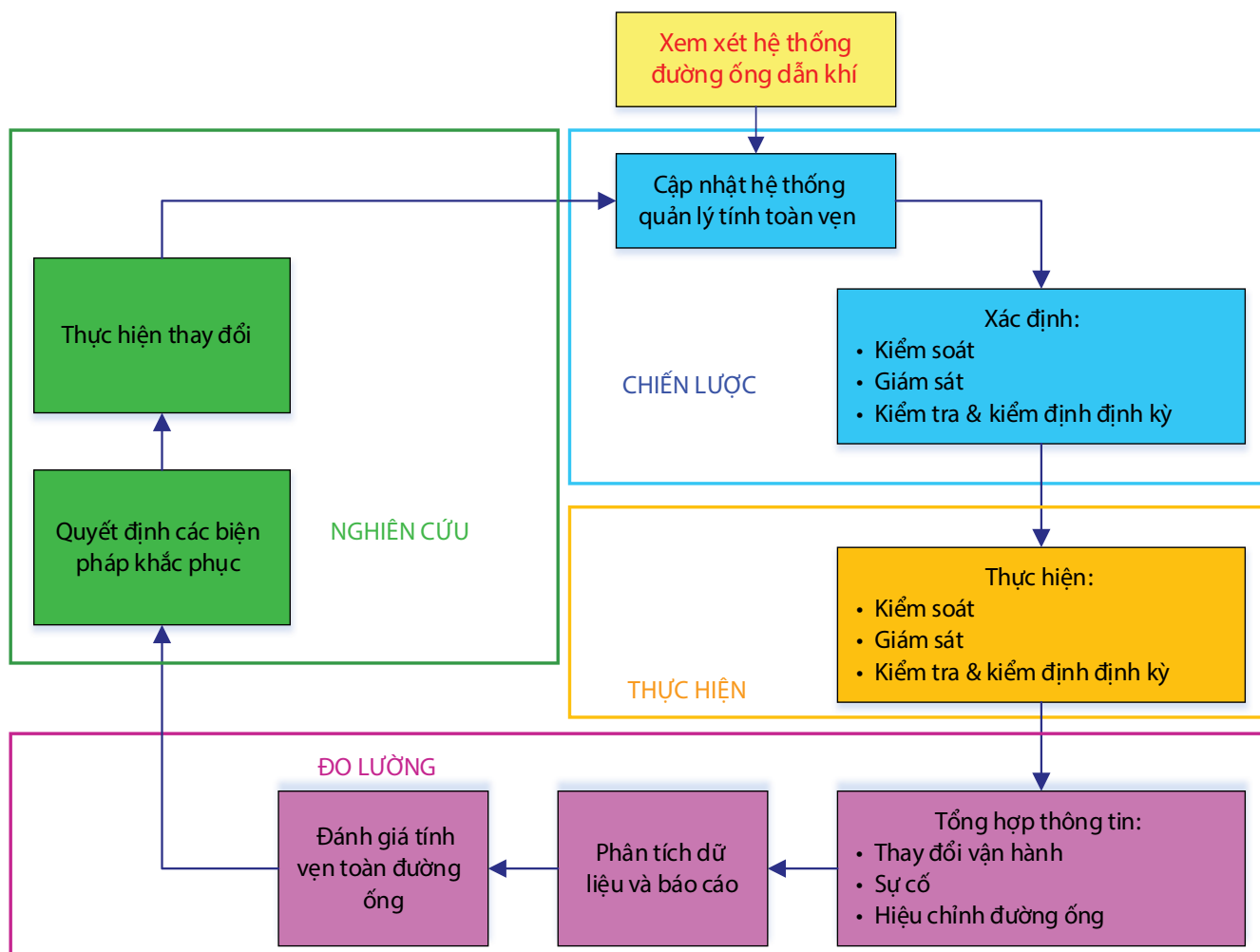
Hình 2. Các yếu tố của hệ thống quản lý tính toàn vẹn

Quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí là quá trình tích hợp quản lý rủi ro, thiết kế, vận hành, kiểm tra và đánh giá trong suốt vòng đời của hoạt động của đường ống dẫn khí (Hình 3). Quy trình quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí gồm các bước chính sau:

3.1. Hệ thống đường ống dẫn khí

Dữ liệu về hệ thống đường ống dẫn khí gồm: mục đích xây dựng đường ống; phạm vi, mô tả đường ống (sơ đồ tuyến ống và giao diện với các hệ thống khác); các thông số thiết kế (môi trường, dữ liệu môi trường đất, nước, dữ liệu đường ống về đường kính, chiều dày, độ dài, loại vật

liệu chế tạo đường ống, lớp sơn bảo vệ chống ăn mòn, lớp phủ bê tông, P&ID, PFD và các bản vẽ, hồ sơ hoàn công, giải pháp chống ăn mòn); các thiết bị kèm theo (thiết bị phóng thoi, nhận thoi, hệ thống dừng khẩn cấp, hệ thống thông tin, liên lạc, hệ thống đo đếm, hệ thống bảo vệ cathode, hệ thống bảo vệ bằng anode hy sinh); chế độ vận hành, thông số công nghệ (áp suất thiết kế, nhiệt độ thiết kế, áp suất vận hành lớn nhất, tốc độ dòng chảy lớn nhất, nhiệt độ điểm sương, thành phần khí, nồng độ khí giới hạn: CO_2 , H_2S); các quy định của pháp luật; xem xét các mối nguy đe dọa tính toàn vẹn của đường ống dẫn khí (Bảng 1).



Hình 3. Quy trình quản lý tính toàn vẹn cho đường ống dẫn khí

3.2. Thiết lập hệ thống quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí

3.3. Xác định các biện pháp kiểm soát, giám sát, thử nghiệm và chu kỳ kiểm tra định kỳ:

- Vận hành: Kiểm soát và giám sát các thông số vận hành (áp suất, nhiệt độ, lưu lượng,...) trong giới hạn vận hành cho phép; giám sát, đánh giá và phân tích thành phần khí (thành phần, CO_2 , H_2S)...

- Tính toàn vẹn cơ khí và kết cấu: Giám sát, kiểm soát và đánh giá tình trạng trong ngoài của đường ống và các hệ thống bảo vệ kèm theo; xác định và có biện pháp loại trừ nguy cơ ăn mòn bên ngoài đường ống; đảm bảo vật liệu sử dụng là phù hợp và không làm tăng nguy cơ ăn mòn; xây dựng các chương trình kiểm định và giám sát trên cơ sở rủi ro (RBI): khảo sát bằng ROV, khảo sát bảo vệ cathode (CP); xây dựng các chương trình giám sát nguy cơ ăn mòn do hệ thống bảo vệ cathode làm việc không hiệu quả hoặc do lớp sơn phủ bị hư hại; xem xét và phân

tích các dữ liệu đo ăn mòn thu thập được từ các đầu dò ăn mòn và các mẫu đo ăn mòn (cập nhật và phân tích dữ liệu ăn mòn của đầu dò đo ăn mòn, phân tích dữ liệu thu được từ mẫu đo ăn mòn); xây dựng chiến lược sử dụng chất ức chế và phóng thoi; xem xét, kiểm tra ảnh hưởng của thành phần khí và điều kiện vận hành đến thành phần luyện kim của vật liệu chế tạo đường ống...

- Kiểm soát điều kiện của dòng công nghệ thông qua: Nhận diện, hiểu rõ và có biện pháp loại trừ nguy cơ do điều kiện không tối ưu của dòng công nghệ gây ra cho đường ống; xác định giới hạn vận hành an toàn cho đường ống; định kỳ xem xét, đánh giá thành phần của dòng công nghệ; định kỳ xem xét ảnh hưởng của các thông số công nghệ, lưu lượng và thành phần dòng công nghệ đến ăn mòn của đường ống; quản lý khả năng tạo nước...

- Hệ thống bảo vệ: Tính toàn vẹn đạt được thông qua việc giám sát và đảm bảo tình trạng sẵn sàng hoạt động của hệ thống thông tin liên lạc và các hệ thống khẩn cấp của đường ống (thủ kín các van, thử van dừng khẩn

Bảng 1. Các mối nguy cần xem xét

Nhóm	Mối nguy
Ăn mòn/mài mòn	Ăn mòn bên ngoài Ăn mòn bên trong Mài mòn Ăn mòn ứng suất
Bên thứ ba	Thả neo Đào đất, khai thác cát, xây dựng Đốt cỏ, đốt rừng Tàu thuyền va đập Xe va đập Khủng bố, phá hoại Bom mìn
Tự nhiên	Sét đánh Động đất Bão Lũ lụt Lở đất Thay đổi nhiệt độ đột ngột
Lỗi vận hành	Quy trình không phù hợp Không tuân thủ quy trình Lỗi con người Liên quan hệ thống bảo vệ Liên quan giao diện quản lý
Các mối đe dọa kết cấu	Mối hàn Mối kết cấu Quá tải trọng thiết kế Nền móng không ổn định Giãn nở
Thiết bị	Mặt bích Joint Van an toàn Bơm

cấp, van ngắt tuyến, thử van xả áp, kiểm soát nồng độ chất ức chế chống ăn mòn, đầu dò báo rò rỉ).

- Quản lý thay đổi: Ảnh hưởng của hoạt động hoán cải, nâng cấp, mở rộng đến tính toàn vẹn của đường ống phải được kiểm soát thông qua xác định rõ phạm vi công việc hoán cải; đảm bảo rủi ro kèm theo được hiểu rõ và có biện pháp kiểm soát rủi ro phù hợp đối với người vận hành và tính toàn vẹn của đường ống; quản lý công việc của nhà thầu.

3.4. Thực hiện các biện pháp kiểm soát, giám sát, thử nghiệm và chu kỳ kiểm tra định kỳ

- Vận hành

Các quy trình và thủ tục liên quan đến quá trình vận hành phải được thiết lập, triển khai và duy trì, lưu ý: Quy trình khởi động, hoạt động và tắt máy; quy trình xử lý các sai sót không phù hợp; hướng dẫn làm sạch và các hoạt động bảo trì khác; hoạt động kiểm soát ăn mòn; hoạt động kiểm định và giám sát; quy trình vận hành thiết bị an toàn và hệ thống kiểm soát áp suất. Thực hiện các biện pháp kiểm soát vận hành để đảm bảo các thông số lưu chất quan trọng đúng theo thiết kế: Áp suất và nhiệt độ tại đầu vào và đầu ra của

đường ống, điểm sương đường ống dẫn khí, thành phần lưu chất, hàm lượng nước, tốc độ dòng chảy, tỷ trọng và độ nhớt... Kiểm định và kiểm tra định kỳ tất cả các thiết bị an toàn trong hệ thống đường ống, gồm kiểm soát áp suất và thiết bị bảo vệ quá áp, hệ thống tắt máy khẩn cấp và van tự động đóng ngắt.

- Hệ thống bảo vệ

Kiểm soát hệ thống bảo vệ đường ống qua các quá trình: Áp suất vận hành của ống nhỏ hơn áp suất thiết kế của hệ thống đường ống; thiết lập hệ thống bảo vệ áp lực đường ống tại đầu vào của bộ phân tách sản phẩm; kiểm tra các hệ thống bảo vệ vỡ đường ống đang trong tình trạng hoạt động tốt; quản lý hành trình dòng sản phẩm và thiết lập các báo động cần thiết.

- Tính toàn vẹn cơ khí và kết cấu

- Kiểm soát dòng công nghệ

Kiểm soát dòng công nghệ giúp xác định, hiểu rõ và giảm thiểu vị trí có các mối nguy từ tình trạng lưu lượng không tối ưu đối với đường ống; xác định các vận hành bao phủ đường ống liên quan đến công tác kiểm soát ăn mòn và chất lượng sản phẩm; xem xét và đánh giá lưu chất công nghệ; xem xét các thông số công nghệ, lưu lượng và tính chất để đánh giá tác động của chúng trong chiến lược chống ăn mòn; quản lý sự hydrate hóa. Giám sát các thông số lưu lượng của một đoạn đường ống hoặc đường ống, có thể phát hiện rò rỉ nếu có sự khác biệt giữa lưu lượng vào và ra. Tỷ lệ rò rỉ có thể được ước tính từ sự khác biệt giữa lưu lượng vào và ra.

Công tác kiểm tra đường ống cần: Đánh giá thời gian/áp suất làm việc còn lại của đường ống thông qua kết quả khảo sát kiểm tra chiều dày thành ống; kiểm tra thiết bị an toàn (thiết bị kiểm soát áp suất, thiết bị bảo vệ quá áp, hệ thống đóng ngắt khẩn cấp, van đóng tự động, thiết bị an toàn trong hệ thống kết nối đường ống).

3.5. Tổng hợp thông tin dữ liệu (Bảng 2)

Quy trình vận hành đường ống, kế hoạch vận hành, bảo trì, thông tin sự cố và các tài liệu vận hành đường ống dẫn khí khác phải được thu thập để đánh giá tính toàn vẹn.

Bảng 2. Các dữ liệu cần thiết để thực hiện quản lý tính toàn vẹn đường ống dẫn khí

Hạng mục	Dữ liệu
Dữ liệu thuộc tính	Độ dày đường ống
	Đường kính
	Loại mối hàn và thông số khớp nối (nếu cần thiết)
	Nhà sản xuất
	Ngày sản xuất
	Thông số kỹ thuật vật liệu
Xây dựng	Thông số kỹ thuật thiết bị
	Năm lắp đặt
	Kỹ thuật uốn
	Phương pháp, quy trình nối và kết quả kiểm định
	Độ sâu che phủ
	Độ sâu đáy biển/sông*
	Vỏ bọc
	Thử áp lực
	Phương pháp bao phủ
	Đất, chèn lấp
	Báo cáo kiểm định
	Thiết bị bảo vệ cathodic được lắp đặt
	Loại vỏ bọc
Vận hành	Chất lượng khí
	Áp suất hoạt động bình thường tối đa và tối thiểu
	Lưu lượng
	Lịch sử rò rỉ/lỗi
	Tình trạng vỏ bọc
	Tình trạng hệ thống bảo vệ cathodic
	Nhiệt độ thành ống
	Báo cáo kiểm định đường ống
	Giám sát ăn mòn bên trong và bên ngoài
	Biến động áp suất
	Hiệu suất xả (nếu cần thiết)
	Sự xâm phạm
	Thống kê giao thông hàng hải*
	Sửa chữa
	Sự phá hoại
	Lực tác động bên ngoài (nếu cần thiết)
	Tình trạng gối đỡ
Kiểm định/Kiểm tra	Thử áp lực (nếu cần thiết)
	Kiểm định nội tuyến (in-line inspections)
	Kiểm định hình học
	Kiểm định lỗ hỏng (nếu cần thiết)
	Kiểm tra hệ thống bảo vệ cathodic
	Kiểm định tình trạng vỏ bọc
	Kiểm tra tình trạng gối đỡ
	Xem xét và đánh giá

* Dữ liệu cần thiết cho đường ống dẫn khí ngoài khơi

Đơn vị quản lý đường ống dẫn khí thu thập dữ liệu cần thiết (đặc biệt là các khu vực cần lưu ý và các khu vực có mức độ rủi ro cao) để thực hiện đánh giá tính toàn vẹn trên toàn hệ thống đường ống.

Về dữ liệu về tai nạn sự cố, các đơn vị quản lý đường ống dẫn khí cần xây dựng quy trình báo cáo, đánh giá và điều tra sự cố. Các sự cố liên quan đến tính toàn vẹn với bất kể mức độ nghiêm trọng nào phải được báo cáo, điều tra, rút ra bài học kinh nghiệm và lưu giữ hồ sơ. Thông tin và các hành động liên quan đến những sự cố này phải được ghi lại trong hệ thống quản lý.

3.6. Phân tích dữ liệu, xây dựng báo cáo

Đơn vị quản lý đường ống dẫn khí cần xây dựng kế hoạch xem xét và phân tích dữ liệu khi đã tổng hợp thu thập dữ liệu. Tùy thuộc vào tầm quan trọng của dữ liệu, đơn vị quản lý cần thực hiện các phương thức kiểm tra bổ sung hoặc thu thập dữ liệu tại hiện trường nếu thấy cần thiết.

3.7. Đánh giá tính toàn vẹn

Dựa trên các yếu tố ưu tiên được xác định bởi đánh giá rủi ro, đơn vị quản lý tiến hành đánh giá tính toàn vẹn bằng các phương pháp đánh giá phù hợp như: Kiểm định nội tuyến (in-line inspection); kiểm tra (thử) áp lực; đánh giá trực tiếp; các phương pháp đánh giá khác. Phương pháp đánh giá tính toàn vẹn thực hiện trên các mối đe dọa tại các phân đoạn đường ống dễ xảy ra sự cố. Có thể kết hợp thực hiện nhiều phương pháp hay công cụ để xử lý các mối đe dọa tại một đoạn ống dẫn khí.

3.8. Quyết định các biện pháp khắc phục sự cố

Các biện pháp khắc phục phải đơn giản, có thể đo lường, có thể đạt được và cho phép đánh giá kịp thời. Đơn vị quản lý có thể áp dụng biện pháp khắc phục bằng công nghệ, vận hành, trực tiếp.

Để giảm thiểu sự cố, có thể áp dụng các biện pháp: Hạn chế các thông số vận hành như áp suất vận hành cho phép lớn nhất (MAOP), nhiệt độ đầu vào, tốc độ dòng chảy...; sử dụng hóa chất để giảm thiểu tỷ lệ ăn mòn, thay đổi dòng chảy, tránh

quá trình hydrate hóa; bảo trì bằng phóng pig nhằm vệ sinh các mảnh vụn, chất thải và chất lỏng tồn đọng trong đường ống...

Cần thiệp tác động vào đường ống được sử dụng để kiểm soát: Tạo ổn định bên dưới đường ống, bảo vệ chống lại thiệt hại do bên thứ ba, cung cấp vật liệu cách nhiệt, giảm chiều dài khoảng trống và các khoảng trống.

Sửa chữa đường ống để khôi phục chức năng, tính toàn vẹn cấu trúc và/hoặc áp lực của hệ thống đường ống. Phương pháp phù hợp nhất để sửa chữa đường ống phụ thuộc vào mức độ và cơ chế của sự hư hỏng, vật liệu ống, kích thước ống, vị trí hư hỏng, tình trạng tải, áp suất và nhiệt độ.

Các phương pháp sửa chữa sau đây có thể được sử dụng: Một phần hư hỏng của đường ống được cắt ra và ống mới được lắp đặt bằng cách hàn hoặc bằng đầu nối cơ khí; sửa chữa cục bộ bằng cách lắp đặt bộ kẹp ống (clamp) bên ngoài trên đường ống; rò rỉ mặt bích và khớp nối có thể được làm kín bằng cách lắp đặt (bộ kẹp ống làm kín mặt bích rò rỉ, khớp nối mới, thế các miếng đệm...).

3.9. Thực hiện thay đổi

Đơn vị quản lý đường ống dẫn khí cần xây dựng các quy trình quản lý sự thay đổi để xác định và xem xét tác động của các thay đổi đối với các hệ thống đường ống dẫn khí và tính toàn vẹn của chúng. Các quy trình này phải phù hợp với những thay đổi lớn và nhỏ, các nhân sự sử dụng phải nắm rõ. Quản lý sự thay đổi sẽ hướng đến những thay đổi về kỹ thuật, vật lý, thủ tục và tổ chức đối với hệ thống, dù là vĩnh viễn hay tạm thời. Quá trình quản lý này nên kết hợp với lập kế hoạch cho từng tình huống thay đổi và xem xét các trường hợp đặc biệt.

4. Kết luận

Trên cơ sở khung pháp lý của Việt Nam, kinh nghiệm của thế giới, thực trạng quản lý an toàn đường ống dẫn khí tại Việt Nam kết hợp với ý kiến các chuyên gia, PVMR đã xây dựng "Hướng dẫn quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho các đường ống dẫn khí" chi tiết, có tính ứng dụng cao.

Trong đó, các quy định về an toàn của Việt Nam cũng như của các tổ chức quốc tế sẽ được áp dụng phù hợp với điều kiện, hoàn cảnh của Việt Nam, giúp các đơn vị triển khai đồng bộ, thống nhất, tiếp cận với phương thức quản lý an toàn hiện đại trong việc đảm bảo an toàn, chống thất thoát cho các đường ống dẫn khí.

"Hướng dẫn quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho

các đường ống dẫn khí" đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành theo Quyết định số 4616/QĐ-DKVN ngày 21/8/2019.

Tài liệu tham khảo

1. Chính phủ. *An toàn công trình dầu khí trên đất liền*. Nghị định số 13/2011/NĐ-CP. 11/2/2011.
2. Chính phủ. *Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí*. Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg. 20/1/2015.
3. QCVN 11:2012/BCT. *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về mức rủi ro chấp nhận được trong đánh giá định lượng rủi ro cho các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất và nhiệt điện*. Thông tư số 50/2012/TT-BCT. Bộ Công Thương. 28/12/2012.
4. QCVN 01:2016/BCT. *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn đường ống dẫn khí đốt cố định bằng kim loại*. Thông tư số 31/2016/TT-BCT. Bộ Công Thương. 15/12/2016.
5. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí*. Quyết định số 8435/QĐ-DKVN.
6. The American Society of Mechanical Engineers. *Managing system integrity of gas pipelines*. ASME B31.8S-2016.
7. Det Norske Veritas (DNV). *Integrity management of submarine pipeline systems*. DNV-RP-F116. 2015.
8. R.Winston Revie. *Oil and gas pipelines integrity and safety handbook*. 2015.
9. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). *Gas transmission and distribution piping systems*. ASME B31.8-2016.
10. American Petroleum Institute (API). *Recommended practice for the pressure testing of steel pipelines for the transportation of gas, petroleum gas, hazardous liquids, highly volatile liquids, or carbon dioxide (6th edition)*. API RP 1110. 2013.
11. American Petroleum Institute (API). *In-line inspection systems qualification (2nd edition)*. API STD 1163. 2013.
12. Det Norske Veritas (DNV). *Riser integrity management*. DNV-RP-F206. 2017.
13. Chính phủ. *Bảo vệ an ninh, an toàn dầu khí*. Nghị định số 03/2002/NĐ-CP. 7/1/2002.
14. Chính phủ. *Quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí*. Nghị định số 48/2000/NĐ-CP. 12/9/2000.

15. Chính phủ. *Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí*. Quyết định số 41/1999/QĐ-TTg, 8/3/1999.

16. Bộ Công Thương. *Quy định công tác quản lý an toàn trong ngành Công Thương*. Thông tư số 43/2010/TT-BCT. 29/12/2010.

17. Bộ Công Thương. *Quy định về quản lý an toàn trong*

lĩnh vực khí dầu mỏ hóa lỏng. Thông tư số 41/2011/TT-BCT. 16/12/2011.

18. Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội. *Danh mục các loại máy, thiết bị, vật tư, chất có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn, vệ sinh lao động*. Thông tư số 53/2016/TT-BLĐTBXH. 28/12/2016.

INTEGRITY MANAGEMENT OF GAS PIPELINES

Tran Nguyen Quy, Nguyen Thanh Hung, Nguyen Thanh Thai

Petrovietnam Maintenance and Repair Corporation (PVMR)

Email: hungnt@pvmr.vn

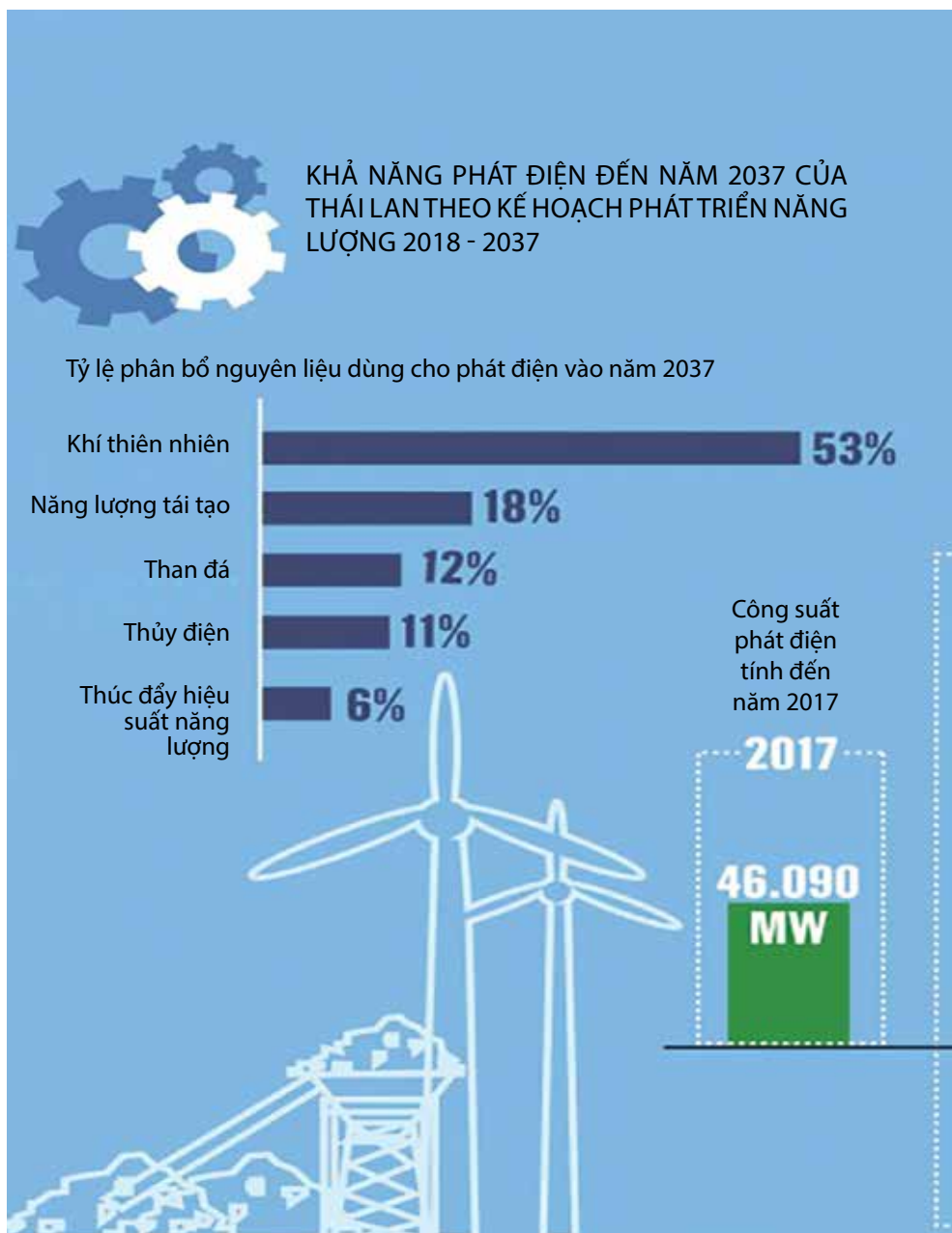
Summary

The integrity management system for gas pipelines greatly affects the process of designing, constructing, operating and maintaining gas pipelines. The integrity management process for gas pipelines is an integrated process of risk management, design, operation, inspection and evaluation throughout the life of the gas pipelines.

Based on the results of surveys conducted at the units managing /operating gas pipelines in Vietnam, the Petrovietnam Maintenance and Repair Corporation (PVMR) has established the Guidelines on Asset Integrity Management for Onshore and Offshore Gas Pipelines, ensuring international and Vietnamese safety standards/regulations.

Key words: Integrity management, safety management, risk assessment, gas pipelines.

Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á lần thứ 37 (AMEM 37) tập trung thảo luận các giải pháp phát triển công nghệ và sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng giúp các quốc gia ASEAN có khả năng thích ứng với kỷ nguyên chuyển đổi năng lượng toàn cầu, thay đổi thói quen sản xuất/tiêu thụ các dạng năng lượng hóa thạch sang các loại năng lượng sạch, bền vững hơn trong tương lai.



ĐẨY MẠNH QUÁ TRÌNH CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG TRONG ASEAN

Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng ASEAN lần thứ 37 với chủ đề “Đẩy mạnh quá trình chuyển đổi năng lượng thông qua quan hệ đối tác và sáng tạo” (Advancing energy transition partnerships and innovation) đã khai mạc sáng ngày 4/9/2019 tại Bangkok, Thái Lan.

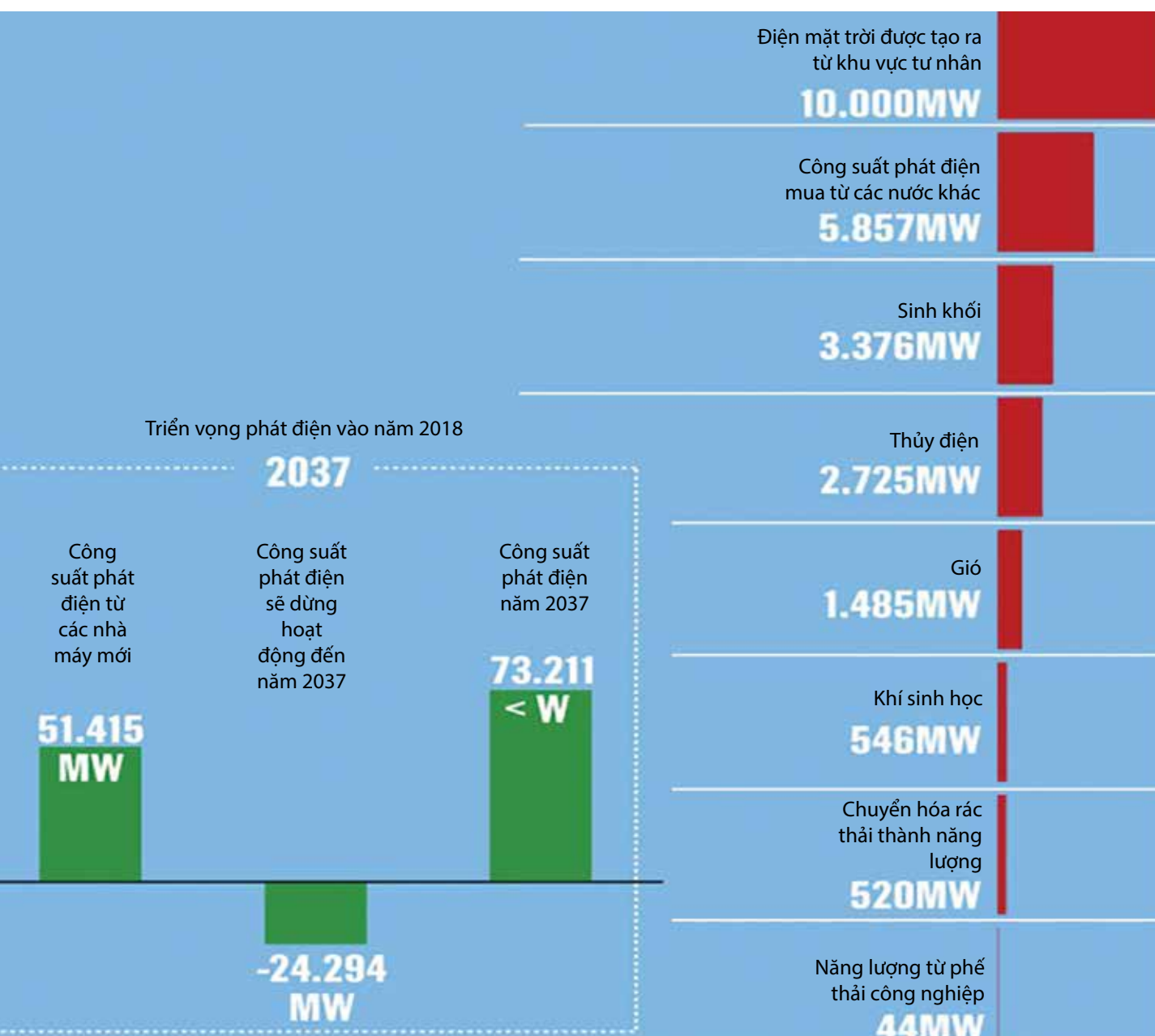
Hội nghị tập trung thảo luận các giải pháp phát triển công nghệ

và sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng giúp các quốc gia ASEAN có khả năng thích ứng với kỷ nguyên chuyển đổi năng lượng toàn cầu, thay đổi thói quen sản xuất/tiêu thụ các dạng năng lượng hóa thạch sang các loại năng lượng sạch, bền vững hơn trong tương lai.

Song song với AMEM 37, Diễn đàn Kinh doanh Năng lượng ASEAN

(AEBF) được tổ chức từ ngày 2 - 5/9/2019 tập trung thảo luận về các vấn đề: Cơ hội đầu tư trong lĩnh vực năng lượng tại ASEAN; Cập nhật thị trường năng lượng toàn cầu và khu vực; Các sáng kiến chính sách và khung pháp lý; Vai trò của năng lượng sạch trong tương lai; Đổi mới công nghệ...

Tại Lễ khai mạc AMEM 37, Thủ



tướng Thái Lan Prayut Chan-o-cha khẳng định năng lượng là yếu tố quan trọng, ảnh hưởng trực tiếp đến sự phát triển xã hội và tăng trưởng kinh tế. Quá trình sản xuất và tiêu thụ năng lượng của mỗi nước được quyết định bởi khả năng thích ứng với các thách thức trong bối cảnh thế giới đang bước vào kỷ nguyên chuyển đổi năng lượng [1].

Nhu cầu năng lượng của ASEAN tiếp tục tăng nhanh cùng với sự phát triển kinh tế - xã hội. Năng lượng

sạch và năng lượng thay thế sẽ sớm trở thành nguồn năng lượng chính trong tương lai. Thủ tướng Thái Lan lưu ý điều quan trọng đối với khu vực là giữ ổn định an ninh năng lượng bằng cách phát triển thị trường và cơ hội đầu tư, cải tiến công nghệ...

Thủ tướng Thái Lan Prayut Chan-o-cha cho rằng, các nghiên cứu mới được hoàn thành trong năm 2019 có thể khẳng định hợp tác năng lượng trong ASEAN, cũng như với các đối tác đối thoại và các tổ chức quốc tế,

như nghiên cứu về cơ sở hạ tầng khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) quy mô nhỏ, các khuyến nghị về việc đưa năng lượng tái tạo vào hệ thống lưới điện ASEAN (APG). Các nghiên cứu trên có khả năng phục vụ cho Kế hoạch hành động ASEAN về hợp tác năng lượng (APAEC) với mục tiêu kết nối năng lượng và năng lượng bền vững, trong đó năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng 25% vào năm 2025.

Trong khi đó, Diễn đàn Kinh doanh Năng lượng ASEAN [2] cho



Thủ tướng Thái Lan Prayut Chan-o-cha trao đổi với các đại biểu tại Lễ khai mạc Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng ASEAN lần thứ 37.

biết nhu cầu năng lượng của khu vực Đông Nam Á được dự báo sẽ tăng chóng mặt trong 20 năm tới. Đến năm 2030, ASEAN có thể sẽ trở thành khu vực tiêu thụ năng lượng lớn thứ 4 trên thế giới. Tài nguyên ngày càng cạn kiệt và các mối quan tâm về môi trường được coi là động lực thúc đẩy chính phủ các nước ASEAN ưu tiên phát triển/sử dụng năng lượng tái tạo và khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG).

Nhu cầu LNG trong khu vực đến năm 2030 dự kiến sẽ tăng gấp 5 - 7 lần. ASEAN đặt mục tiêu năng lượng tái tạo chiếm 23% vào năm 2025. Nghiên cứu của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA) và Trung tâm Năng lượng ASEAN (ACE) năm 2016 cho thấy điều này có thể đạt được với việc các quốc gia ASEAN phát triển mạnh các dự án pin năng lượng mặt trời, gió và địa nhiệt...

Thái Lan cho biết đã đi được ½ chặng đường của kế hoạch phát

triển năng lượng mặt trời đến năm 2030, gần đây đã phê duyệt Kế hoạch phát triển năng lượng (PDP) 2018, 2020, xây dựng chiến lược phát triển năng lượng trong tương lai và tiến bộ liên tục trong quá trình chuyển đổi sang năng lượng tái tạo. Theo PDP, công suất sản xuất điện của Thái Lan sẽ tăng 67% vào năm 2037, với 56.431MW từ công suất mới được lắp đặt (trong đó 37% sẽ là năng lượng tái tạo). Đến năm 2037, sản lượng điện của Thái Lan chủ yếu sản xuất từ khí (53%), nhiên liệu không hóa thạch (35%) và than đá (12%).

Để đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng của khu vực, IEA dự báo ASEAN cần phải đầu tư 2,7 nghìn tỷ USD. Các quốc gia ASEAN phải tiếp tục xây dựng/hoàn thiện khung chính sách và quy định tạo điều kiện cho việc chuyển đổi trong tương lai sang năng lượng carbon thấp hơn và khuyến khích hợp tác quốc tế và

sự tham gia tích cực của khu vực tư nhân. Trong đó, tích hợp và hợp tác là công cụ quan trọng để giảm chi phí năng lượng, đa dạng hóa nguồn cung và khai thác các nguồn năng lượng tái tạo và năng lượng carbon thấp.

Thu Huyền (theo AEBF)

Tài liệu tham khảo

1. Praphorn Praphornkul. *PM Prayut attends 37th AMEM*. www.thainews.prd.go.th.
2. ASEAN Energy Business Forum. *2019 ASEAN chairmanship hosts timely energy business forum in Thailand*. www.aebf2019.com.
3. International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Energy Outlook for ASEAN*. www.irena.org.

TIN TRONG NƯỚC

Việt Nam - Kuwait: Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc tiếp Bộ trưởng Khaled Ali Al-Fadhel. Ảnh: Quang Hiếu

Ngày 3/9/2019, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã tiếp ông Khaled Ali Al-Fadhel - Bộ trưởng Dầu mỏ kiêm Điện lực và nước Kuwait.

Hợp tác thương mại và đầu tư giữa Việt Nam - Kuwait đang có bước phát triển tích cực, ký kết nhiều thỏa thuận hợp tác, tạo hành lang pháp lý thúc đẩy đầu tư. Kim ngạch thương mại song phương đạt gần 2,7 tỷ USD, trong đó, Việt Nam xuất khẩu đạt 77 triệu USD và

nhập khẩu (dầu thô) 2,6 tỷ USD.

Trong lĩnh vực dầu khí, Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn do Việt Nam, Nhật Bản và Kuwait hợp tác đầu tư đã được đưa vào vận hành thương mại từ tháng 11/2018 với nguồn dầu thô nhập khẩu từ Kuwait. Đây là dự án trọng điểm về dầu khí của Việt Nam, cung cấp gần 40% sản lượng xăng dầu cho Việt Nam, cũng là dự án thể hiện mối quan hệ tốt đẹp giữa hai nước.

Bộ trưởng Khaled Ali Al-Fadhel cho biết các nhà đầu tư Kuwait sẽ phối hợp với các nhà đầu tư Việt Nam và Nhật Bản để tiếp tục triển khai dự án đúng tiến độ, chất lượng và hiệu quả. Khẳng định Kuwait coi trọng thị trường châu Á, trong đó có Việt Nam, Bộ trưởng cho biết, Kuwait kỳ vọng Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn là biểu tượng thành công trong đầu tư, hợp tác tại châu Á.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đề nghị các nhà đầu tư hợp tác triển khai Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đúng tiến độ, chất lượng và hiệu quả, đồng thời đề nghị chủ đầu tư quan tâm đến người dân trong vùng dự án.

Đánh giá cao kết quả làm việc của Bộ trưởng với các cơ quan chức năng của Việt Nam, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đề nghị trong thời gian tới, Kuwait mở rộng đầu tư tại Việt Nam không chỉ trong lĩnh vực dầu khí mà còn ở các lĩnh vực khác.

Thủ tướng Chính phủ khẳng định Việt Nam luôn tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư đảm bảo các yêu cầu về môi trường và tuân thủ đúng quy định pháp luật Việt Nam.

Nguyễn Hoàng

Kuwait cấp dầu thô ổn định cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn

Ngày 4/9/2019, tại Hà Nội, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đã làm việc với Bộ trưởng Dầu mỏ kiêm Điện lực và nước Kuwait Khaled Ali Al-Fadhel.

Bộ trưởng Trần Tuấn Anh khẳng định, Việt Nam luôn coi trọng mối quan hệ hợp tác với Kuwait, đặc biệt trong lĩnh vực dầu khí. Trong đó, Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Công ty Dầu khí Quốc tế Kuwait (KPI) và Idemitsu Kosan Nhật Bản

(IKC) là dự án trọng điểm về dầu khí của Việt Nam. Trong quá trình triển khai dự án này, Bộ Công Thương đã tích cực, chủ động phối hợp với các đơn vị có liên quan để giải quyết các khó khăn, từ đó đảm bảo tiến độ, chất lượng, hiệu quả dự án, đặc biệt là vấn đề tiêu thụ trên thị trường.

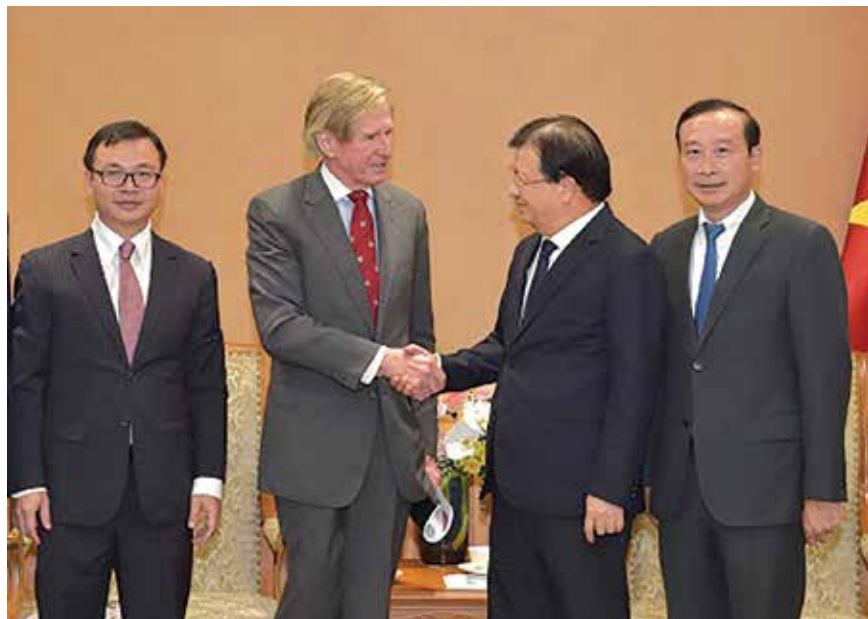
Trên cơ sở đó, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Khaled Ali Al-Fadhel đã trao đổi các giải pháp để tháo gỡ các vấn đề liên quan đến chất lượng sản phẩm, ưu đãi thuế, tiêu thụ...

Bộ trưởng Trần Tuấn Anh đề nghị Chính phủ Kuwait và Bộ trưởng Khaled Ali Al-Fadhel tiếp tục quan tâm chỉ đạo thúc đẩy hợp tác giữa hai nước trong lĩnh vực dầu khí, đặc biệt là cung cấp dầu thô ổn định cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và trong các lĩnh vực có tiềm năng.

Hai Bộ trưởng tin tưởng rằng với sự quan tâm, hỗ trợ của Chính phủ Kuwait và Chính phủ Việt Nam, hợp tác giữa hai nước nói chung và hợp tác trong lĩnh vực dầu khí nói riêng sẽ tiếp tục phát triển.

Nguyễn Huy

SOCO mong muốn mở rộng đầu tư trong lĩnh vực dầu khí



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tiếp Tổng giám đốc SOCO International Ed Story. Ảnh: Nhật Bắc

Ngày 28/8/2019, tại trụ sở Chính phủ, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đã tiếp ông Ed Story - Tổng giám đốc SOCO International (Vương quốc Anh).

Tổng giám đốc SOCO International Ed Story cho biết, trong 19 năm qua, Tập đoàn này đã đầu tư hơn 1 tỷ USD tại Việt Nam trong lĩnh vực dầu khí, là nhà đầu tư lớn nhất

của Vương quốc Anh tại Việt Nam. SOCO đã đóng góp vào ngân sách 3,3 tỷ USD và mong muốn tiếp tục mở rộng hoạt động đầu tư, thăm dò, khai thác và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao SOCO đã triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam trong thời gian qua, đóng góp vào ngân sách của Việt Nam, tạo việc làm và đóng góp cho an sinh xã hội.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng nhấn mạnh, Chính phủ Việt Nam luôn tạo điều kiện thuận lợi để các doanh nghiệp, trong đó có SOCO, tiếp tục đầu tư vào lĩnh vực dầu khí, góp phần gia tăng sản lượng và hiệu quả khai thác dầu khí của Việt Nam.

Ngày Bắc

Xây dựng đường ống bờ và các trạm cho dự án Nam Côn Sơn 2



Lễ ký Hợp đồng EPC đường ống bờ và các trạm - Dự án "Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2". Ảnh: PV GAS

Ngày 8/8/2019, Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) đã ký Hợp đồng "Thiết kế, cung cấp hàng hóa và thi công xây dựng công trình đường ống bờ và các trạm (EPC

đường ống bờ và các trạm)" thuộc Dự án "Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 điều chỉnh" với Liên danh tổng thầu Vietsovpetro - Lilama - Nagecco. Mục tiêu của dự án là hoàn thành đầu nối

với đường ống biển và sẵn sàng tiếp nhận khí Sao Vàng - Đại Nguyệt vào Quý III/2020.

Gói thầu EPC đường ống bờ và các trạm (EPC-3) có phạm vi công việc gồm: Thiết kế bản vẽ thi công; mua sắm thiết bị vật tư (trừ vật tư chính là ống 30" và 26"), xây dựng lắp đặt; chạy thử các hạng mục chính của công trình gồm: Đường ống 26" dài 8km từ Trạm tiếp bờ Long Hải đến Nhà máy xử lý khí (GPP2) tại Dinh Cố; Đường ống khí thương phẩm 30" dài 29,5km từ GPP2 đến Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ; Đường ống vận chuyển LPG 6" dài 25km từ GPP2 đến Kho cảng Thị Vải; Đường ống vận chuyển condensate 6" dài 25km từ GPP2 đến Kho cảng Thị Vải; Lắp đặt thiết bị công nghệ và đường ống công nghệ trong Trạm GDC Phú Mỹ.

Hồ Cẩm

JX NOEX khẳng định tiếp tục đầu tư lâu dài tại Việt Nam

Ngày 21/8/2019, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tiếp ông Hiroshi Hosoi - Chủ tịch, Tổng giám đốc JX Nippon Oil & Gas Exploration Corp. (JX NOEX, Nhật Bản).

Nhật Bản là đối tác kinh tế, thương mại, đầu tư đặc biệt quan trọng của Việt Nam: cấp vốn ODA lớn nhất (tổng số vốn khoảng 30 tỷ USD), là nhà đầu tư lớn thứ 2 (với 4.020 dự án, tổng vốn đăng ký 57 tỷ USD), đối tác du lịch thứ 3 (khoảng 800.000 khách du lịch Nhật Bản tới Việt Nam), là đối tác thương mại song phương lớn thứ 4 của Việt Nam (năm 2018 đạt 38 tỷ USD).

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng khẳng định Việt Nam đánh giá cao nỗ lực của Chính phủ và doanh nghiệp Nhật Bản trong việc vươn lên vị trí dẫn đầu trong các quốc gia và vùng lãnh thổ đầu tư vào Việt Nam trong năm 2017 và 2018. Các doanh nghiệp Nhật Bản đầu tư vào Việt Nam rất có uy tín và đóng góp tích cực cho sự phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tiếp Chủ tịch, Tổng giám đốc JX NOEX Hiroshi Hosoi. Ảnh: Nhật Bắc

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao kết quả kinh doanh của JX NOEX tại Việt Nam, đặc biệt trong việc áp dụng các giải pháp kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu, góp phần ổn định sản lượng khai thác dầu của Việt Nam.

Ghi nhận các đề xuất hợp tác về tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí của JX NOEX, Phó Thủ tướng đề nghị JX NOEX sớm làm việc cụ thể với Tập

đoàn Dầu khí Việt Nam cũng như các bộ/ngành/đơn vị liên quan.

Chủ tịch, Tổng giám đốc JX NOEX Hiroshi Hosoi cảm ơn Chính phủ Việt Nam, Đại sứ quán Việt Nam tại Nhật Bản đã tạo điều kiện thuận lợi giúp đỡ JX NOEX hoạt động đầu tư tại Việt Nam từ năm 1992 đến nay (trong đó có các dự án dầu khí) và khẳng định sẽ tiếp tục đầu tư lâu dài tại Việt Nam.

Nhật Bắc

PV Power ký Hợp đồng hạn mức tín dụng 600 tỷ đồng với SMBC

Ngày 28/8/2019, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đã ký Hợp đồng hạn mức tín dụng 600 tỷ đồng với Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC).

Theo Chủ tịch HĐQT PV Power Hồ Công Kỳ, cùng với việc sản xuất kinh doanh điện năng, PV Power luôn chú trọng hoạt động tài chính. Ngoài nguồn vốn dài hạn cho các dự án, PV Power chủ động tìm kiếm các nguồn vốn ngắn hạn cạnh tranh trên thị trường để đảm bảo thường xuyên khả năng thanh toán.

Đại diện SMBC, ông Seiji Kato khẳng định Lễ ký kết hợp đồng hạn



Phó Tổng giám đốc PV Power Nguyễn Duy Giang ký Hợp đồng hạn mức tín dụng với Sumitomo. Ảnh: PV Power

mức tín dụng 600 tỷ đồng giữa PV Power và SMBC là bước khởi đầu

để mở ra con đường hợp tác lâu dài giữa hai bên.

Thúy Hằng

Tổng kết công tác phối hợp vận hành giữa các nhà máy điện



Nhà máy Điện Vung Ang 1. Ảnh: PV Power Kho cảng Thị Vải. Ảnh: PV GAS

Ngày 23/8/2019, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác phối hợp vận hành các nhà máy điện PV Power năm 2019.

Tổng giám đốc PV Power Lê Như Linh cho biết nguồn nhiên liệu đầu vào để sản xuất điện (than, khí) suy

giảm, thiếu hụt trong khi nhu cầu của hệ thống điện tăng cao, dẫn đến có giai đoạn các nhà máy điện không có nhiên liệu để vận hành đầy tải các tổ máy.

Trên cơ sở đó, Hội nghị đã tập trung thảo luận về: Công tác vận hành các nhà máy điện của PV Power trong 6 tháng đầu năm 2019; Ảnh

hưởng việc thiếu than đến công tác vận hành Nhà máy Điện Vung Ang 1; Kế hoạch vận hành hệ thống điện năm 2020 - 2030... Hội nghị cũng rút ra các bài học kinh nghiệm, đề xuất các giải pháp để gia tăng sản lượng, doanh thu và lợi nhuận cho PV Power, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Thúy Hằng

Hệ thống điều khiển, giám sát an toàn và công nghệ cho giàn BK-20

Xí nghiệp Cơ điện (thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") cho đã hoàn thành công tác thiết kế, chế tạo cụm thiết bị ICSS, MCC và WHCP thuộc Dự án xây dựng giàn BK-20.

Trong đó, Hệ thống điều khiển, giám sát an toàn và công nghệ (ICSS) gồm 4 tủ điều khiển trên BK-20 và 1 tủ điều khiển RTU trên CT3, 5 trạm VH với nhiệm vụ điều khiển và giám sát toàn bộ hệ thống công nghệ, an toàn sự cố, báo cháy, báo khí của giàn BK-20.

Hệ thống tủ điều khiển và

phân phối điện (MCC) cấp điện cho các thiết bị chính trên giàn như: các động cơ điện, máy bơm, máy nén, máy điều hòa, cần cẩu, bơm cứu hỏa..., 3 tủ điện DPs cấp điện cho các thiết bị phụ trợ, chiếu sáng. Hệ thống WHCP là tủ điều khiển cho 9 giếng khai thác cho giàn BK-20.

Tổng chi phí thiết kế, chế tạo 3 cụm thiết bị WHCP, ICSS, MCC do Xí nghiệp Cơ điện thực hiện chỉ khoảng 982.000USD, tiết kiệm 110.000USD so với kế hoạch Vietsovpetro phê duyệt.

Thanh Cảnh

CÔNG TÁC KHOAN VÀ THIẾT KẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ

Ngày 29/8/2019, Đoàn Thanh niên Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Hội thảo chuyên đề "Công tác khoan và thiết kế khai thác mỏ dầu khí" để trao đổi các vấn đề: Thông tin địa chất, thiết kế và khai thác xây dựng giàn BK-20; Hoàn thiện quy trình công nghệ khi tie-back đồng thời nhiều giếng tại Vietsovpetro...

Nguyễn Thanh

NÂNG CẤP HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN GIÀN MSP1/BK7

Xí nghiệp Cơ điện (Vietsovpetro) cho biết đã hoàn thành Dự án nâng cấp hệ thống điều khiển giàn MSP1/BK7 với việc thiết kế và lắp đặt mới 6 tủ điều khiển (5 tủ cho MSP1 và 1 tủ cho BK7), 6 trạm vận hành. Tổng chi phí thực hiện dự án khoảng 520.000USD, thấp hơn dự toán và tiết kiệm 80.000USD so với kế hoạch Vietsovpetro phê duyệt.

Nguyễn Thanh

PVFCCo lần thứ 5 lọt Top 50 công ty niêm yết tốt nhất Việt Nam

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo, mã chứng khoán DPM) vừa được Forbes Vietnam vinh danh trong Top 50 công ty niêm yết tốt nhất Việt Nam năm 2019. Đây là lần thứ 5 PVFCCo lọt vào danh sách này và là đơn vị duy nhất trong lĩnh vực hỗ trợ nông nghiệp nằm trong bảng xếp hạng.

Để lọt vào danh sách này, doanh nghiệp được chọn phải là doanh nghiệp có tỷ lệ tăng trưởng cao trong giai đoạn 2014 - 2018 về doanh thu, lợi nhuận, các chỉ số tài chính ROE, ROC và EPS; đồng thời phải chú trọng chiến lược phát triển bền vững. Theo Forbes Vietnam, danh sách được xây dựng dựa trên phương pháp xếp hạng của Forbes (Mỹ) áp dụng trên toàn cầu, có cân nhắc đến đặc thù các doanh nghiệp niêm yết tại Việt Nam.

Ngoài danh hiệu này, PVFCCo cũng được Forbes Vietnam đánh giá là một trong 50 thương hiệu dẫn đầu Việt Nam năm 2019 và lọt "Top 3 doanh nghiệp niêm yết nhóm



Tổng giám đốc PVFCCo Lê Cự Tân nhận danh hiệu "Top 50 công ty niêm yết tốt nhất Việt Nam năm 2019". Ảnh: DPM

Midcap có hoạt động IR được nhà đầu tư yêu thích nhất năm 2019" do cộng đồng nhà đầu tư bình chọn tại Vietstock.

PVFCCo tiếp tục khẳng định vị thế vững chắc trên thị trường tài chính thông qua việc tuân thủ nghĩa vụ công bố, minh bạch thông tin,

đáp ứng các chuẩn mực quản trị hiện đại, đặc biệt chú trọng tới công tác IR và đem lại sự an tâm cho các nhà đầu tư. Đây cũng là động lực để PVFCCo tiếp tục nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, năng lực cạnh tranh và phát triển thương hiệu.

Quang Minh

Nhà máy Đạm Cà Mau bảo dưỡng sửa chữa



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết công tác bảo dưỡng, sửa chữa cơ hội Nhà máy Đạm Cà Mau được triển khai phù hợp với tiến độ cấp khí từ ngày

31/8 - 13/9/2019. Trong thời gian này, gần 500 cán bộ, kỹ sư và chuyên gia đã tiến hành kiểm tra, sửa chữa các thiết bị và hệ thống công nghệ (có khoảng 2.093 hạng mục công việc)

nhằm nâng cao tính ổn định, an toàn, đúng tiến độ và tăng công suất vận hành của Nhà máy Đạm Cà Mau.

PVCFC cho biết, sản lượng sản xuất của Nhà máy Đạm Cà Mau trong năm 2019 dự kiến sẽ giảm 5%, tương đương 36.000 tấn so với công suất thiết kế (800.000 tấn/năm). Kết thúc đợt bảo dưỡng, Nhà máy Đạm Cà Mau có thể vận hành trở lại với công suất 110% nếu được cung cấp đủ khí.

Trước đó, Nhà máy Đạm Cà Mau đã cán mốc sản lượng 6 triệu tấn sau 8 năm vận hành liên tục, đảm bảo sản xuất ổn định, phát triển kinh tế nông nghiệp khu vực Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng.

Minh Anh

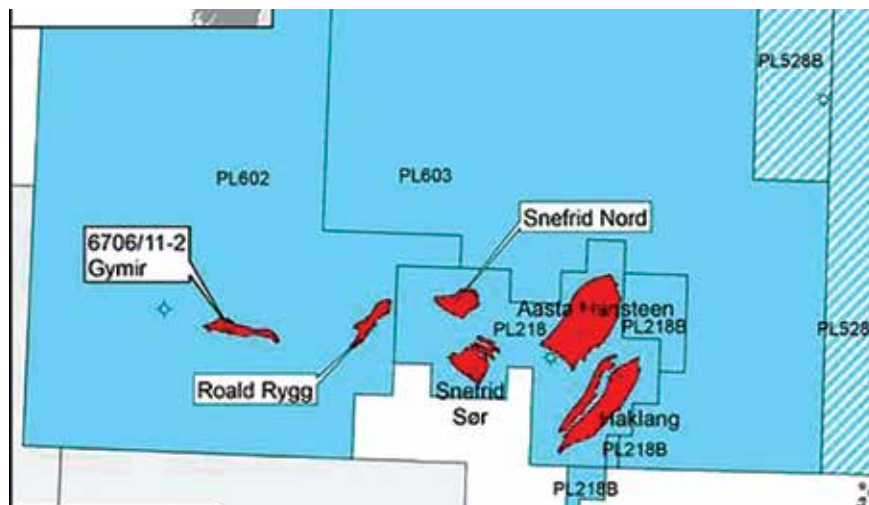
TIN THẾ GIỚI

Equinor đưa mỏ khí Snefrid Nord vào khai thác

Ngày 1/9/2019, Equinor cùng các đối tác đã đưa mỏ khí Snefrid Nord vào khai thác. Đây là phát hiện đầu tiên được kết nối với mỏ Aasta Hansteen, vùng biển Na Uy.

Mỏ Snefrid Nord có trữ lượng thu hồi khoảng 4,4 tỷ m³ khí tiêu chuẩn (tương đương 27,5 triệu thùng dầu quy đổi) và condensate. Khi đi vào khai thác ổn định, mỏ Snefrid Nord sẽ đạt sản lượng 4 triệu m³ khí/ngày.

Mỏ Snefrid Nord được phát hiện vào năm 2015 và kế hoạch phát triển mỏ được phê duyệt vào năm 2017. Tổng chi phí phát triển mỏ Snefrid Nord ước tính khoảng 1,2 tỷ NOK.



Vị trí mỏ Snefrid Nord. Nguồn: Equinor

Equinor Energy AS (51%) là nhà điều hành, cùng các đối tác Winterhall Dea (24%), OMV (Norge) AS

(15%) và ConocoPhillips Skandinavia AS (10%).

Linh Chi (theo Equinor)

Dòng dầu đầu tiên từ Dự án Greater Enfield



FPSO Ngujima-Yin. Nguồn: Woodside

Ngày 25/8/2019, Woodside công bố đã khai thác dòng dầu đầu tiên từ dự án Greater Enfield bằng FPSO Ngujima-Yin.

Dự án Greater Enfield được phê duyệt vào năm 2016, gồm việc phát triển các vỉa chứa dầu Laverda Canyon, Norton over Laverda và Cimatti bằng FPSO Ngujima-Yin, đang neo đậu gần mỏ dầu Vincent. Tổng mức đầu tư cho dự án ước tính 1,9 tỷ USD.

Ông Peter Coleman - Giám đốc điều hành Woodside cho biết việc

đón dòng dầu đầu tiên từ Dự án Greater Enfield được thực hiện đúng tiến độ với chi phí thấp hơn ngân sách đã được phê duyệt.

Sản lượng từ Dự án Greater Enfield có đóng góp quan trọng vào mục tiêu gia tăng sản lượng của Woodside (đạt 100 triệu thùng dầu quy đổi trong năm 2020).

Woodside Energy Ltd (60%) điều hành dự án Greater Enfield với đối tác Mitsui E&P Australia Pty Ltd (40%).

Trần Anh (theo Woodside)

EQUINOR PHÁT HIỆN DẦU NHẹ TẠI BIỂN BARENTS



Vị trí giếng thăm dò Sputnik. Nguồn: Equinor

Equinor và các đối tác OMV, Petoro công bố phát hiện dầu nhẹ tại giếng thăm dò Sputnik (giấy phép PL855), Biển Barents, có trữ lượng thu hồi ước đạt 20 - 65 triệu thùng dầu.

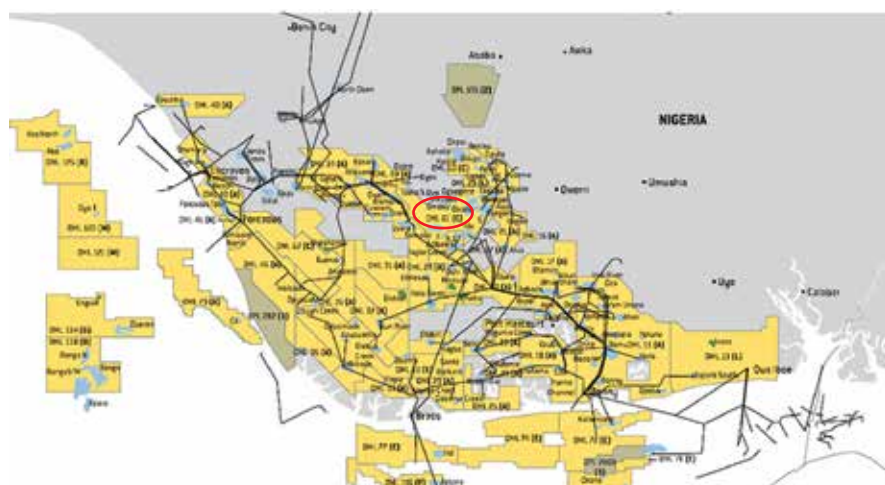
Giếng Sputnik được khoan bằng giàn khoan bán chìm West Hercules đến độ sâu 1.569m, cách phát hiện Wisting khoảng 30km về phía Đông Bắc. Giếng bắt gặp vỉa chứa dầu nhẹ có độ dày tầng sản phẩm đạt 15m tuổi Triassic.

Equinor sẽ tiếp tục phân tích mẫu chất lưu vỉa và cấu tạo địa chất địa vật lý để đánh giá khả năng khai thác thương mại của phát hiện Sputnik.

Equinor (55%) điều hành khu vực cấp phép PL855 với các đối tác OMV (25%) và Petoro (20%).

Trần Anh (theo Equinor)

NAOC phát hiện khí và condensate tại cụm mỏ Obiafu-Obrikom



Vị trí cụm mỏ Obiafu và Obrikom, thuộc Lô OML61. Nguồn: Eni

cát kết chứa khí và condensate tuổi Oligocene với chiều dày tầng sản phẩm đạt 130m. Trữ lượng của phát hiện ước tính lên tới 1 nghìn tỷ ft^3 khí và 60 triệu thùng condensate. Trữ lượng của phát hiện được đánh giá có thể lớn hơn và sẽ được xác minh trong chiến dịch khoan thăm lường.

Sản lượng khai thác mỗi ngày có thể đạt 100 triệu ft^3 khí và 3.000 thùng condensate. NAOC có thể đưa vào khai thác ngay để gia tăng sản lượng.

NAOC là liên doanh giữa Eni (20%, nhà điều hành) và các đối tác NNPC (60%), Oando (20%).

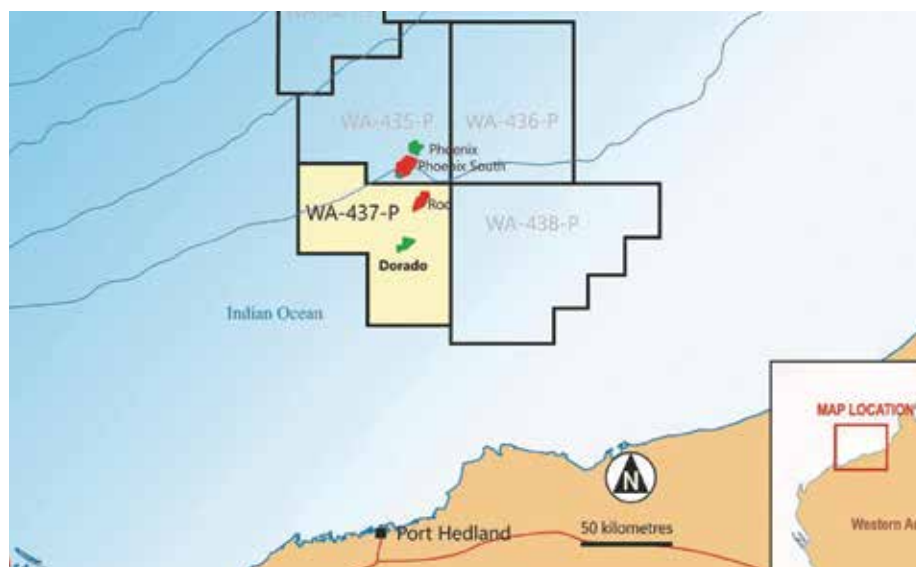
Linh Chi (theo Eni)

Nigerian Agip Oil Co. (NAOC) vừa công bố phát hiện khí và condensate với trữ lượng đáng kể ở cụm mỏ Obiafu và Obrikom,

thuộc Lô OML61, đồng bằng sông Niger.

Giếng Obiafu-41 có tổng chiều sâu khoan là 4.374m, bắt gặp các vỉa

Phát hiện dầu khí tại giếng Dorado-3



Vị trí giếng Dorado-3. Nguồn: Carnarvon Petroleum

Carnarvon vừa công bố kết quả thăm lường giếng Dorado-3, xác nhận có phát hiện dầu khí trong cả 3 vỉa chứa Caley, Baxter và Crespin.

Trong vỉa chứa chính Caley, giếng Dorado-3 bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao với độ dày tầng sản phẩm đạt 53m, độ rỗng trung bình 16%.

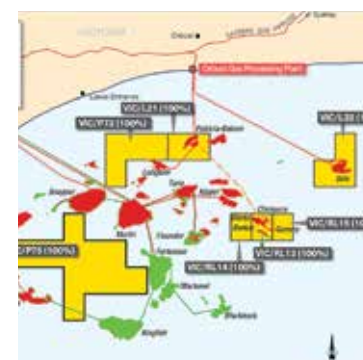
Santos cho biết có phát hiện tương tự ở vỉa chứa Baxter và Crespin.

Kết quả thăm lường cho thấy cột khí có độ dày 9m, độ rỗng 12% ở vỉa cát kết Baxter và cột khí có độ dày 5m ở vỉa Crespin.

Dorado thuộc Giấy phép WA-437-P, cách Cảng Hedland trên bờ biển Tây Úc 160km về phía Bắc - Tây Bắc. Santos (80%) là nhà điều hành cùng đối tác Carnarvon (20%).

Linh Chi (theo Carnarvon Petroleum)

COOPER ENERGY CẤP PHÉP THĂM DÒ TẠI BỂ GIPPSLAND



Khu vực VIC/P75. Nguồn: Cooper Energy

Cooper Energy vừa được trao giấy phép thăm dò VIC/P75 tại trung tâm bể Gippsland, đã được khảo sát địa chấn 3D chất lượng cao.

Diện tích cấp phép được bao quanh bởi các mỏ dầu khí lớn như: mỏ khí Marlin, Snapper, Barracouta ở phía Bắc; mỏ dầu Kingfish ở phía Nam và mỏ dầu Fortescue ở phía Đông.

Giấy phép có thời hạn 6 năm, trong đó 3 năm đầu tiên Cooper Energy chủ yếu xử lý tài liệu địa chấn và nghiên cứu địa chất/địa vật lý. Cooper Energy nắm giữ 100% giấy phép VIC/P75.

Trần Anh (theo Cooper Energy)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

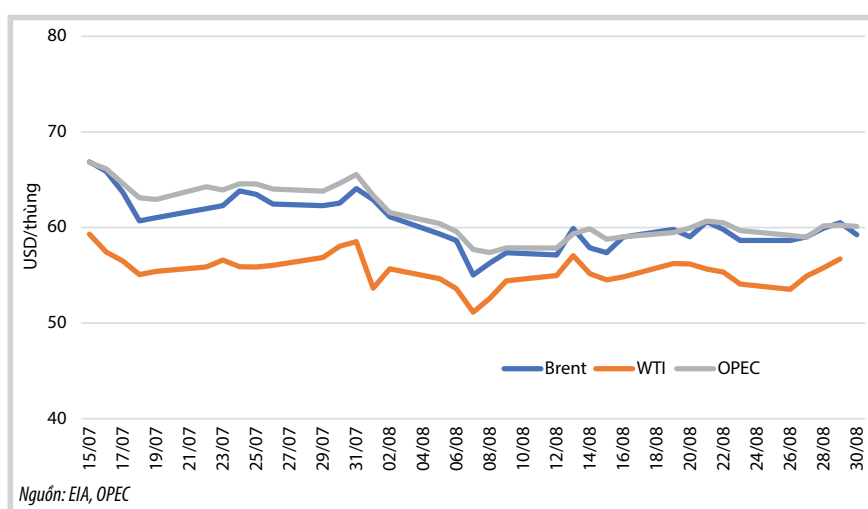
Diễn biến giá dầu khí

Trong Báo cáo thị trường dầu công bố ngày 16/8/2019, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) cho biết thị trường dầu mỏ thế giới âm ảm trong cuối năm 2019, song vẫn cần theo dõi tình trạng cán cân cung - cầu và hỗ trợ bình ổn thị trường trong thời gian tới. OPEC dự báo nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2019 và 2020 sẽ tăng thêm lần lượt 1,10 triệu thùng/ngày và 1,14 triệu thùng/ngày.

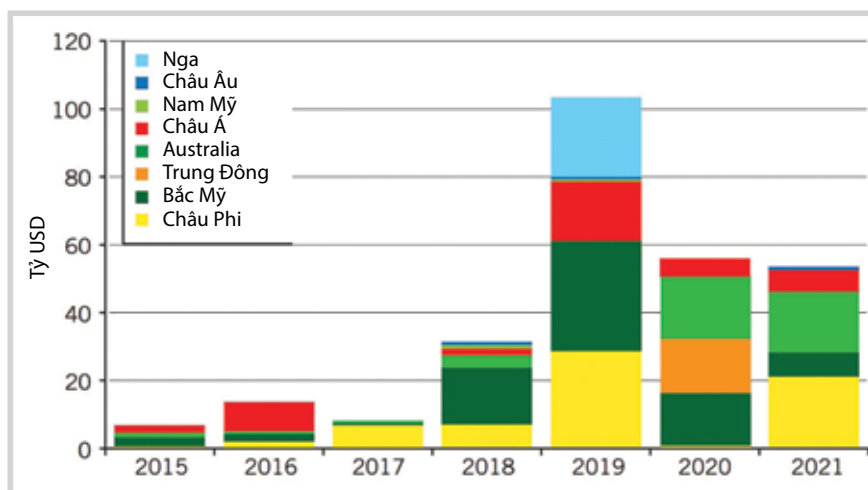
Chốt phiên giao dịch ngày 29/8/2019, giá dầu OPEC trung bình đạt 60,24 USD/thùng, giá dầu giao tháng 10 đạt 56,45 USD/thùng (WTI) và 61,08 USD/thùng (Brent), được thể hiện trong Hình 1.

Thay vì áp thuế nhập khẩu 15% đối với 300 tỷ USD hàng hóa Trung Quốc, Tổng thống Mỹ Donald Trump đã quyết định chỉ áp mức thuế này lên 112 tỷ USD hàng hóa. Dự kiến đến ngày 15/12/2019, Mỹ sẽ áp thuế nhập khẩu 15% cho số hàng hóa còn lại. Động thái này đã khiến giá dầu tăng nhẹ trở lại, song khuynh hướng tăng giá chưa chắc chắn vì phụ thuộc rất nhiều vào tình hình an ninh ở Iran, Syria, Libya, Đông Á và Biển Đông cũng như quan hệ chính trị/kinh tế giữa Mỹ và Trung Quốc.

Biện pháp trả đũa của Trung



Hình 1. Diễn biến giá dầu thô giao ngay tháng 8/2019. Nguồn: IEA, OPEC



Hình 2. Tổng đầu tư Greenfield LNG. Nguồn: Rystad Energy UCube

Quốc sẽ mở rộng phạm vi đánh thuế, kể cả dầu thô sẽ phải chịu thuế. Ngay cả khi dầu thô Mỹ được xem là mục tiêu áp thuế trả đũa thì các chuyên gia đánh giá không tác động nhiều đến mức độ "tổn thương" của kinh

tế Mỹ. Trong bối cảnh bất ổn giữa hai nước đang gia tăng, các doanh nghiệp Trung Quốc có lẽ sẽ không ký các hợp đồng dài hạn với các doanh nghiệp xuất khẩu dầu thô Mỹ.

Bảng 1. Dự báo cung cầu dầu toàn cầu giai đoạn 2019-2020. Nguồn: OPEC

	2019					2020				
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
Tổng cầu	98,79	99,25	100,69	100,91	99,92	99,87	100,33	101,83	102,14	101,05
OECD	47,68	47,55	48,51	48,44	48,05	47,78	47,63	48,59	48,53	48,14
Mỹ	25,25	25,66	26,08	26,02	25,76	25,48	25,85	26,25	26,2	25,95
Châu Âu	13,97	14,18	14,68	14,3	14,28	13,92	14,15	14,66	14,28	14,25
Châu Á - Thái Bình Dương	8,47	7,71	7,74	8,11	8,01	8,39	7,63	7,68	8,05	7,94
DCs	32,97	33,06	33,4	33,1	33,13	33,57	33,66	34,06	33,78	33,77
FSU	4,75	4,74	5,03	5,11	4,91	4,83	4,81	5,11	5,2	4,99
Các nước Châu Âu khác	0,75	0,71	0,75	0,84	0,76	0,76	0,72	0,76	0,85	0,77
Trung Quốc	12,63	13,19	13,00	13,43	13,06	12,92	13,51	13,31	13,78	13,38
Tổng cung	99,05	98,51								
OECD	29,29	29,57	30,07	31,23	30,05	31,45	31,3	31,99	32,99	31,94
Mỹ	25,01	25,49	25,91	26,77	25,8	26,95	26,95	27,58	28,3	27,45
Châu Âu	3,84	3,61	3,69	3,97	3,78	3,98	3,83	3,85	4,13	3,95
Châu Á - Thái Bình Dương	0,43	0,47	0,48	0,5	0,47	0,53	0,52	0,56	0,56	0,54
DCs	13,43	13,46	13,73	13,86	13,62	13,85	13,86	13,87	14,04	13,91
FSU	14,55	14,16	13,92	14,3	14,23	14,29	14,4	14,31	14,59	14,4
Các nước Châu Âu khác	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11
Trung Quốc	4,1	4,13	4,05	4,1	4,09	4,11	4,07	4,07	4,12	4,09
Gia tăng từ lọc dầu	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Tổng cung từ các nước ngoài OPEC	63,77	63,72	64,16	65,88	64,39	66,15	66,08	66,69	68,18	66,78
OPEC NGLs + dầu phi truyền thống	4,8	4,82	4,87	4,86	4,84	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
Tổng cung từ các nước ngoài OPEC và OPEC NGLs	68,57	68,54	69,03	70,74	69,22	71,02	70,94	71,56	73,04	71,64
OPEC	30,48	29,97								

Theo Oil & Gas Journal, xuất khẩu dầu thô Mỹ sang Trung Quốc giảm từ mức 357.000 thùng/ngày (Quý I/2018) xuống 80.000 thùng/ngày (Quý I/2019). Tuy nhiên, các nước khác như Canada, Hàn Quốc, Hà Lan, Ấn Độ, Anh đã tăng nhập khẩu dầu thô Mỹ để bù đắp nguồn cung thiếu hụt trong nước. Đầu năm 2019, Mỹ xuất khẩu 2,8 triệu thùng dầu thô/ngày, tăng 37% so với nửa đầu năm 2018 (1,76 triệu thùng/ngày).

Cuộc chiến thương mại giữa 2 cường quốc lớn nhất thế giới khó có thể giải quyết sớm. Kinh tế Trung Quốc được dự báo sẽ tiếp tục “tụt dốc”. Nhu cầu dầu khí Trung Quốc giảm liên tục từ năm 2018.

Cuộc chiến tranh thương mại đang làm cho cấu trúc nhập khẩu dầu mỏ của Trung Quốc thay đổi. Là nước tiêu thụ dầu lớn thứ 2 thế giới,

Trung Quốc phụ thuộc 72% vào dầu thô nhập khẩu và luôn phải tìm cách đa dạng hóa nguồn dầu nhập khẩu, bảo đảm an toàn nguồn cung.

Trong tháng 6/2019, Trung Quốc đã nhập khẩu 7,72 triệu tấn dầu từ Saudi Arabia và đưa Riyadh trở thành nhà cung cấp dầu lớn nhất cho Trung Quốc, đẩy Liên bang Nga và Angola lần lượt đứng vị trí thứ 2 và 3.

Mặc dù giá dầu thấp kéo dài và xu hướng cắt giảm đầu tư trên toàn cầu nhưng sản lượng dầu thô, khí đốt năm 2019 vẫn cao hơn năm 2018. Mức gia tăng sản lượng tập trung ở Tây bán cầu, Đông Âu, châu Á - Thái Bình Dương, bù trừ sản lượng sụt giảm ở Biển Bắc (các mỏ cạn kiệt); do chiến tranh hay tình trạng mất an ninh ở châu Phi; chủ trương thay đổi chiến lược khai thác của các nước xuất khẩu dầu khí lớn theo quyết

định của Liên bang Nga - OPEC cắt giảm 1,2 triệu thùng/ngày bắt đầu từ 1/1/2019, chính sách cấm vận của Mỹ đối với Iran và Venezuela... (Bảng 1).

Hoạt động dầu khí

ExxonMobil công bố lợi nhuận Quý II/2019 đạt 3,1 tỷ USD, giảm 0,9 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2018 do ảnh hưởng của quy định tăng thuế của bang Alberta. Chi phí thăm dò và đầu tư cơ bản trong Quý II/2019 đạt 8,1 tỷ USD và trong 6 tháng đầu năm đạt 15 tỷ USD do đầu tư vào bồn trũng Permian. Lợi nhuận nửa đầu năm 2019 đạt 5,5 tỷ USD, giảm 2,7 tỷ so với nửa đầu năm 2018. Sản lượng khai thác của ExxonMobil trong Quý II/2019 đạt 3,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày; sản phẩm lỏng tăng 8% do sản lượng dầu thô và condensate

Bảng 2. Sản lượng dầu khí thế giới

Khu vực	Sản lượng dầu (nghìn thùng/ngày)		Sản lượng khí (tỷ ft ³ /ngày)	
	Tháng 5/2019	Trung bình 5 tháng đầu năm 2019	Tháng 5/2019	Cộng dồn 5 tháng đầu năm 2019
Argentina	505	504	125,20	588,16
Bolivia	60	60	59,00	295,00
Brazil	2.731	2.603	129,10	603,62
Canada	4.400	3.452	503,90	2.547,75
Colombia	890	893	30,00	150,00
Ecuador ¹	530	529	1,00	5,00
Mexico	1.683	1.693	86,00	478,34
Peru	54	49	36,00	180,00
Trinidad	59	59	114,60	556,32
Mỹ	12.108	11.932	3.002,20	14.578,59
Venezuela ¹	860	994	70,00	350,00
Các nước Mỹ Latinh khác	83	83	4,50	22,70
Tây bán cầu	23.963	22.852	4.161,50	20.355,48
Áo	13	13	2,90	13,81
Đan Mạch	117	116	12,40	58,23
Pháp	12	15	0,40	1,66
Đức	39	39	17,20	88,14
Ý	77	83	14,80	75,22
Hà Lan	14	17	119,70	582,68
Na Uy	1.273	1.395	349,60	1.882,13
Thổ Nhĩ Kỳ	56	55	1,50	7,70
Vương quốc Anh	980	1.073	118,30	612,45
Các nước Tây Âu khác	5	5	3,40	17,51
Tây Âu	2.586	2.809	640,10	3.339,53
Azerbaijan	776	774	72,10	356,00
Croatia	14	14	3,30	16,75
Hungary	19	18	5,20	26,17
Kazakhstan	1.700	1.872	174,00	871,00
Romania	70	70	30,00	151,31
Nga	11.150	11.254	2.254,00	11.832,49
FSU khác	425	406	501,00	2.898,91
Các nước Đông Âu khác	53	53	25,00	136,46
Đông Âu và FSU	14.207	14.462	3.064,60	16.289,09
Algeria ¹	1.030	1.026	240,00	1.354,05
Angola ¹	1.450	1.434	4,00	20,00
Cameroon	70	70	2,00	10,00
Congo (Zaïro) ¹	15	15	-	-
Congo (Brazzaville) ¹	345	337	-	-
Âi Cập	626	630	192,70	983,28
Guinea Xích đạo ¹	156	150	0,10	0,30
Gabon ¹	200	210	1,60	8,00
Libya ¹	1.160	1.036	45,00	225,00
Nigeria ¹	1.660	1.690	70,00	350,00
Sudan	260	254	-	-
Tunisia	37	37	7,50	37,50
Các nước châu Phi khác	387	387	6,10	30,50
Châu Phi	7.396	7.276	569,00	3.018,63
Bahrain	40	40	76,70	338,41
Iran ¹	2.400	2.642	990,00	4.950,00
Iraq ¹	4.780	4.682	97,50	469,99
Kuwait ^{1, 2}	2.710	2.708	55,30	259,59
Oman	980	980	86,00	430,00
Qatar ¹	610	610	670,00	3.350,00
Saudi Arabia ^{1, 2}	9.700	9.938	250,00	1.250,00

Khu vực	Sản lượng dầu (nghìn thùng/ngày)		Sản lượng khí (tỷ ft ³ /ngày)	
	Tháng 5/2019	Trung bình 5 tháng đầu năm 2019	Tháng 5/2019	Cộng dồn 5 tháng đầu năm 2019
Syria	25	25	14,00	70,00
UAE ¹	3.050	3.054	165,00	825,00
Yemen	40	40	-	-
Các nước Trung Đông khác	1	1	26,50	132,50
Trung Đông	24.336	24.720	2.431,00	12.075,50
Australia	317	320	477,10	2.190,88
Brunei	104	107	37,20	179,96
Trung Quốc	3.832	3.815	509,20	2.551,08
Ấn Độ	672	680	96,70	480,89
Indonesia	756	751	190,00	952,48
Nhật Bản	11	11	12,10	67,77
Malaysia	628	634	209,60	1.021,14
New Zealand	24	25	12,30	63,85
Pakistan	86	89	108,60	579,21
Papua New Guinea	52	52	0,50	2,50
Thái Lan	234	228	115,00	543,04
Việt Nam	230	233	34,00	170,00
Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	34	34	116,60	577,15
Châu Á - Thái Bình Dương	6.982	6.979	1.918,90	9.379,95
Toàn thế giới	79.470	79.098	12.785,00	64.458,18
OPEC	30.046	30.445	1.989,50	10.066,94
Ngoài khơi châu Âu	2.397	2.610	516,10	2.727,23

Chú thích: ¹Thành viên OPEC; ²Sản lượng của Kuwait và Saudi Arabia mỗi nước chiếm ½ sản lượng khu vực trung lập. Nguồn: Oil & Gas Journal, 12/8/2019

khai thác ở bồn trũng Permian tăng 20% so với Quý I/2019.

Chevron Corp. đạt 4,3 tỷ USD lợi nhuận trong Quý II/2019, tăng 0,9 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2018. Trong đó, lợi nhuận từ các hoạt động thượng nguồn trên lãnh thổ Mỹ đạt 896 triệu USD (cao hơn cùng kỳ năm trước 58 triệu USD) và bên ngoài nước Mỹ đạt 2,59 tỷ USD (cao hơn 0,12 tỷ so với cùng kỳ năm 2018). Lợi nhuận từ các hoạt động hạ nguồn tại Mỹ đạt 465 triệu USD, giảm 192 triệu USD so với cùng kỳ năm 2018 (657 triệu USD) và bên ngoài Mỹ đạt 264 triệu USD (tăng 83 triệu USD so với cùng kỳ năm 2018). Chi phí cho hoạt động thăm dò và đầu tư cơ bản trong 6 tháng đầu năm 2019 đạt 10 tỷ USD, cao hơn cùng kỳ năm trước 800 triệu USD. Sản lượng khai thác của Chevron trong Quý II/2019 đạt 3,08 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, tăng 9% so với cùng kỳ năm 2018 (2,83 triệu thùng dầu quy đổi/ngày).

Marathon (MPC) cho biết lợi nhuận ròng trong Quý II/2019 đạt 1,1 tỷ USD. Trong quý này, MPC đã tiết kiệm được 60 triệu USD chi phí (do cắt giảm chi tiêu và hoàn thành công tác bảo trì trước kế hoạch); 35 triệu USD từ tối ưu hóa sử dụng tài sản, dịch vụ logistics ở Canada và thành tạo Bakken; 10 triệu USD từ cải thiện hiệu suất cracking xúc tác (cat-cracker) tại Nhà máy Lọc dầu ở Los Angeles... Tổng doanh thu của MPC trong Quý II/2019 đạt 2 tỷ USD (tăng 0,3 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2018), trong đó có 878 triệu USD từ hoạt động trung nguồn và 906 triệu USD từ hoạt động hạ nguồn. Tổng công suất lọc dầu trong Quý II/2019 đạt 3,1 triệu thùng/ngày, tăng gấp 3 lần so với cùng kỳ năm 2018 (1 triệu thùng/ngày) do đưa vào vận hành Nhà máy Lọc dầu Andeavor.

EOG Resources cho biết trong Quý II/2019 lợi nhuận ròng đạt 848 triệu USD, cao hơn 151 triệu USD so

với cùng kỳ năm 2018. Sản lượng khai thác dầu thô và condensate tăng 18% so với cùng kỳ năm trước, đạt 455.700 thùng dầu quy đổi/ngày, trong khi đó sản lượng khai thác khí tăng 10% so với cùng kỳ năm trước.

Occidental Petroleum Corp. (Oxy) đạt lợi nhuận ròng 635 triệu USD trong Quý II/2019, tăng 4 triệu USD so với Quý I/2019, song lại giảm 113 triệu USD so với cùng kỳ năm 2018. Sản lượng khai thác trung bình trong Quý II đạt 741.000 thùng dầu quy đổi/ngày tăng từ mức 719.000 thùng dầu quy đổi/ngày trong Quý I. Chi phí giá thành sản xuất của 1 thùng dầu quy đổi là 10,97 USD. Bên cạnh đó, Oxy thành lập liên doanh với Ecometro S.A để phát triển 97.000 mẫu Anh ở bể trầm tích Midland, Texas, trong đó Oxy nắm giữ 51% cổ phần.

BP cho biết sẽ bán tài sản giá trị 5,6 tỷ USD tại bang Alaska (Mỹ) cho



Hilcorp Alaska, gồm các hoạt động tại mỏ dầu Prudhoe Bay. Sản lượng dầu khai thác tại Alaska của BP trong năm 2019 dự kiến ở mức 74.000 thùng/ngày. BP sẽ nhận trước 4 tỷ USD, số tiền còn lại sẽ được trả sau. Thương vụ này dự kiến sẽ hoàn tất vào năm 2020. Trước đó, BP thông báo sẽ bán tài sản tại Vịnh Suez của Ai Cập cho doanh nghiệp Dubai.

Chính phủ Australia thông báo mời thầu 64 lô dầu khí, với diện tích

rộng hơn 120.000km². Đây là lần gọi thầu lớn nhất kể từ năm 2000 đến nay. Cụ thể, khu vực ngoài khơi Tây Australia, Ashmore Cartier và Northern Territory có 15 lô thuộc bể Bonaparte, 39 lô trong bể North Carnavon và 3 lô trong bể Browse. Khu vực ngoài khơi bang Victoria có 5 lô trong bể Gippsland và 2 lô trong bể Otway. Thời hạn đóng thầu là ngày 5/3/2020.

Neptune Energy thỏa thuận

mua lại tài sản của Eni S.p.A trong 2 PSC ở bể Kutei, Bắc Kalimantan, Indonesia. Thỏa thuận này gồm 20% cổ phần trong PSC East Sepingan, nơi có mỏ khí Merakes đang trong giai đoạn phát triển và 30% cổ phần trong PSC East Ganai. Eni đang điều hành công tác phát triển mỏ Merakes với 5 giếng phát triển ở độ sâu nước biển 1.500m cùng hệ thống đường ống dẫn khí tới kho nổi xử lý khí Jangkrik cách đó 5km về phía Đông Bắc.



Nguồn: ADNOC

Al Yasat Petroleum, công ty liên doanh giữa ADNOC với CNPC, đã trao hợp đồng EPCI cho Dự án phát triển Lô Belbazem, ngoài khơi Abu Dhabi cho National Petroleum Construction Co. (NPCC) và Petrofac. Lô này có 3 cấu tạo chứa dầu là Belbazem, Umm Al Salsal và Um Al Dholou. Dự báo Lô Belbazem sẽ sản xuất 45.000 thùng dầu thô/ngày và 765.000m³ khí đốt/ngày. Cùng với kế hoạch xây dựng giàn khoan ở mỏ Umm Lulu, ADNOC dự kiến nâng sản

lượng từ 4 triệu thùng/ngày vào cuối năm 2020 lên 5 triệu thùng/ngày vào năm 2030.

Indian Oil (IOCL) đã giao cho Chevron Lummus Global LLC (CLG) cung cấp công nghệ và thiết bị kỹ thuật xây dựng 1 phân xưởng tại Nhà máy Lọc dầu Haldia với công suất 164.100 thùng/ngày ở West Bengal, Ấn Độ. Theo hợp đồng, CLG sẽ cung cấp bản quyền công nghệ - kỹ thuật Isodewaxing và Isofinishing

cho phân xưởng dầu nhờn công suất 270.000 tấn/năm.

Ukraina đã bổ sung 3 lô dầu khí có diện tích 3.800km² (đã được thăm dò, khảo sát địa chấn và có sẵn cơ sở hạ tầng để khai thác) vào vòng đấu thầu 38 lô trên đất liền và 1 lô trên thềm lục địa để giảm sự phụ thuộc vào khí đốt nhập khẩu. Ba lô dầu khí mới đều nằm trong bể Dnipro-Donets, gồm Lô Ohtyrska rộng 672km², Lô Ichnyanska rộng 2.086km² và

Bảng 2. Các đề án LNG lớn được phê duyệt trong giai đoạn 2019 - 2020. Nguồn: Rystad Energy UCube

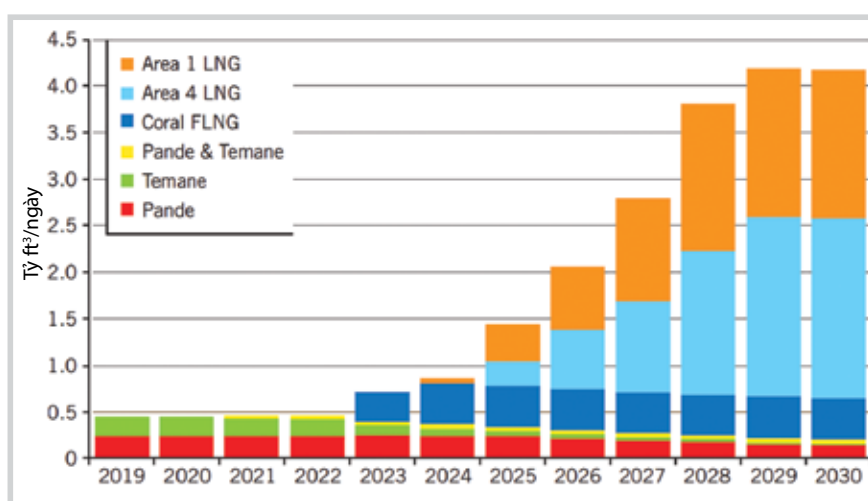
Đề án	Quốc gia	Nhà điều hành	Trữ lượng (nghìn tỷ ft ³)	Capex (tỷ USD)	Giá hòa vốn khí (USD/nghìn ft ³)
Area 1, Train 1-2	Mozambique	Anadarko	18,50	15,6	5,60
Golden Pass LNG	Mỹ	QP, ExxonMobil	18,25	10,0	7,00
Arctic LNG	Nga	Novatek	22,50	25,8	6,00
Qatargas, Train 8-9	Qatar	Qatargas	26,20	17,5	5,30
Area 4	Mozambique	ExxonMobil	13,60	14,7	5,80
Driftwood LNG	Mỹ	Tellurian	12,90	14,0	8,00
Pluto LNG, Train 2	Australia	Woodside	5,40	8,1	6,60
Calcasieu Pass LNG	Mỹ	Venture Global	12,90	5,4	6,70
PapuaLNG expansion	PapuaNew Guinea	Total	9,10	11,2	7,30
Qatargas, Train 10-11	Qatar	Qatargas	26,20	17,5	5,30
Goldboro LNG, Train 1-2	Canada	Pieridae Energy	10,40	9,0	6,00

Lô Grunivska rộng 1.082km². Thời hạn cuối cùng nhận hồ sơ vào ngày 31/10/2019.

Novatek ký hợp đồng EPC với Technip FMC (Pháp) cung cấp thiết bị, công nghệ và xây dựng Nhà máy Arctic LNG 2, công suất 19,8 triệu tấn/năm, đặt trên bán đảo Gydan, Tây Siberi, Liên bang Nga.

OMVAG (Austria), CAP (Chandra Asri Petrochemical Tbk) và Mubadala Investment Co. đã ký bản ghi nhớ (MOU) để tìm cơ hội hợp tác trong lĩnh vực hóa dầu ở Indonesia trong thời gian tới. PT Chandra Asri Perkasa (CAP2) đã giao cho McDermott International Inc., cung cấp công nghệ Lummus SRT pyrolysis heater cho Liên hợp lọc hóa dầu ở Indonesia, công suất 1,1 triệu tấn ethylene/năm và 600.000 triệu tấn propylene/năm.

Châu Phi, Bắc Mỹ và Liên bang Nga đang dẫn đầu về số lượng các đề án LNG lớn trong năm 2019. Rystad Energy dự báo đầu tư vào lĩnh vực LNG sạch năm 2019 đạt gần 103 tỷ USD, trong đó chủ yếu tập trung ở châu Phi (chiếm hơn ¼). Quyết định

**Hình 3.** Sản lượng khí đốt Mozambique. Nguồn: Rystad Energy UCube

đầu tư cuối cùng (FID) của Anadarko đối với đề án Area 1 LNG ở Mozambique được xem là khởi đầu cho một giai đoạn mới không chỉ đối với Mozambique, châu Phi mà còn cho cả thế giới. Chi phí đầu tư cơ bản trong đề án này lên đến 15,6 tỷ USD, tương đương với các nhà máy LNG lớn nhất ở Mỹ, Liên bang Nga và Australia. Đề án Area 1 LNG dự kiến sẽ đi vào vận hành trong năm 2024 với sản lượng 12,88 triệu tấn/năm, đưa Mozambique vào Top các nước xuất khẩu LNG lớn trên thế giới (Bảng 2, Hình 2 và 3).

Nếu ExxonMobil thông qua FID của đề án Area 4 LNG ở châu Phi (tổng mức đầu tư 14,7 tỷ USD) vào cuối năm nay thì châu Phi sẽ chiếm 28% vốn đầu tư cho các đề án LNG lớn trên toàn thế giới. Điều này sẽ kích hoạt làn sóng phê duyệt các đề án LNG mới, theo đánh giá của Pranav Joshi, chuyên gia phân tích thị trường của Rystad Energy.

Trần Ngọc Toàn

(Liên hiệp Hội Năng lượng Việt Nam)

NGHIÊN CỨU, ĐÁNH GIÁ ĐỘNG THÁI KHAI THÁC VÀ ĐỀ XUẤT BIỆN PHÁP TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU MỎ BẠCH HỔ



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Sau hơn 33 năm khai thác, mỏ Bạch Hổ đã bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), đơn vị nghiên cứu chuyên sâu về dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã tiến hành nghiên cứu, đánh giá động thái khai thác, từ đó đề xuất các giải pháp tăng cường thu hồi dầu cho mỏ Bạch Hổ. Thực hiện nhiệm vụ trên, nhóm nghiên cứu của VPI đã tiến hành nghiên cứu chi tiết dữ liệu khai thác hiện tại, đánh giá trạng thái khai thác, dự báo độ ngập nước, tốc độ suy giảm của các giếng khai thác; làm cơ sở để tiến hành dự báo sản lượng

khai thác ngắn hạn bằng phương pháp đường cong suy giảm (DCA), dự báo sản lượng khai thác dài hạn trên cơ sở kết quả dự báo từ mô hình mô phỏng khai thác; nghiên cứu thẩm định, đánh giá và phản biện các kế hoạch địa chất - kỹ thuật gồm kế hoạch khoan giếng mới, khoan giếng cắt thân của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Để có cơ sở đưa ra những đề xuất, kiến nghị có giá trị thực tiễn cao dựa trên các luận cứ khoa học, nhóm nghiên cứu của VPI đã tiến hành thu thập, tổng hợp các số liệu địa chất -

địa vật lý, trữ lượng dầu khí, tham số vỉa chứa, thông số khai thác giếng, quản lý mỏ và xây dựng bộ cơ sở dữ liệu tiêu chuẩn đầy đủ và chính xác. Hiện trạng khai thác giai đoạn từ 1/1/2018 đến hết Quý I/2019 cho 3 đối tượng là Miocene, Oligocene và móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ cũng đã được nhóm nghiên cứu của VPI phân tích chi tiết làm cơ sở cho dự báo sản lượng khai thác ngắn hạn năm 2019 của mỏ Bạch Hổ. Đồng thời, VPI đã cập nhật các mô hình thủy động cho Vietsovpetro và xây dựng mô hình thủy động cho khu vực giếng khoan mới/khoan cắt thân dự kiến



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

trong giai đoạn 2018 - 2019; thẩm định đánh giá và phân biện kế hoạch khoan giếng mới/giếng cắt thân. Một trong những kết quả quan trọng và hữu dụng của nhiệm vụ nghiên cứu do VPI tiến hành là xây dựng bộ cơ sở dữ liệu gồm tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan, công nghệ mỏ và công nghệ khai thác. Dựa trên tài liệu được PVN và Vietsovpetro cung cấp, VPI đã kiểm tra, đánh giá các kết quả Vietsovpetro đã thực hiện. Bên cạnh đó, VPI thực hiện xây dựng và đánh giá trên quan điểm khách quan từ mình giải tài liệu địa chấn, phân tích

thuộc tính địa chấn, phân tích tương, kiểm tra liên kết vỉa, bản đồ cấu trúc, tính toán trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi, cho tới phân tích đánh giá hiện trạng khai thác và dự báo sản lượng khai thác.

Trên cơ sở phân tích và đánh giá hiện trạng khai thác mỏ Bạch Hồ giai đoạn 2018 - 2019, VPI đã kiến nghị nhà điều hành tối ưu chế độ làm việc của giếng bơm ép thông qua việc điều chỉnh nhịp độ bơm ép tại một số khu vực đối tượng Miocene dưới vòm Trung tâm và Oligocene

dưới, giảm nhịp độ khai thác tại một số giếng đối tượng móng, thực hiện các giải pháp địa chất - kỹ thuật nhằm tăng cường hiệu quả khai thác như khoan đàn dày giếng (khoan mới/khoan cắt thân) tại đối tượng Miocene dưới và Oligocene trên. VPI cũng khuyến nghị xây dựng chương trình nghiên cứu và phát triển công nghệ nâng cao thu hồi dầu, được xem là giải pháp khả thi trong bối cảnh hiệu quả bơm ép nước truyền thống ngày càng thấp.

Lê Thị Thu Hương (giới thiệu)

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP NHIỆT - HÓA KẾT HỢP XỬ LÝ PARAFFIN VÀ VÙNG LÂN CẬN ĐÁY GIẾNG 24XP MỎ ĐẠI HÙNG

Giếng 24XP được đưa vào khai thác tự phun từ tháng 6/2015. Theo thời gian khai thác, áp suất và nhiệt độ của giếng 24XP giảm dần. Mặt khác do ống khai thác của giếng không có đường bơm hóa chất chống đông (PPD) vào trong lòng giếng nên khi nhiệt độ giảm đã dẫn đến hiện tượng lắng đọng paraffin, gây cản trở dòng sản phẩm dầu khí.

Để khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả thuộc Công ty TNHH MTV Điều hành thăm dò khai thác dầu khí trong nước (PVEP POC) đã nghiên cứu và đề xuất giải pháp sử dụng nhiệt làm tan chảy paraffin + bơm dung môi xylen hòa tan paraffin đã tan chảy. Theo đó nhóm tác giả tiến hành giải pháp theo 3 bước sau:

- Bước 1: Phân tích mẫu paraffin để xác định thành phần; nung mẫu paraffin kiểm tra độ tan chảy.

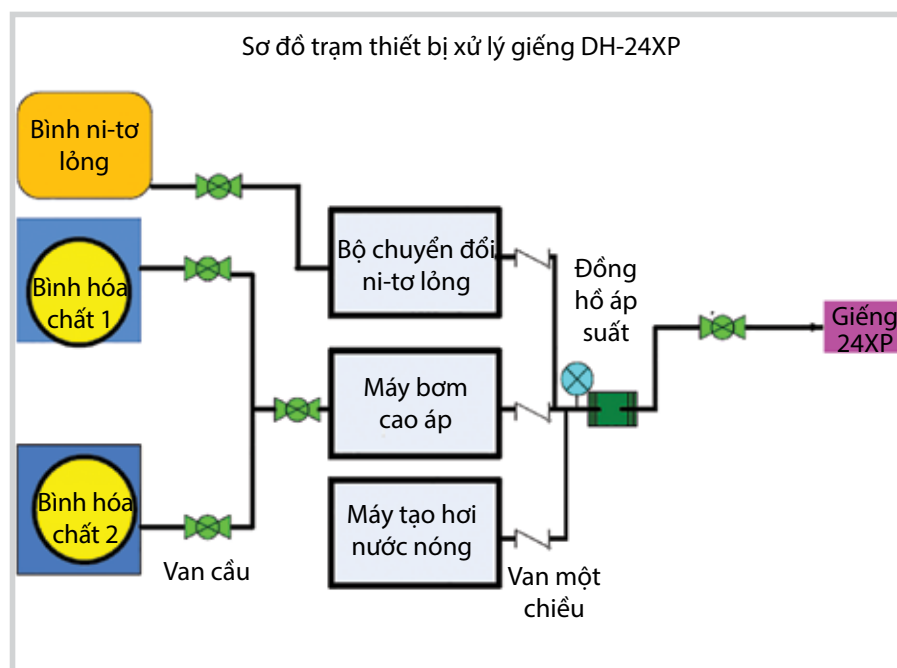
- Bước 2: Tiến hành xử lý paraffin tại mỏ, cụ thể như sau:

- + Tiến hành đấu thầu, lựa chọn nhà thầu.

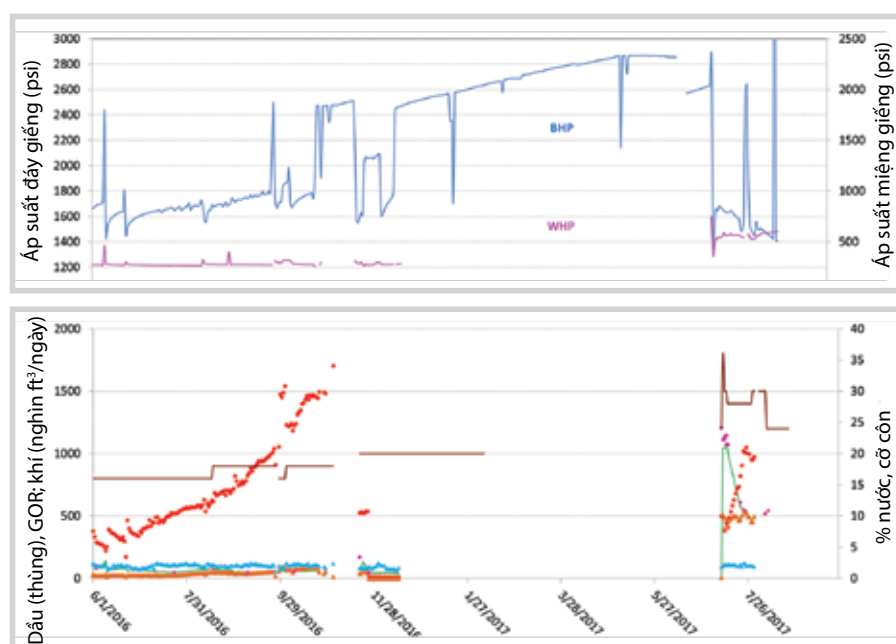
- + Soạn thảo, ban hành các quy trình thực hiện tại mỏ xử lý paraffin bằng phương pháp lý - hóa.

- + Mở giếng xả áp suất trong cần.

- + Dùng máy bơm acid bơm dung môi xylen + DO vào giếng nhằm giảm áp suất trong cần đồng thời có tác dụng hòa tan paraffin sau khi được hơi nóng làm tan chảy, tránh tình trạng khi nguội paraffin lại hình thành trở lại.



Hình 1. Sơ đồ lắp đặt thiết bị để tiến hành xử lý paraffin và xử lý acid



Hình 2. Lịch sử thông số giếng 24XP trước và sau khi tiến hành công việc

- + Bơm vào tubing hơi nước nóng đến áp suất cao nhất có thể (50at) nhằm đưa tối đa lượng hơi nóng vào, nhiệt độ 100°C.

- + Bơm hơi nóng vào ngoài cần đạt áp suất 50at, 100°C.

- + Mở giếng 24XP để đưa paraffin đã lên bề mặt thu hồi 24m³ chất lỏng. Lớp đệm xylen + DO bơm xuống ban đầu khi đi lên có tác dụng hòa tan paraffin đã nung chảy nhờ hơi nóng đã làm tan chảy trước đó.

Kết quả của thông số áp suất, nhiệt độ, lưu lượng giếng đo được sau khi xử lý paraffin cho thấy giếng 24XP đã thông. Tiến hành tương tự với giếng 23XP và kết quả là giếng được thông.

- Bước 3: Tiến hành xử lý acid giếng 24XP phục hồi sản lượng khai thác:

+ Sau khi giếng đã được thông, nếu mở giếng đưa vào khai thác với sản lượng và nhiệt độ miệng giếng thấp, nguy cơ hình thành paraffin gây tắc lại ống khai thác rất cao, do vậy cần lựa chọn loại acid và tiến

hành xử lý vùng cận đáy giếng.

+ Lựa chọn, sử dụng acid gốc hữu cơ nhằm hạn chế ăn mòn thiết bị lòng giếng; ban hành quy trình JSA...

+ Tiến hành xử lý acid giếng 24XP theo quy trình đã soạn thảo.

+ Mở lại giếng đưa vào khai thác. Kết quả cho thấy sản lượng sau khi xử lý đạt khoảng 1000 thùng/ngày. Sau đó được điều chỉnh và khai thác ổn định ở lưu lượng khoảng 500 thùng/ngày cho đến nay.

+ Sau đó huy động nhà thầu

thực hiện slick line, mở bổ sung một số vỉa nhằm tăng cường nguồn nhiệt cho giếng, đảm bảo nhiệt độ miệng giếng > 40°C để không bị lắng đọng paraffin như trước.

Áp dụng phương pháp nhiệt - hóa kết hợp để xử lý paraffin tại mỏ Đại Hùng và các mỏ tương tự đã thông được cần khai thác giếng 23XP, 24XP; phục hồi được sản lượng khai thác giếng 24XP bằng với thời điểm đưa giếng vào khai thác và đem lại lợi ích kinh tế trên 15,55 triệu USD.

Nguyễn Thành Nam (giới thiệu)



THÔNG BÁO TUYỂN SINH ĐÀO TẠO TRÌNH ĐỘ TIẾN SỸ

- Ngành: Kỹ thuật dầu khí (mã ngành: 9520604): 3 nghiên cứu sinh
- Ngành: Kỹ thuật hóa học (mã ngành: 9520301): 3 nghiên cứu sinh
- Điều kiện dự tuyển: Có bằng đại học loại giỏi hoặc bằng thạc sĩ chuyên ngành đúng hoặc phù hợp với ngành đăng ký dự tuyển; Là tác giả 01 bài báo, báo cáo khoa học hoặc phát minh, sáng chế trong thời hạn 36 tháng; Có chứng chỉ TOEFL iBT từ 45 hoặc IELTS từ 5,0 trở lên trong thời hạn 24 tháng hoặc có bằng tốt nghiệp đại học/thạc sĩ do cơ sở đào tạo nước ngoài cấp
- Hình thức tuyển sinh: Xét tuyển
- Nộp hồ sơ trước ngày 5/11/2019
- Thời gian xét tuyển: 20 - 22/11/2019
- Học bổng:
 - + Loại 1: Miễn toàn bộ học phí + nhận hỗ trợ hàng tháng qua Thuê khoán chuyên môn
 - + Loại 2: Miễn toàn bộ học phí
 - + Loại 3: Miễn 50% học phí

Địa chỉ nộp hồ sơ và tư vấn tuyển sinh:

Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí

Địa chỉ: Tầng 4, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Điện thoại: 024.37843061/máy lẻ 1410; Di động: 0979769468 * Email: ngoctd@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn hoặc www.cpti.com.vn



THƯ MỜI VIẾT BÀI

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

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

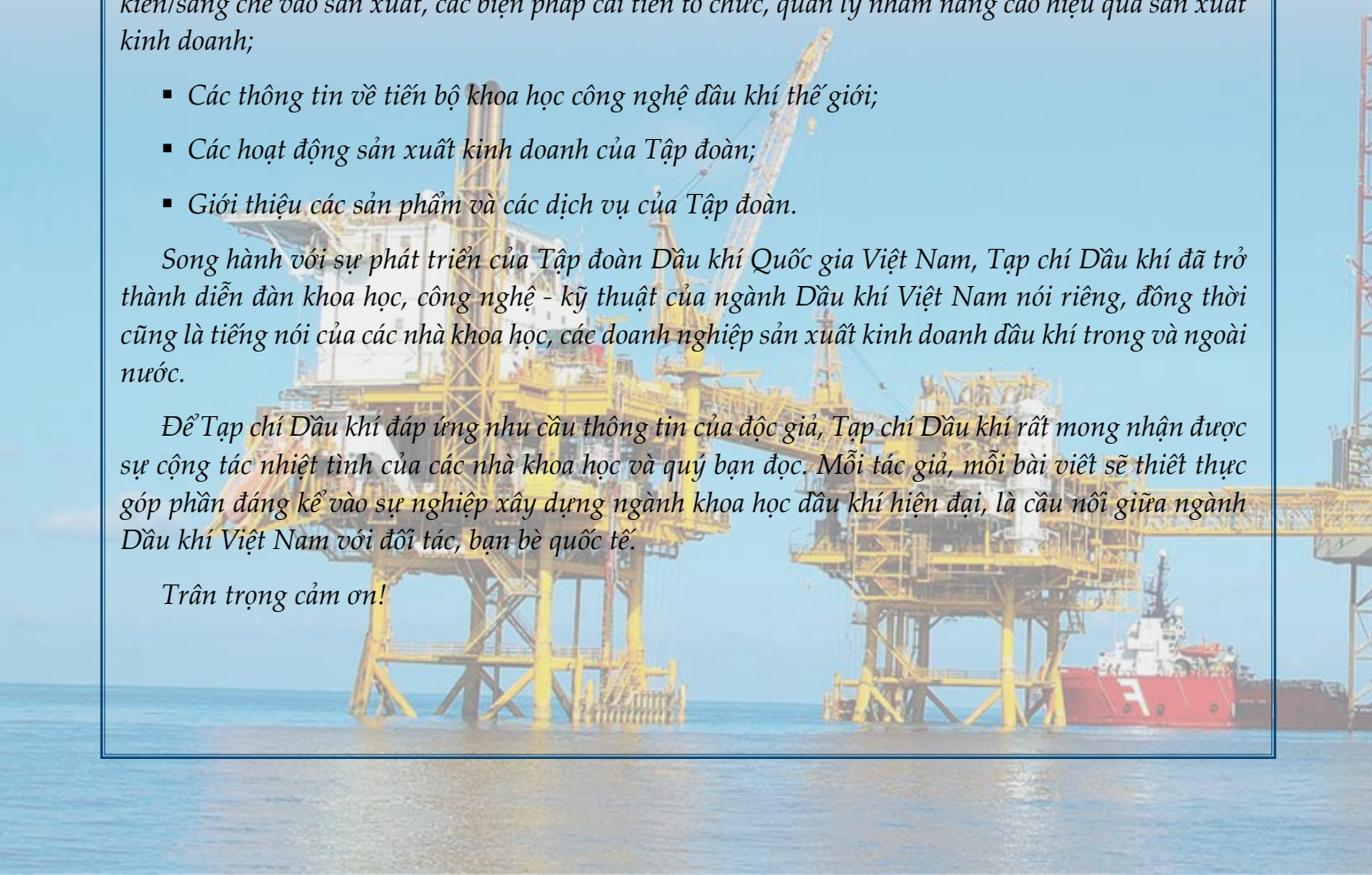
Nội dung của Tạp chí Dầu khí bao trùm tất cả các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, cụ thể là:

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

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

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

Trân trọng cảm ơn!



THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ khoa học công nghệ của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.
- Từ khóa/keywords.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là báo cáo khoa học), nơi xuất bản. Năm xuất bản. Số xuất bản (tập). Từ trang... đến trang... (nếu có).

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết đề cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo khoa học có chất lượng".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam
Số 167, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Tel: 84-024- 37727108 Fax: 84-024-37727107
E-mail: tcdk@pvn.vn (hoặc pvj@pvn.vn)



TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM
VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM



Viện Dầu khí Việt Nam (Vietnam Petroleum Institute - VPI) là tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của cả nước hoạt động trong các lĩnh vực thuộc ngành công nghiệp dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn; tổ chức nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ duy nhất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 8 trung tâm nghiên cứu chuyên ngành Dầu khí: Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác, Chế biến, An toàn Môi trường, Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ, Kinh tế và Quản lý, Phân tích Thí nghiệm, Lưu trữ, Đào tạo.



TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM





PETROVIETNAM

NĂNG LƯỢNG CHO PHÁT TRIỂN ĐẤT NƯỚC



Tel: 024. 38252526 * Fax: 024. 38265942 * Website: <http://www.pvn.vn>