

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2019

ISSN-0866-854X





2nd EAGE-VPI Conference on Reservoir Geoscience

2-4 DECEMBER 2019 HANOI, VIETNAM

- FIRST ANNOUNCEMENT & CALL FOR ABSTRACT

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: Ngày mới trên biển. Ảnh: BIENDONG POC

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC:
NĂNG LƯỢNG LÀ TRỤ CỘT QUAN TRỌNG TRONG HỢP TÁC VIỆT - NGA

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga từ ngày 20 - 23/5/2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev, hội kiến Tổng thống Vladimir Putin để trao đổi các biện pháp nhằm tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện. Lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định năng lượng là trụ cột quan trọng trong hợp tác Việt - Nga, nhất trí tiếp tục khuyến khích và tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của các doanh nghiệp dầu khí hai nước tại Việt Nam và Liên bang Nga.



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Dmitry Medvedev đang ký kết văn kiện tại Thủ đô Moskva.

Nhà báo: 22/5/2019, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Dmitry Medvedev, trao đổi các biện pháp nhằm tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Hai lãnh đạo cho rằng trong khuôn khổ thực hiện hiệu quả Hiệp định Thương mại tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu có hiệu lực từ năm 2016, đã tạo chuyển biến tích cực cho hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Kim ngạch thương mại hai chiều năm 2018 đạt 4,57 tỷ USD, tăng 28,6% so với năm 2017; trong Quý I/2019 đạt 1,13 tỷ USD, tăng 10,6% so với cùng kỳ năm ngoái. Đầu tư giữa hai nước tiếp tục được mở rộng với nhiều dự án liên quan trong (dầu khí, điện...) được triển khai thời gian qua.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev khẳng định năng lượng là trụ cột quan trọng trong hợp tác Việt - Nga. Hai bên nhất trí thúc đẩy doanh nghiệp dầu khí hai nước tiếp tục được mở rộng với nhiều dự án liên quan trong (dầu khí, điện...) được triển khai thời gian qua.

Nhà báo: 22/5/2019

5

XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN TRONG CÔNG NGHIỆP LỌC - HÓA DẦU

Hội thảo quốc tế "Xu hướng phát triển trong công nghiệp lọc - hóa dầu" tập trung phân tích xu hướng phát triển của ngành năng lượng toàn cầu nói chung, ngành công nghiệp dầu khí và hóa dầu nói riêng đến năm 2035 và triển vọng đến năm 2050; chia sẻ ý tưởng và kinh nghiệm của các công ty dầu khí quốc tế về vấn đề quản lý chiến lược trong bối cảnh ngành năng lượng đang trong quá trình chuyển đổi và cách mạng công nghiệp 4.0.



Nhà báo: 10/5/2019, tại Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ trì tổ chức Hội thảo quốc tế "Xu hướng phát triển trong công nghiệp lọc - hóa dầu".

Tham dự Hội thảo có đại diện Ban Kinh tế Trung ương, Văn phòng Chính phủ, Văn phòng Quốc hội, Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hội Dầu khí Việt Nam (VPI), Văn Dầu khí Việt Nam (VPI), Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Công ty Liên doanh Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCO), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX), các viện nghiên cứu và trường đại học, các công ty nước ngoài như: Wood Mackenzie,

Nhà báo: 10/5/2019

14

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

20. Nghiên cứu thiết kế công trình để phát triển các mỏ dầu khí cận biên
25. Sử dụng mạng neuron nhân tạo (ANN) để dự báo đặc điểm phân bố và chất lượng đá chứa carbonate Miocene bể trầm tích Phú Khánh
32. Giải pháp giảm thiểu rủi ro khi thi công khoan và hoàn thiện giếng khoan đan dày tại trầm tích Miocene dưới trong giai đoạn cuối của mỏ và các khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

41. Cơ hội đầu tư sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ olefin



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

48. Nguyên nhân suy giảm hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng điện ngoài chống ăn mòn cho đường ống dẫn nước làm mát



TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Số 18 Láng Hạ, P. Thành Công, Q. Ba Đình, Hà Nội

Điện thoại: (84-24) 3825 2526 * Fax: (84-24) 3826 5942

Website: www.pvn.vn

Số:

THƯ CHÚC MỪNG NHÂN NGÀY KHOA HỌC CÔNG NGHỆ VIỆT NAM NĂM 2019

**Thân mến gửi các cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam!**

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 6 (18/5/2014 - 18/5/2019), thay mặt Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tôi xin gửi tới các tập thể, cá nhân, các thể hệ cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ (KHCN) trong toàn Tập đoàn lời chúc mừng nồng nhiệt và những tình cảm tốt đẹp nhất.

Năm 2019 có vai trò hết sức quan trọng trong việc thực hiện Nghị quyết Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, gắn với thực hiện Chiến lược phát triển Tập đoàn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Đặc biệt, trong bối cảnh Tập đoàn phải đối mặt với nhiều khó khăn và thách thức như: tập trung hoàn thiện, thực hiện tái cơ cấu toàn diện; xử lý những khó khăn trong triển khai các dự án đầu tư và các dự án còn tồn đọng; việc gia tăng trữ lượng dầu khí và triển khai thực địa trên biển gặp nhiều khó khăn; thị trường dầu khí có nhiều diễn biến khó lường, vì vậy việc đẩy mạnh nghiên cứu khoa học, phát huy sáng tạo và đổi mới công nghệ sẽ giúp giảm chi phí hoạt động sản xuất kinh doanh, nâng cao năng lực cạnh tranh cho Tập đoàn và các đơn vị thành viên.

Thực tế trong những năm qua, phong trào phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ đã và đang được nhân rộng trong toàn Tập đoàn, mang lại hiệu quả kinh tế thiết thực, góp phần phát triển sản xuất, là động lực thực sự để Tập đoàn hoàn thành toàn diện các chỉ tiêu, nhiệm vụ, kế hoạch được giao. Trên cơ sở hành lang pháp lý hiện có, Tập đoàn và các đơn vị cần hoạch định và sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học công nghệ, đầu tư có trọng tâm, trọng điểm cho các hoạt động nghiên cứu, phát triển (R&D) và đổi mới công nghệ, phấn đấu bắt kịp xu thế của kỷ nguyên công nghệ số - cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 (CMCN 4.0) để nâng cao trình độ Khoa học Công nghệ Dầu khí, phục vụ thiết thực hơn nữa cho sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn.

Với sự nhiệt huyết, quyết tâm và đồng lòng của đội ngũ các cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN ngành dầu khí Việt Nam, tôi tin tưởng Khoa học Công nghệ Dầu khí sẽ phát triển vượt bậc trong thời gian tới, góp phần thực hiện thành công chiến lược, kế hoạch sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong năm 2019 và trong các năm tiếp theo. Xin thân ái gửi đến toàn thể cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN của Tập đoàn và các đơn vị lời chúc sức khỏe, thi đua đổi mới, sáng tạo và thành công.

Chào thân ái!

Trần Sỹ Thanh

Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng
Phó Trưởng Ban Kinh tế Trung ương
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC: NĂNG LƯỢNG LÀ TRỤ CỘT QUAN TRỌNG TRONG HỢP TÁC VIỆT - NGA

Trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga từ ngày 20 - 23/5/2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev, hội kiến Tổng thống Vladimir Putin để trao đổi các biện pháp nhằm tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện. Lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định năng lượng là trụ cột quan trọng trong hợp tác Việt - Nga, nhất trí tiếp tục khuyến khích và tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của các doanh nghiệp dầu khí hai nước tại Việt Nam và Liên bang Nga.



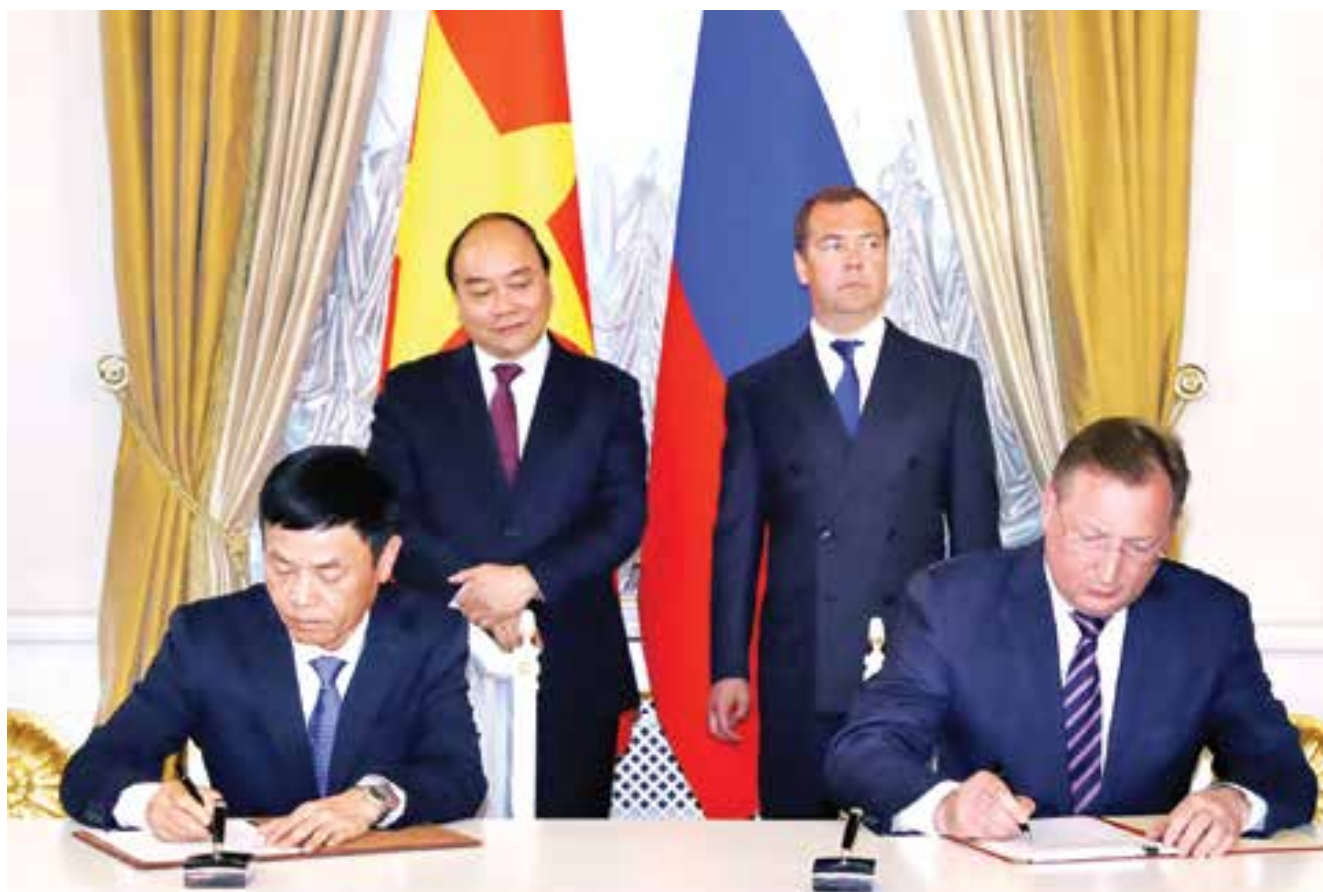
Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Dmitry Medvedev chứng kiến Lễ ký kết giữa Chủ tịch HĐQT PVN Trần Sỹ Thanh và Tổng giám đốc Zarubezhneft. Ảnh: Quang Hiếu

Ngày 22/5/2019, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Dmitry Medvedev, trao đổi các biện pháp nhằm tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Hai lãnh đạo cho rằng trong khuôn khổ thực hiện hiệu quả Hiệp định Thương mại tự

do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu có hiệu lực từ năm 2016, đã tạo chuyển biến tích cực cho hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Kim ngạch thương mại hai chiều năm 2018 đạt 4,57 tỷ USD, tăng 28,6% so với năm 2017; trong Quý I/2019 đạt 1,13 tỷ USD, tăng 10,65% so với cùng kỳ năm ngoái. Đầu tư giữa hai nước

tiếp tục được mở rộng với nhiều dự án lớn quan trọng (dầu khí, điện...) được triển khai thời gian qua.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev khẳng định năng lượng là trụ cột quan trọng trong hợp tác Việt - Nga. Hai bên nhất trí thúc đẩy doanh nghiệp dầu



Tổng giám đốc PVEP Trần Quốc Việt và Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov ký Thỏa thuận chuyển nhượng. Ảnh: Quang Hiếu

khí hai nước hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga.

Kết thúc Hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã chứng kiến lễ ký kết các văn kiện quan trọng. Trong đó có Thỏa thuận chuyển nhượng (FOA) quyền lợi tham gia của PVEP tại Lô 09-2/09 cho Zarubezhneft và Bản ghi nhớ (MOU) giữa PVEP và Zarubezhneft.

Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-2/09 được ký vào ngày 6/8/2009 và đã có 2 phát hiện dầu khí là Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam. Việc chuyển nhượng một phần quyền lợi tham gia của PVEP tại Dự án Lô 09-2/09 cho Zarubezhneft và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" sẽ giúp PVEP chia sẻ rủi ro trong việc triển khai dự án, giảm bớt áp lực về

nguồn vốn đầu tư và sớm đưa dự án vào giai đoạn phát triển khai thác.

Bản ghi nhớ hợp tác không ràng buộc giữa PVEP với Zarubezhneft ghi nhận ý định hợp tác giữa hai doanh nghiệp đối với các dự án dầu khí của PVEP và Zarubezhneft ở Việt Nam, Liên bang Nga và bất kỳ quốc gia thứ ba nào được các bên đồng ý. Hai bên tăng cường trao đổi kiến thức, kinh nghiệm và năng lực kỹ thuật để triển khai các hoạt động chung hiệu quả trong ngành công nghiệp dầu khí.

Việc ký kết 2 văn kiện trên giữa PVEP và Zarubezhneft dưới sự chứng kiến của Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitri Medvedev là minh chứng cho quan hệ hợp tác toàn diện mà hai nước đã thiết lập trong đó có hợp tác về dầu khí, nâng

tầm mối quan hệ hợp tác tốt đẹp từ trước đến nay giữa Petrovietnam/ PVEP và Zarubezhneft nói riêng cũng như các đối tác Nga nói chung.

Cùng ngày, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội kiến Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, khẳng định Việt Nam luôn coi trọng quan hệ đối tác chiến lược toàn diện với Liên bang Nga. Hai nhà lãnh đạo cho rằng Việt Nam và Liên bang Nga vẫn còn rất nhiều tiềm năng để thúc đẩy hợp tác, cần phấn đấu đạt được mục tiêu nâng kim ngạch thương mại hai chiều lên 10 tỷ USD năm 2020.

Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin và Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định tầm quan trọng của hợp tác năng lượng và dầu khí đối với quan hệ Việt - Nga, nhất trí tiếp tục khuyến



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc làm việc với Gazprom. Ảnh: PVN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc làm việc với Zarubezhneft. Ảnh: PVN

khích và tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của các doanh nghiệp dầu khí hai nước tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Ngày 24/5/2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và đoàn công tác đã đến thăm trụ sở và làm việc với ông Eugeniy Murov - Chủ tịch Zarubezhneft. Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đã nghe báo cáo về kết quả hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, kế hoạch hoạt động của các liên doanh Vietsovpetro và Rusvietpetro trong tương lai. Đoàn công tác đã chứng

kiến Lễ khởi động trạm máy nén áp suất thấp tại trạm xử lý trung tâm (CPF), mỏ Bắc Khosedayu, được phát triển bởi Rusvietpetro, được kỳ vọng nâng hiệu suất sử dụng khí lên 95% vào cuối năm nay.

Trong báo cáo của Vietsovpetro, Tổng giám đốc Nguyễn Quỳnh Lâm và Phó Tổng giám đốc thứ nhất Vyacheslav Bondarenko cho biết kế hoạch lắp đặt giàn đầu giếng mới tại mỏ Bạch Hổ ở độ sâu 60m nước. Các bên kỳ vọng việc đưa thêm công trình mới vào khai thác sẽ giúp gia tăng sản lượng lên 3 triệu tấn dầu và 1,1 tỷ

m³ khí trong tương lai. Dòng dầu đầu tiên dự kiến sẽ được khai thác vào tháng 11 năm nay, sẽ đem lại hiệu quả tích cực giúp Vietsovpetro duy trì sản lượng.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả hợp tác Zarubezhneft với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua, coi đó là thể hiện sinh động cho quan hệ hợp tác đối tác chiến lược toàn diện. Khẳng định hợp tác năng lượng, dầu khí là trụ cột quan trọng trong quan hệ Việt Nam - Liên bang Nga, Thủ tướng Chính phủ cho biết hoàn toàn ủng hộ các kế hoạch hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đồng thời đề nghị các bên tích cực mở rộng hơn nữa công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba.

Trước đó, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã tiếp ông Vitaly Markelov - Phó Chủ tịch Gazprom. Lãnh đạo Gazprom cho biết đang phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác Việt Nam triển khai các dự án khai thác dầu, khí; đồng thời Gazprom mong muốn tiếp tục nhận được sự ủng hộ của Chính phủ Việt Nam trong việc triển khai các hoạt động dầu khí, phát triển các dự án cung cấp khí nhiên liệu cho vận tải (gas city), các nhà máy điện khí tại khu vực miền Trung Việt Nam. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc hoan nghênh và đánh giá cao Gazprom kiên trì thực hiện hiệu quả các hợp đồng hợp tác đã ký kết và tiếp tục tăng cường các hoạt động hợp tác tại Việt Nam và khẳng định sẽ tạo điều kiện thuận lợi nhất để các doanh nghiệp Liên bang Nga, trong đó có Gazprom hoạt động tại Việt Nam.

Nguyễn Hoàng - Hoàng Anh

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC:

ĐẦU TƯ NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN ĐỂ TĂNG NĂNG LỰC CẠNH TRANH

Tại Hội nghị về khoa học công nghệ và đổi mới sáng tạo do Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Ngoại giao và Thương mại Australia, Ngân hàng Thế giới tổ chức ngày 15/5/2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh các doanh nghiệp cần hiểu đầu tư cho nghiên cứu và phát triển là con đường “ngắn nhất” để đạt được hiệu quả, tăng năng lực cạnh tranh và phát triển bền vững hơn. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu phát biểu chỉ đạo của Thủ tướng tại Hội nghị quan trọng này.

Sự phát triển của các học thuyết kinh tế và thực tiễn phát triển của nhiều quốc gia trên thế giới thời gian qua cho thấy các mô hình tăng trưởng tân cổ điển nhấn mạnh vai trò của tích lũy vốn và lao động đối với tăng trưởng kinh tế. Tuy nhiên, tài nguyên thiên nhiên luôn có giới hạn và nhân loại đang đứng trước sự khan hiếm tài nguyên nghiêm trọng. Nếu vẫn trông chờ vào nguồn tài nguyên hữu hạn đó thì tăng trưởng sẽ sớm cạn kiệt, tăng trưởng sẽ đi đến trạng thái dừng và thậm chí suy giảm. Mô hình tăng trưởng nội sinh (được trao giải Nobel Kinh tế năm 2018) chứng minh rằng, công nghệ là yếu tố nội sinh quan trọng của tăng trưởng. Chính công nghệ cùng với nguồn nhân lực phù hợp (có khả năng sáng tạo, sử dụng và kiểm soát công nghệ mới) là yếu tố quyết định cho tăng trưởng trong dài hạn, là chìa khóa để đột phá vượt qua trạng thái dừng, thoát bẫy thu nhập trung bình.

Tăng trưởng kinh tế của Việt Nam những năm gần đây giảm dần phụ thuộc vào khai thác tài nguyên, xuất khẩu thô và mở rộng tín dụng. Chất lượng tăng trưởng được cải thiện rõ nét thể hiện qua tốc độ tăng năng suất lao động. Đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp (TFP) tăng từ 33,6% bình quân giai



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị về khoa học công nghệ và đổi mới sáng tạo. Ảnh: VGP

đoạn 2011 - 2015 lên khoảng 43,3% trong giai đoạn 3 năm 2016 - 2018; giai đoạn 2016 - 2020 ước đạt 43,5%. Tính chung 10 năm 2011 - 2020 vượt mục tiêu chiến lược đề ra (35%). Tốc độ tăng năng suất lao động bình quân giai đoạn 2011 - 2015 là 4,3%/năm, giai đoạn 2016 - 2018 đã tăng lên 5,8%/năm. Đặc biệt năm 2018, tốc độ tăng trưởng kinh tế cao kỷ lục trong 10 năm, đạt trên 7% nhưng tăng trưởng tín dụng chỉ đạt dưới 14% so với mức 17 - 18% của các năm trước đó. Những số liệu này cho thấy nền kinh tế đang có sự chuyển dịch về mô hình tăng trưởng và sự thăng tiến cao hơn về chuỗi giá trị. Có thể khẳng định rằng khoa học công nghệ có nhiều tiến bộ, đạt được thành tựu

quan trọng, đóng góp đáng kể cho tăng trưởng và sức cạnh tranh của nền kinh tế.

Chỉ số Đổi mới Sáng tạo Toàn cầu (GII) của Việt Nam những năm gần đây liên tục tăng cao, dẫn đầu nhóm quốc gia có thu nhập trung bình thấp (năm 2017 tăng 12 bậc, năm 2018 tăng tiếp 2 bậc, xếp thứ 45/126 quốc gia, trong đó, nhóm chỉ số về tri thức - công nghệ của Việt Nam có thứ hạng rất cao, thứ 28). Theo Báo cáo “Chỉ số hiệu quả đổi mới sáng tạo năm 2018”, Việt Nam đã đạt kết quả trong việc tiếp cận với kiến thức khoa học, công nghệ của thế giới và hòa nhập vào các chuỗi giá trị toàn cầu, tạo điều kiện cho việc trao đổi tri thức hiệu quả. Một số tổ chức, doanh



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

nghiệp Việt Nam đã rất quan tâm đầu tư cho khoa học - công nghệ, đổi mới, sáng tạo và đã đạt được kết quả tương xứng. Điều này khẳng định tăng trưởng cao và tăng trưởng bao trùm vừa qua có đóng góp rất quan trọng của nhân tố khoa học công nghệ và cố gắng lớn của mỗi người Việt Nam.

Tuy nhiên, phải nhìn thẳng vào thực tiễn và khó khăn, vướng mắc để thấy rằng phát triển khoa học - công nghệ và đổi mới, sáng tạo của Việt Nam còn nhiều hạn chế, bất cập.

Trước hết là, nhận thức của các cấp, các ngành và các địa phương về vai trò của khoa học, công nghệ và đổi mới, sáng tạo còn chưa đầy đủ,

toàn diện. Hành lang pháp lý và cơ chế, chính sách còn thiếu đồng bộ, chưa thực sự tạo động lực cho ứng dụng phát triển khoa học công nghệ.

Khoa học - công nghệ chưa thực sự là động lực và nền tảng cho phát triển kinh tế - xã hội, cho tăng trưởng, tái cơ cấu kinh tế và tăng năng suất lao động xã hội. Trình độ khoa học - công nghệ quốc gia nhìn chung còn khoảng cách so với nhóm đầu khu vực Đông Nam Á. Năng lực khoa học, công nghệ và đổi mới, sáng tạo còn hạn chế và hệ thống đổi mới sáng tạo quốc gia còn non trẻ, manh mún. Vẫn còn ít hoạt động nghiên cứu và phát triển (R&D) trong khu vực doanh nghiệp. Các trường đại học thiên về đào tạo hơn nghiên

cứu, nếu có nghiên cứu thì tính ứng dụng không cao; rất thiếu sự kết nối hiệu quả giữa các trường đại học, viện nghiên cứu và khu vực kinh doanh, dịch vụ công. Chưa thực sự có những chính sách tốt, cơ chế tốt, hoặc đặt ra những bài toán hay, đúng tầm để kích thích sáng tạo và sự cống hiến của đông đảo các nhà khoa học và chuyên gia đối với phát triển kinh tế - xã hội.

Trong những năm gần đây, kinh phí đầu tư cho khoa học - công nghệ của Việt Nam gia tăng đều qua các năm, tuy nhiên, tỷ lệ chi cho khoa học và công nghệ trên GDP chưa tương xứng với tốc độ phát triển kinh tế của đất nước. Diễn đàn Kinh tế thế giới cũng đánh giá: Việt Nam đang



tụt hậu về mức độ sẵn sàng công nghệ, về đổi mới sáng tạo và năng suất lao động so với một số nước ở châu Á như: Trung Quốc, Ấn Độ, Thái Lan, Malaysia và Singapore.

Theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới, chỉ tiêu cho nghiên cứu phát triển cả khu vực Nhà nước và tư nhân của Việt Nam hiện nay chỉ khoảng 0,44% GDP, khá thấp so với bình quân của thế giới là 2,23% GDP (Thái Lan 0,78%; Singapore 2,2%; Malaysia 1,3%, Trung Quốc 2,1%

GDP). Nếu không mạnh dạn đầu tư cho khoa học và công nghệ và đổi mới sáng tạo, sẽ bị mắc kẹt trong cái hố năng suất thấp, giá trị gia tăng thấp và bẫy thu nhập trung bình. Do vậy, cả Nhà nước và khu vực tư nhân cần nhận thức đúng tầm quan trọng của đầu tư cho khoa học và công nghệ và ưu tiên chi cho khoa học và công nghệ một cách tương xứng hơn, hiệu quả hơn; đồng thời, chú trọng tính thiết thực, hiệu quả, không làm theo phong trào, ứng dụng thấp, gây lãng phí.

Các doanh nghiệp cũng cần hiểu rằng đầu tư cho nghiên cứu và phát triển là một trong những phương pháp tốt nhất để đạt được hiệu quả, tăng năng lực cạnh tranh và có thể giành được vị thế cao hơn trong chuỗi giá trị toàn cầu. Cần tìm ra điểm kích hoạt khuyến khích doanh nghiệp hăng hái đầu tư cho nghiên cứu và phát triển, chứ không chỉ kêu gọi bằng lời nói.

Việt Nam kiên định xây dựng và hoàn thiện thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, coi



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

đây là một nhiệm vụ chiến lược, là khâu đột phá quan trọng, tạo động lực để phát triển nhanh và bền vững đất nước. Phần đầu đến những năm 2030, Việt Nam hướng tới một xã hội thịnh vượng, thuộc nhóm có thu nhập trung bình cao; đến năm 2045 trở thành một quốc gia phát triển, định hướng xã hội chủ nghĩa. Để đạt được mục tiêu này, cần có một chiến lược phát triển mạnh mẽ khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo làm cơ sở nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh của các

ngành, lĩnh vực và cả nền kinh tế. Thúc đẩy nghiên cứu và phát triển, khởi nghiệp sáng tạo, ứng dụng kết hợp với phát triển công nghệ nhất là trong một số ngành, lĩnh vực mới có tiềm năng, thế mạnh. Cần phải xác định khoa học, công nghệ và đổi mới, sáng tạo phải là nền tảng thúc đẩy phát triển nhanh và bền vững đất nước; là lực lượng sản xuất trực tiếp, là động lực chính của mô hình phát triển kinh tế - xã hội. Phải làm tốt hơn nữa sự phối hợp giữa nhà nước và xã hội trong phát triển khoa học và

công nghệ, kết hợp tốt hơn giữa nội lực và ngoại lực trong phát triển khoa học - công nghệ và đổi mới, sáng tạo. Phần đầu yếu tố năng suất tổng hợp đóng góp vào tăng trưởng đạt trên 50%; năng suất lao động xã hội bình quân tăng ít nhất 6,5 - 7,0%/năm.

Các bộ, ngành, địa phương cần nâng cao nhận thức, trách nhiệm trong chỉ đạo phát triển khoa học và công nghệ, tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý và cơ chế, chính sách, với những cơ chế đặc thù, cạnh tranh để tăng cường ứng dụng công nghệ, nâng cao năng lực nghiên cứu và phát triển. Tập trung hoàn thiện hệ thống đổi mới sáng tạo quốc gia với doanh nghiệp là trung tâm, khuyến khích sự sáng tạo của người dân, gắn kết chặt chẽ giữa viện nghiên cứu, trường đại học với doanh nghiệp, dịch vụ công nhằm kiến tạo và tích lũy tài sản trí tuệ, tạo ra nguồn nhiên liệu mới cho tăng trưởng kinh tế nhanh, bao trùm và bền vững.

Theo đó, ngành Khoa học và Công nghệ cần phối hợp các bộ, ngành, tổ chức liên quan tham mưu, đề xuất giải pháp, tập trung vào 5 vấn đề lớn sau:

Một là, đề xuất chính sách mang tính đột phá để khuyến khích và thúc đẩy đổi mới, sáng tạo trong khu vực doanh nghiệp, dịch vụ công; nhất là hoạt động khởi nghiệp sáng tạo, đổi mới công nghệ trong sản xuất kinh doanh và dịch vụ công. Tập trung nâng cao năng lực hấp thụ công nghệ của doanh nghiệp.

Hai là, phát huy vai trò và tạo cơ chế phù hợp để các trường đại học, viện nghiên cứu có thể tăng cường nền tảng vốn con người cho đổi mới, sáng tạo; nhất là gắn liền các hoạt động nghiên cứu ứng dụng với nhu cầu doanh nghiệp và nền kinh tế. Cần tạo ra một nguồn lực con người có trình độ và tính sáng tạo cao.



Ba là, thúc đẩy liên kết các mạng lưới đổi mới sáng tạo trong và ngoài nước. Thúc đẩy vai trò then chốt, lan tỏa của các trung tâm trí tuệ, trung tâm đổi mới, sáng tạo đối với sự phát triển thông minh và bền vững ở các tỉnh, thành phố của Việt Nam.

Bốn là, xây dựng năng lực quản trị nhà nước đối với hệ thống đổi mới, sáng tạo và phát huy công nghệ; hoàn thiện thể chế cho các

hoạt động đổi mới, sáng tạo, ứng dụng, phát triển công nghệ.

Năm là, tái cấu trúc các chương trình, nhiệm vụ khoa học và công nghệ theo chuỗi giá trị của sản phẩm, tạo giá trị gia tăng. Tập trung phát triển sản phẩm quốc gia dựa vào công nghệ mới, công nghệ cao để hình thành các ngành nghề mới và các sản phẩm mới, giá trị gia tăng cao, nhất là lĩnh vực mà Việt Nam có thế mạnh như: nông nghiệp, công

ng nghiệp chế biến chế tạo, dịch vụ, công nghệ thông tin...

Để thực hiện 5 vấn đề trọng tâm trên, ngành Khoa học và Công nghệ cần lưu ý một số nội dung cụ thể:

- Cần xây dựng khuôn khổ cho việc đo lường và đánh giá hiệu quả của nền kinh tế số, của hoạt động của các trường đại học, viện nghiên cứu, các cơ sở có hoạt động khoa học công nghệ. Ngành thống kê nghiên cứu phương thức đo lường và thống kê



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

hiệu quả hoạt động khoa học công nghệ và các hoạt động đổi mới sáng tạo theo các chuẩn mực quốc tế để có thể so sánh. Gần các chương trình tài trợ nghiên cứu của Nhà nước với việc ứng dụng thực tế và thương mại hóa sản phẩm để tránh nghiên cứu rồi cất vào tủ, dành một phần ngân sách để chi cho các dự án, để tài được đưa ra ứng dụng trong thực tế.

- Cần nghiên cứu thành lập ngân hàng dữ liệu quốc gia về khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo.



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chúc mừng các cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ nhân kỷ niệm ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Ảnh: Linh Chi

- Xây dựng chính sách nhằm thu hút và cộng tác với các chuyên gia giỏi ở trong và ngoài nước, đặc biệt là cộng đồng các nhà khoa học Việt Nam ở nước ngoài. Chú ý đặc biệt những giải pháp không theo khuôn mẫu, muốn thúc đẩy đổi mới sáng tạo thì chính sách, cơ chế cũng phải thoáng, mở và sáng tạo.

- Áp dụng mô hình hợp tác đối tác công - tư (PPP) nhằm khuyến khích doanh nghiệp tham gia nhiều hơn vào các hoạt động đổi mới sáng tạo; thử nghiệm mô hình "Nhà nước sở hữu, tư nhân vận hành". Chuyển từ mô hình sử dụng ngân sách Nhà nước sang đồng tài trợ, tiến đến tự chủ tài chính, nhà nước đặt hàng đối với các cơ sở nghiên cứu, các cơ sở khoa học và công nghệ và đổi mới, sáng tạo.

Ngành Khoa học và Công nghệ sớm hoàn thiện Chỉ thị về việc thúc đẩy hấp thụ, phát triển công nghệ, hoạt động đổi mới công nghệ và hoạt động đổi mới sáng tạo để nâng cao năng suất, chất lượng, sức cạnh tranh của doanh nghiệp, bao gồm việc phát huy Quỹ phát triển Khoa học và Công nghệ của doanh nghiệp; khuyến khích hình thành các quỹ đầu tư mạo hiểm xã hội để đầu tư cho nghiên cứu phát triển và

thương mại hóa các sản phẩm sáng tạo; Đề án hoàn thiện thể chế để thu hút nguồn lực xã hội đầu tư cho khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo, nhất là từ doanh nghiệp; Điều lệ tổ chức và hoạt động của Quỹ Đổi mới Công nghệ Quốc gia; Chiến lược sở hữu trí tuệ quốc gia.

Ngành Khoa học và Công nghệ cần phát huy vai trò điều phối, nâng cao hiệu quả công tác giữa các bộ, ngành và các cấp trong phát triển và ứng dụng kết quả khoa học và công nghệ vào phát triển kinh tế - xã hội. Thúc đẩy hợp tác quốc tế về khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo; nhằm khai thác lợi thế, chia sẻ kinh nghiệm và tận dụng các thành tựu khoa học và công nghệ tiên tiến, cũng như chủ động nắm rõ các xu thế khoa học và công nghệ trên thế giới để có phương án vận dụng hiệu quả vào Việt Nam.

Mỗi bộ, ngành, địa phương, tổ chức, doanh nghiệp cần có những hành động cụ thể, thiết thực thúc đẩy sáng kiến cải tiến, đổi mới sáng tạo, coi việc sử dụng hiệu quả khoa học và công nghệ, đổi mới sáng tạo như một đột phá phát triển nhanh và bền vững đất nước.



XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN TRONG CÔNG NGHIỆP LỘC - HÓA DẦU

Hội thảo quốc tế “Xu hướng phát triển trong công nghiệp lộc - hóa dầu” tập trung phân tích xu hướng phát triển của ngành năng lượng toàn cầu nói chung, ngành công nghiệp dầu khí và hóa dầu nói riêng đến năm 2035 và triển vọng đến năm 2050; chia sẻ ý tưởng và kinh nghiệm của các công ty dầu khí quốc tế về vấn đề quản lý chiến lược trong bối cảnh ngành năng lượng đang trong quá trình chuyển đổi và cách mạng công nghiệp 4.0.

Ngày 10/5/2019, tại Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ trì tổ chức Hội thảo quốc tế “Xu hướng phát triển trong công nghiệp lộc - hóa dầu”.

Tham dự Hội thảo có đại diện Ban Kinh tế Trung ương, Văn phòng

Chính phủ, Văn phòng Quốc hội, Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Công ty CP Lộc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Công ty Liên doanh Lộc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP),

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX), các viện nghiên cứu và trường đại học, các công ty nước ngoài như: Wood Mackenzie,



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Honeywell, SCG Chemicals, SK E&C, Haldor Topsoe, NTherma và Dow Chemical...

Hội thảo tập trung phân tích xu hướng phát triển của ngành năng lượng toàn cầu nói chung, ngành công nghiệp dầu khí và hóa dầu nói riêng đến năm 2035 và triển vọng đến năm 2050; chia sẻ ý tưởng và kinh nghiệm của các công ty dầu khí quốc tế về vấn đề quản lý chiến lược trong bối cảnh ngành năng lượng đang trong quá trình chuyển đổi và cách mạng công nghiệp 4.0.

Tại Hội thảo, các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước đã tập trung thảo luận 4 vấn đề chính: Xu hướng chuyển đổi năng

lượng toàn cầu; Tích hợp lọc - hóa dầu (Wood Mackenzie); Ứng dụng công nghiệp 4.0 trong công nghiệp lọc - hóa dầu (Honeywell) và Chiến lược phát triển hóa dầu của SCG (SCG Chemicals).

Theo ông Gavin Thompson - Phó Chủ tịch Wood Mackenzie tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương, cấu trúc thị trường và ngành công nghiệp năng lượng toàn cầu đang thay đổi theo hướng đầy nhanh quá trình giảm thiểu carbon trong 20 - 30 năm tới. Nhu cầu dầu khí toàn cầu trước năm 2035 còn tiếp tục gia tăng, đặc biệt là ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, giá dầu có thể quay trở lại mốc 100 USD/thùng, đổi mới công nghệ đang

hứa hẹn cho việc tích hợp lọc hóa dầu, chuyển đổi kỹ thuật số...

Ông Gavin Thompson cho biết thêm, năng lượng tái tạo và động cơ điện là xu hướng chính trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Năng lượng mặt trời và gió tăng trưởng mạnh; trong đó Trung Quốc, Mỹ và EU sẽ đạt hoặc vượt 20% thị phần sản lượng điện tái tạo vào năm 2035. So với dầu khí, năng lượng tái tạo mang lại lợi nhuận thấp, nhưng mức độ rủi ro thấp. Cạnh tranh trên thị trường đang làm giảm chi phí sản xuất năng lượng mặt trời và gió trên quy mô lớn.

Theo Wood Mackenzie, có 3 mô hình kinh doanh nổi bật để



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn trao quà lưu niệm cho các chuyên gia trình bày tại Hội thảo. Ảnh: Linh Chi

sử dụng hiệu quả công nghệ và nguồn năng lượng carbon thấp: Decarbonise, Capitalise và Grow. Mô hình Decarbonise giảm thiểu các rủi ro liên quan đến carbon. Mô hình Capitalise tận dụng các nguồn lực sẵn có để tìm kiếm cơ hội kinh doanh lĩnh vực không carbon. Mô hình Grow phát triển doanh nghiệp có lợi nhuận trong chuỗi giá trị điện. Wood Mackenzie khuyến nghị các doanh nghiệp dầu khí cần tập trung giảm chi phí sản xuất, tăng cường đầu tư vào lĩnh vực khí tự nhiên và công nghệ thu hồi carbon; thoát vốn khỏi lĩnh vực sản xuất carbon cao (như dầu cát).

Trình bày báo cáo “Triển vọng ngành công nghiệp lọc hóa dầu”, ông Sushant Gupta - Giám đốc nghiên cứu của Wood Mackenzie tại châu Á - Thái Bình Dương cho rằng nhu cầu dầu toàn cầu tiếp tục tăng trong dài hạn nhưng tốc độ chưa bằng một nửa so với trước đây. Nguyên liệu đầu vào cho hóa dầu tăng trưởng phụ thuộc vào mức tăng trưởng nhu cầu olefins và aromatics. Nhu cầu ethylene và propylene tăng trưởng ổn định ở mức bằng hoặc cao hơn

tốc độ tăng trưởng GDP toàn cầu, chủ yếu để sử dụng sản xuất nhựa dẻo. Nhu cầu ethylene và propylene toàn cầu dự kiến sẽ tăng tương ứng ở mức 3,2%/năm và 3,6%/năm (so với mức tăng trưởng GDP 2,7%/năm). Lợi nhuận ethylene ở châu Á và châu Âu cao hơn ở Mỹ đến năm 2020, sau đó giảm mạnh đến năm 2025 do giá dầu thô/naphtha tăng và cung vượt cầu do các công trình mới được đưa vào vận hành.

Về phát triển tích hợp lọc hóa dầu, ông Sushant Gupta nhấn mạnh đây là “chìa khóa” để tối đa hóa lợi nhuận, giảm chi phí (vận chuyển, vận hành, tồn kho...), nâng cao năng lực cạnh tranh. Các công nghệ và chất xúc tác mới sẽ tiếp tục tạo cơ hội cho việc tích hợp như: H-Oil, LC Max, HS-FCC, DCC...

Bên cạnh cơ hội mang lại, việc tích hợp lọc hóa dầu cũng đối mặt với rủi ro về biến động giá nguyên liệu, vốn đầu tư lớn, công nghệ phức tạp..., do đó, cần tiếp cận toàn diện các yếu tố về: sản phẩm, cấu hình, công nghệ và khả năng hoàn vốn. Wood Mackenzie đề xuất mô hình

PetroPlan mô phỏng nhà máy lọc dầu đã được tối ưu hóa, có thể đánh giá các khoản đầu tư, điều chỉnh các thông số đầu vào; lựa chọn quy trình sản xuất và chọn lọc phương án tối đa hóa lợi nhuận.

Về công nghiệp 4.0 trong lĩnh vực lọc hóa dầu, ông Rajeev Goyal - chuyên gia của Honeywell cho biết Honeywell Connected Plant™ đang được ứng dụng cho gần 50% nhà máy lọc dầu tại 125 quốc gia trên thế giới. Với mô hình nhà máy kết nối, công nghệ này giúp các nhà máy nâng cao hiệu quả quản lý vận hành, có cơ hội gia tăng thêm 7% công suất, 6% doanh thu, 7% năng lực cạnh tranh, 10% độ an toàn...

SCG cho biết đang cung cấp các sản phẩm olefin, polyethylene, polypropylene, polyvinyl chloride... và đang tiếp tục triển khai các dự án hóa dầu lớn tại khu vực châu Á. Định hướng phát triển theo mô hình bền vững, SCG vừa duy trì tăng trưởng kinh tế, vừa đảm bảo an toàn môi trường và an sinh xã hội.

Theo TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ngành dầu khí đang đối diện với nhiều thách thức bắt nguồn từ: việc đầu tư quá mức để tăng công suất lọc dầu, sự phát triển của xe điện (EVs), sự cạnh tranh của năng lượng tái tạo... Trên cơ sở đó, TS. Lê Mạnh Hùng cho rằng các doanh nghiệp dầu khí cần nghiên cứu, điều chỉnh chiến lược để thích ứng với môi trường thay đổi; chủ động và không ngừng cải thiện hiệu quả kinh doanh để nâng cao năng lực cạnh tranh. Trong đó, cần nghiên cứu, áp dụng chiến lược chuyển đổi kỹ thuật số, xây dựng các nhà máy kết nối đồng bộ quy trình - tài sản - con người... giúp tối ưu hóa, nâng cao năng lực và độ tin cậy của doanh nghiệp.

Linh Chi

GIẢI PHÁP CHUYỂN ĐỔI HIỆU QUẢ KHÍ CÓ HÀM LƯỢNG CO₂ CAO

Hội thảo “Giải pháp khoa học công nghệ chuyển đổi hiệu quả khí có hàm lượng CO₂ cao để sản xuất năng lượng, hóa chất và vật liệu tiên tiến” tập trung thảo luận các giải pháp công nghệ hợp lý để xử lý và chế biến hiệu quả thành phần khí CO₂ giúp gia tăng sản lượng khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên hydrocarbon của Việt Nam, giảm thiểu ảnh hưởng khí nhà kính, bảo vệ môi trường, sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng cao.



Nhà máy xử lý khí Đình Cố. Ảnh: PV GAS

Ngày 9/5/2019, tại Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Hội Dầu khí Việt Nam đã phối hợp tổ chức Hội thảo “Giải pháp khoa học công nghệ chuyển đổi hiệu quả khí có hàm lượng CO₂ cao để sản xuất năng lượng, hóa chất và vật liệu tiên tiến”.

Phát biểu khai mạc Hội thảo, TS. Ngô Thường San - Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam cho biết Việt Nam giàu

tài nguyên khí thiên nhiên, nhiều mỏ có trữ lượng lớn nhưng có hàm lượng CO₂ cao. Công nghệ tách và xử lý khí thiên nhiên giàu CO₂ và chế biến khí thải nhà kính này thành nhiên liệu sạch tái tạo và vật liệu mới là chủ đề hấp dẫn cả về mặt lý thuyết và thực tiễn. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đây còn là nhiệm vụ quan trọng có ý nghĩa kinh tế lớn trong lĩnh vực từ thượng nguồn đến hạ nguồn.

Hội thảo tập trung thảo luận các giải pháp công nghệ hợp lý để xử lý và chế biến thành phần khí CO₂ giúp gia tăng sản lượng khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên hydrocarbon của Việt Nam, giảm thiểu ảnh hưởng khí nhà kính, bảo vệ môi trường, sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng cao.

Tại Hội thảo, TS. Nguyễn Hữu Lương - Viện Dầu khí Việt Nam đã chia sẻ “Định hướng giải pháp khoa học công nghệ để nâng cao hiệu



quả sử dụng khí thiên nhiên hàm lượng CO_2 cao". Một số nguồn khí tự nhiên giàu CO_2 đã được phát hiện tại Việt Nam có hàm lượng CO_2 dao động trong khoảng 10 - 60% mol. Trên cơ sở phân loại nguồn khí với tỷ lệ CO_2 khác nhau, TS. Nguyễn Hữu Lương đề xuất các định hướng sử dụng khác nhau. Khí tự nhiên có hàm lượng $\text{CO}_2 < 10\%$ mol phù hợp làm nguyên liệu để sản xuất urea. Khí có hàm lượng CO_2 10 - 25% mol được xem xét để sản xuất methanol và DME. Khí có hàm lượng CO_2 từ 25 - 50% mol sẽ được sử dụng cho quá

trình reforming khô và sản xuất vật liệu carbon nanotube (CNT) mang lại giá trị gia tăng cao. Khí chứa hơn 50% mol CO_2 , giải pháp loại bỏ CO_2 sẽ là một lựa chọn và CO_2 được tách ra có thể được sử dụng làm nguyên liệu để sản xuất các sản phẩm như: methanol, DME và CNT...

Theo ông Pat A Han - Giám đốc nghiên cứu và phát triển công nghệ ammonia và methanol của Haldor Topsoe, khí tự nhiên giàu CO_2 sẽ là cơ hội nếu có thể sử dụng sản xuất methanol, urea, ammonia cũng như quy trình tích hợp methanol

và ammonia (IMAP Plant), đặc biệt là khi nhu cầu methanol ngày càng tăng. Sự phát triển về công nghệ sản xuất hydro sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo đang tạo ra nguồn cung hydro giá rẻ, do đó, mang lại cơ hội sử dụng triệt để và hiệu quả hơn thành phần CO_2 có trong khí thiên nhiên.

Các giải pháp khoa học công nghệ xử lý khí có hàm lượng CO_2 cao lần lượt được các chuyên gia trong và ngoài nước trình bày tại Hội thảo: "Công nghệ loại bỏ CO_2 từ khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao" (UOP



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCo

Honeywell); “Công nghệ khí tổng hợp của KBR - sử dụng khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao” (KBR); “Phát triển công nghệ sản xuất vật liệu CNT từ nguyên liệu khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao và các ứng dụng của vật liệu CNT” (NTherma); “Nghiên cứu phát triển quá trình reforming methane như một giải pháp tiềm năng sử dụng khí thiên nhiên giàu CO_2 ” (VAST)...

Trong đó, UOP Honeywell đưa ra 3 quy trình tách CO_2 . Quy trình Amine Guard FS (AGFS) dựa trên phản ứng hóa học giữa amine và $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ để

loại bỏ khí $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$; thường sử dụng với khí vận chuyển bằng đường ống hoặc LNG. Quy trình SeparALL là phương pháp sử dụng dung môi vật lý, không độc hại, có thể loại bỏ H_2S , thủy ngân, COS, CO_2 , sau khi hấp thụ các chất này, dung môi có thể được tái tạo lại. Phương pháp cuối cùng là phân tách CO_2 bằng chất làm lạnh hỗn hợp hybrid (DRCF Hybrid Process) sử dụng với khí có hàm lượng CO_2 từ 40 - 95%.

Với công nghệ Purifier™, ông Akhil Nahar - chuyên gia của KBR cho biết đây là công nghệ phù hợp nhất

để xử lý khí có CO_2 , đồng thời giúp nhà máy vận hành ổn định hơn, tiết giảm chi phí OPEX và CAPEX. So với các quy trình xử lý khí thông thường có cùng công suất, công nghệ Purifier™ có thể hoạt động được ở điều kiện: tỷ lệ S/C thấp hơn, sử dụng ít chất làm lạnh hơn, xử lý được tỷ lệ CO_2 cao hơn 10 - 12%...

Theo GS.TSKH. Lưu Cẩm Lộc - VAST, thông qua chuyển hóa khí thiên nhiên giàu CO_2 thành khí tổng hợp có thể sản xuất các hóa chất quan trọng, trong đó có hydro, hydrocarbon và methanol. Quá trình này càng có ý nghĩa về kinh tế và môi trường hơn đối với Việt Nam khi sự phát hiện và khai thác một số mỏ khí thiên nhiên có trữ lượng lớn với hàm lượng CO_2 cao đặt ra vấn đề nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn tài nguyên này. Xu hướng gần đây cho thấy methane reforming là giải pháp chuyển hóa hiệu quả khí thiên nhiên giàu CO_2 . Kết hợp reforming khô và reforming hơi nước (bi-reforming) chuyển hóa CO_2 và CH_4 thành nguồn nguyên liệu có ích với tỷ lệ $\text{H}_2:\text{CO}$ theo mong muốn, hạn chế hình thành cốc do sự có mặt của hơi nước.

Bên cạnh việc sử dụng khí thiên nhiên có chứa CO_2 để sản xuất các sản phẩm hóa dầu truyền thống như ammonia, urea, methanol... tại Hội thảo, TS. Cattien V. Nguyen - NTherma Corporation (Hoa Kỳ) đã trình bày định hướng hợp tác với Viện Dầu khí Việt Nam để sử dụng nguồn khí này làm nguyên liệu cho sản xuất vật liệu CNT mang lại giá trị gia tăng cao, đồng thời, phát triển các ứng dụng của loại vật liệu này trong lĩnh vực hoạt động dầu khí.

Linh Chi

NGHIÊN CỨU THIẾT KẾ CÔNG TRÌNH ĐỂ PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN

Lê Việt Dũng¹, Bùi Trọng Hàn¹, Đặng Anh Tuấn²

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC)

Email: hanbt.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Mỏ dầu khí cận biên có quy mô nhỏ, trữ lượng thu hồi thấp, điều kiện phát triển mỏ khó khăn... và nếu phát triển khai thác trong điều kiện kinh tế, tài chính, kỹ thuật hiện tại thì nhà đầu tư chỉ đạt mức cận ngưỡng hòa vốn. Tuy nhiên, mỏ dầu khí cận biên có thể sẽ mang lại hiệu quả kinh tế nếu thay đổi một số điều kiện về kinh tế, tài chính hoặc áp dụng các công nghệ, kỹ thuật tiên tiến, tối ưu hơn về chi phí để phát triển.

Để có thể phát triển các mỏ dầu khí cận biên cần phải xem xét một cách toàn diện, từ các cơ chế ưu đãi về tài chính đến các giải pháp kỹ thuật, công nghệ áp dụng trong quá trình phát triển mỏ. Bài báo giới thiệu các giải pháp trong công tác thiết kế xây dựng công trình để phục vụ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên đã và đang được áp dụng trên thế giới, cũng như tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Từ khóa: Mỏ cận biên, phát triển độc lập, kết nối mỏ.

1. Giới thiệu

Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò của Vietsovpetro tại Lô 09-1 và các khu vực lân cận trong thời gian qua cho thấy ngoài các mỏ lớn đã được đưa vào khai thác như Bạch Hổ, Rồng, các cấu tạo tiềm năng hoặc các cấu tạo đã được thăm dò đều có trữ lượng nhỏ, khó phát triển.

Báo cáo chương trình tận thăm dò Lô 09-1 năm 2017 của Vietsovpetro cho thấy một số khu vực tiềm năng có trữ lượng dầu thu hồi thấp, dưới 1,5 triệu m³ như: Đồng Bắc Bạch Hổ, Ngựa Trắng, Đồng Nam Bạch Hổ, Gấu Trắng. Một số khu vực tiềm năng còn lại có trữ lượng dầu thu hồi không nhiều, chỉ hơn 2 triệu m³ như: Mèo Trắng Tây, Đồng Bắc Rồng, Đồng Rồng.

Tại Lô 16-1/15, các phát hiện dầu khí cho đến nay cũng cho thấy ngoài 2 khu vực tiềm năng chính là Ba Vi - Ngựa Ô và Voi Vàng có trữ lượng dầu thu hồi tiềm năng khoảng trên 10 triệu m³, còn tồn tại các cấu tạo tiềm năng nhỏ với trữ lượng dầu thu hồi thấp, dưới 2 triệu m³ như: Voi Trắng, Voi Nâu, Tê Giác Xám, Tê Giác Cam, Tê Giác Lam.

Ngoài ra, đa số các cấu tạo tiềm năng này được đánh giá là rủi ro cao như: cấu trúc địa chất phức tạp, cấu tạo

biên độ nhỏ, nằm sâu, phân bố hẹp, rời rạc, đặc trưng thấm chứa biến đổi phức tạp, quy mô phân bố trữ lượng không lớn. Vì thế, các cấu tạo, khu vực tiềm năng này chủ yếu được xếp vào loại mỏ/phát hiện dầu khí cận biên. Để có thể phát triển các khu vực này hiệu quả cần phải xem xét một cách toàn diện, từ các cơ chế ưu đãi về tài chính đến các giải pháp kỹ thuật, công nghệ áp dụng trong quá trình phát triển mỏ.

2. Giải pháp tối ưu thiết kế xây dựng công trình

Một trong những giải pháp để nâng cao hiệu quả kinh tế trong việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên là tối ưu thiết kế xây dựng công trình với mục đích tiết giảm chi phí đầu tư xây dựng (CAPEX), chi phí vận hành (OPEX) và chi phí thu dọn mỏ (ABEX). Vì vậy, các phương án kỹ thuật và công nghệ áp dụng để phát triển khai thác các mỏ cận biên cần phải có chi phí đầu tư thấp; thời gian xây dựng nhanh; có khả năng di động được để có thể tái sử dụng cho các mỏ hoặc vị trí khác, đồng thời giảm chi phí thu dọn mỏ; tối đa sử dụng các công nghệ đã được kiểm chứng nhằm giảm rủi ro trong quá trình phát triển cũng như vận hành mỏ.

Về cơ bản có 2 phương án (concept) chính để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên gồm: phương án kết nối mỏ với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu (tie-in concept) và phương án phát triển độc lập (stand-alone concept).

Trong phương án kết nối mỏ thì sản phẩm khai thác từ các giàn của mỏ nhỏ, cận biên được thu gom và vận chuyển về mỏ lớn cận để xử lý. Các hệ thống phụ trợ như khí nâng (gaslift gas), nước ép vỉa, điện được cung cấp từ mỏ hiện hữu thông qua hệ thống đường ống và cáp điện ngầm. Phương án phát triển này yêu cầu chỉ cần xây dựng các hạng mục công trình phục vụ khai thác (giàn đầu giếng, các giếng ngầm), hệ thống đường ống và cáp ngầm để kết nối giữa mỏ mới và mỏ hiện hữu. Không cần xây dựng các giàn xử lý (central processing platform), các giàn cung cấp hệ thống phụ trợ (gaslift gas, injection water, power generation) và thiết bị chứa (FSO, FPSO). Qua đó, tiết giảm được chi phí đầu tư xây dựng, rút ngắn thời gian xây dựng, chia sẻ chi phí vận hành với mỏ lớn cận, cũng như giảm chi phí thu dọn mỏ.

Tuy nhiên, phương án kết nối mỏ chỉ có thể áp dụng cho các mỏ nằm gần trung tâm xử lý hiện hữu (khoảng cách dưới 30km). Nếu xa hơn, việc áp dụng phương án này sẽ gặp nhiều khó khăn trong vận chuyển sản phẩm khai thác bằng đường ống. Ngoài ra, còn phụ thuộc vào công suất xử lý dư của hệ thống cơ sở hạ tầng hiện hữu.

Các mỏ nhỏ, cận biên có thời gian khai thác ngắn (thường từ 3 - 10 năm) nên rất phù hợp với phương án phát triển bằng cách kết nối mỏ. Phương án này đã và đang được áp dụng rất thành công ở Vietsovpetro, như sơ đồ phát triển các mỏ: Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Ngừ Vàng, Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen.

Phương án phát triển độc lập thường được xem xét sau khi nghiên cứu phương án kết nối mỏ không khả thi do: không có mỏ lớn cận để kết nối; mỏ lớn cận không có đủ công suất dư để xử lý sản phẩm của mỏ mới hoặc không còn đủ thời gian vận hành tương ứng với thời gian khai thác của mỏ mới.

Đối với phương án phát triển độc lập cần phải xây dựng đầy đủ các công trình chức năng gồm: giàn xử lý, giàn đầu giếng và/hoặc đầu giếng ngầm, hệ thống đường ống và cáp ngầm, thiết bị chứa. Đối với các mỏ nhỏ, cận biên, nhằm giảm chi phí đầu tư xây dựng và thời gian xây dựng, các giàn xử lý thường được xây dựng bằng cách cải hoán từ các thiết bị di động như: giàn khoan tự nâng (jack-up), giàn khoan nửa nổi nửa chìm (semi-submersible) thành các giàn xử lý di động (MOPU); hoặc cải hoán các tàu chứa (tanker), sà lan (barge) thành FPSO.

Phương án thuê các giàn xử lý di động (MOPU hoặc FPSO) cũng được áp dụng trong thực tế cho sơ đồ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên theo phương án phát triển mỏ độc lập. Ưu điểm của phương án thuê là giảm đáng kể chi

phí đầu tư ban đầu, sẽ mang lại hiệu quả kinh tế hơn khi đời mỏ khai thác ngắn.

Trong sơ đồ công nghệ phát triển các mỏ cận biên có một số hoặc các hạng mục công trình sau: giàn đầu giếng (WHP - wellhead platform); hệ thống các thiết bị khai thác ngầm (subsea production equipment); giàn xử lý; ống đứng (risers); tuyến ống ngầm (subsea pipelines); thiết bị chứa (crude oil storage). Dưới đây là một số giải pháp thiết kế xây dựng phổ biến mà trên thế giới và trong khu vực đã và đang nghiên cứu áp dụng để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.

2.1. Thiết kế các giàn đầu giếng nhẹ

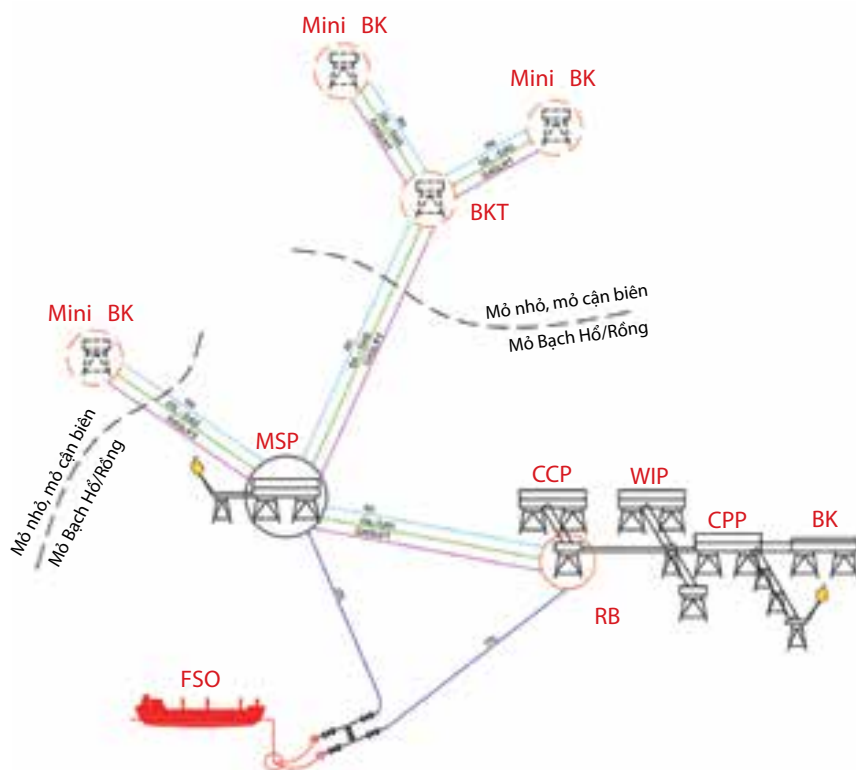
Nghiên cứu thiết kế các giàn đầu giếng vệ tinh (satellite wellhead platform) dạng tối giản, gọi là compact unmanned platform (CUP). Đây là loại giàn được thiết kế với mục đích giảm tối đa khối lượng xây dựng và thời gian thi công lắp đặt, phù hợp với từng điều kiện của mỏ nhỏ, cận biên cụ thể. Các giải pháp cơ bản trong việc thiết kế các giàn CUP gồm:

- Thiết kế chân đế dạng 1 chân (monopod jacket) hoặc 3 chân (tripod jacket) thay cho dạng 4 chân truyền thống.

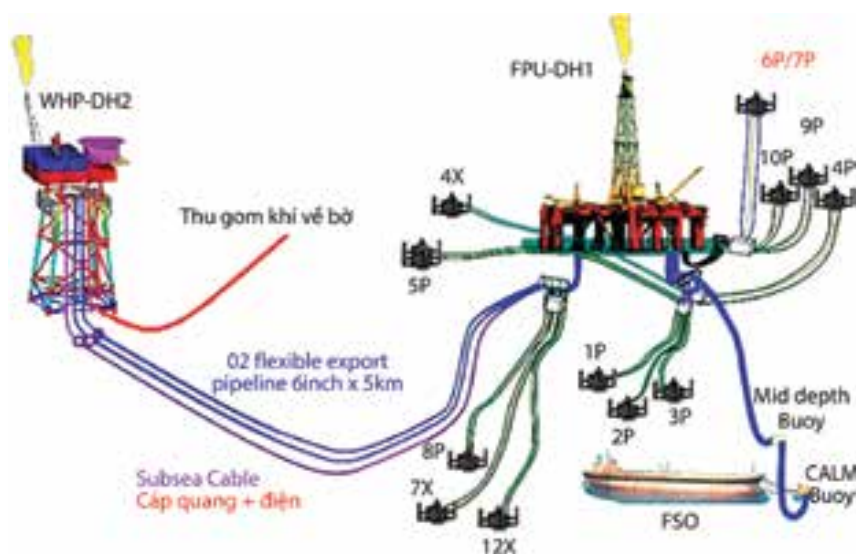
- Tối giản hệ thống công nghệ trên giàn để giảm khối lượng topside.

- Thiết kế chân đế dạng suction bucket foundation thay thế cho giải pháp cọc thép đóng sâu vào lòng đất truyền thống. Giải pháp này giúp giảm khối lượng sắt thép xây dựng chân đế và cọc; giảm thời gian lắp đặt ngoài biển qua đó sẽ giúp giảm đáng kể chi phí xây dựng. Ngoài ra, giải pháp dùng suction bucket giúp cho việc tháo dỡ giàn dễ dàng, chi phí thấp và có thể sử dụng lại để lắp đặt ở vị trí khác. Tuy nhiên, việc áp dụng công nghệ suction bucket sẽ phải phụ thuộc vào đặc điểm của địa chất công trình đáy biển tại nơi lắp đặt giàn đầu giếng do có nơi điều kiện địa chất công trình không cho phép.

- Thiết kế giàn dạng sử dụng ống cách nước (conductor) làm kết cấu ống chính cho khối chân đế để đỡ khối thượng tầng (conductor supported platform). Thiết kế này sẽ giảm đáng kể khối lượng sắt thép chế tạo và thời gian thi công chân đế, cọc so với giàn đầu giếng truyền thống. Ngoài ra, giúp giảm kích thước và trọng lượng của khối thượng tầng. Tuy nhiên, các giàn sử dụng ống cách nước làm ống chính chân đế có khả năng chịu tải kém hơn so với phương án thiết kế sử dụng chân đế truyền thống, vì vậy sẽ bị giới hạn độ sâu đáy biển, số lượng lỗ giếng khoan, kích thước và khối lượng của khối thượng tầng.



Hình 1. Sơ đồ nguyên lý phát triển mỏ cận biên theo phương án kết nối tại mỏ Bạch Hổ



Hình 2. Sơ đồ phát triển mỏ Đại Hùng theo phương án phát triển độc lập

2.2. Thiết kế các đầu giếng ngầm

Các đầu giếng ngầm thường được sử dụng đối với các mỏ ở vùng nước sâu, khi mà công việc thiết kế xây dựng giàn đầu giếng gặp rất nhiều khó khăn. Đối với các mỏ nhỏ ở vùng nước nông, khi mà số lượng giếng rất ít (dưới 4 giếng) thì việc xây dựng các đầu giếng ngầm sẽ mang lại hiệu quả kinh tế hơn so với việc xây dựng giàn đầu giếng. Công nghệ đầu giếng ngầm có ưu điểm là tối giản về hệ thống thiết bị, song có nhược điểm là chi phí thiết bị, chi phí lắp đặt rất lớn. Trong quá trình vận hành, vấn đề sửa chữa giếng (workover) sẽ phức tạp và chi phí lớn hơn nhiều so với giếng nổi trên các giàn cố định.

2.3. Tối ưu thiết kế các đường ống ngầm

Các tuyến ống ngầm truyền thống được thiết kế dưới dạng ống thép, có thể bổ sung thêm bọc bê tông hoặc bọc cách nhiệt bên ngoài khi cần thiết. Đối với các tuyến ống dẫn dầu, trong quá trình vận hành cần phóng thoi (pig) định kỳ để làm sạch, cũng như khảo sát tình trạng về độ dày, tốc độ ăn mòn bên trong đường ống. Đối với khu vực nước nông, không đòi hỏi thiết bị thi công đặc biệt, đường ống ngầm dạng ống thép truyền thống sẽ là lựa chọn ưu tiên do có chi phí vật liệu và chế tạo thấp. Tuy nhiên, đối với khu vực nước sâu, công tác rải ống thép gặp khó khăn và chi phí cao thì loại ống mềm (flexible pipe) là lựa chọn hiệu quả. Mặc dù ống mềm có chi phí mua vật tư ban đầu cao nhưng do công tác thi công rải ống dễ dàng và nhanh hơn so với loại ống thép truyền thống, qua đó giúp giảm đáng kể tổng chi phí xây dựng. Ngoài ra, trong quá trình vận hành, ống mềm còn có khả năng chống ăn mòn và mài mòn cao nên chi phí vận hành cũng sẽ thấp hơn so với phương án sử dụng ống thép.

2.4. Thiết kế phương án tiếp cận các giàn đầu giếng không có người

Phương án vận chuyển người, tiếp cận giàn đầu giếng truyền thống là bằng máy bay trực thăng. Khi đó yêu cầu trên giàn đầu giếng cần phải thiết kế sân đậu trực thăng (helideck), điều này làm tăng khối lượng kết cấu khối thượng tầng và chân đế giàn đầu giếng, dẫn đến tăng chi phí xây dựng. Đối với các giàn đầu giếng không có người, cần thiết kế phương án tiếp cận giàn thay thế.

Một phương án truyền thống khác nữa là di chuyển người từ tàu dịch vụ lên giàn đầu giếng thông qua cầu tàu (boat landing). Tuy nhiên,

phương án này nguy hiểm và sẽ không thể thực hiện với điều kiện thời tiết xấu.

Giải pháp “walk to work” được xem là một phương án thay thế các phương án truyền thống, đã và đang được áp dụng trên thế giới, kể cả khu vực Biển Bắc. Bản chất của giải pháp này là lắp đặt hệ thống cầu dẫn nhỏ trên boong tàu dịch vụ. Hệ thống cầu dẫn này được dẫn động, cân bằng thủy lực với các dao động sóng biển đảm bảo hoạt động an toàn. Một đầu cầu dẫn sẽ được nối vào giàn đầu giếng khi tàu dịch vụ tiếp cận lại gần giàn để người di chuyển từ tàu dịch vụ sang giàn đầu giếng và ngược lại.

2.5. Lắp đặt giàn đầu giếng bằng giàn khoan tự nâng

Giàn khoan tự nâng có thể được sử dụng như một tàu cầu ngoài biển dùng để thi công lắp đặt các giàn đầu giếng. Khi đó, giàn khoan tự nâng hoạt động như một cần cầu ngoài khơi và được cố định dưới đáy biển.

Về kỹ thuật, so với phương án sử dụng tàu cầu dạng nổi (floating vessels), việc sử dụng giàn khoan tự nâng để lắp đặt giàn đầu giếng có ưu điểm như: khi cầu nhấc sẽ giảm dao động, quay, rung lắc; ít bị ảnh hưởng bởi thời tiết; kinh nghiệm trên thế giới cho thấy có thể cầu được mã cầu đến 1.500 tấn; có thể làm việc tại độ sâu nước biển đến 150m trong điều kiện thời tiết xấu [3].

Về mặt kinh tế, việc kết hợp sử dụng giàn khoan tự nâng trong chiến dịch khoan và chiến dịch lắp đặt giàn đầu giếng sẽ tiết giảm được đáng kể chi phí thi công lắp đặt trên biển nhờ rút ngắn thời gian, không phải mất nhiều lần di chuyển tàu (mob/demob) so với phương án truyền thống sử dụng tàu cầu. Phương án này rất phù hợp đối với việc phát triển các mỏ cận biên, đặc biệt là tại khu vực cách xa bờ. Tuy nhiên, để kết hợp được 2 chiến dịch khoan và lắp đặt giàn đầu giếng cần phải có một kế hoạch phát triển mỏ và tổ chức thực hiện thật tốt giữa lịch khoan và tiến độ xây dựng giàn.

2.6. Chuẩn hóa các thiết kế

Các mỏ nhỏ, cận biên có trữ lượng thấp, thời gian khai thác ngắn. Vì vậy, rút ngắn tiến độ xây dựng, đưa mỏ vào khai thác thương mại (first oil) càng sớm thì hiệu quả kinh tế càng tốt. Giai đoạn thiết kế xây dựng một giàn đầu giếng thường phải mất từ 6 - 9 tháng. Việc thiết kế các mẫu giàn đầu giếng chuẩn (typical) có thể giúp triển khai công tác mua sắm chế tạo ngay khi có quyết định đầu tư dự án, qua đó rút ngắn thời gian thiết kế xây dựng so với thiết kế từ đầu. Các công ty thiết kế trên thế giới phân loại theo quy mô, chiều sâu mực nước biển và thiết kế sẵn

các loại giàn đầu giếng chuẩn mẫu (WHP typical) nhằm áp dụng nhanh cho dự án phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.

Trong thời gian qua, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) thuộc Vietsovpetro đã nghiên cứu và thực hiện thành công nhiều giải pháp trong việc tối ưu thiết kế công trình nhằm giảm chi phí xây dựng, trong đó tập trung tối ưu hóa thiết kế giàn đầu giếng dạng giàn nhẹ (BK); từng bước tối ưu và chuẩn hóa thiết kế các loại giàn BK nhằm đáp ứng nhu cầu xây dựng phát triển mỏ của Vietsovpetro. Các loại giàn nhẹ BK đã thực hiện gồm:

- BKT: là giàn nhẹ trung tâm điển hình, có sân bay trực thăng, có khả năng kết nối và trung chuyển sản phẩm từ các giàn nhẹ bên cạnh, với số lượng giếng từ 12 - 16 giếng. Các giàn BKT đã được thiết kế xây dựng như: BK-16, ThTC-3, CTC-1.

- Connecting BK: là giàn bên cạnh và kết nối với giàn lân cận qua cầu dẫn, tận dụng các hệ thống công nghệ và phụ trợ từ giàn lân cận. Số lượng giếng có thể dao động từ 4 - 12 giếng. Các giàn connecting BK đã được thiết kế xây dựng như: BK-17, RC-9.

- BKM: là giàn nhẹ mini, không có người. Chân đế dạng 3 chân (trippod) hoặc 4 chân, có sân đậu trực thăng. Giàn BKM có 6 - 9 giếng, kết nối với giàn mẹ (host platform) bằng các tuyến ống ngầm. Loại giàn này được thiết kế phù hợp để phát triển các mỏ/phát hiện dầu khí cận biên của Vietsovpetro trong thời gian sắp tới. Hiện BKM đang được thiết kế để xây dựng các giàn BK-19, BK-20, BK-21. Đặc tính của giàn BKT và BKM được thể hiện như Bảng 1.

3. Kết luận

Trên cơ sở kinh nghiệm của thế giới trong việc phát triển khai thác các mỏ cận biên, đồng thời xét đến các điều kiện về cơ sở hạ tầng và khả năng của Vietsovpetro, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp cụ thể trong việc nghiên cứu thiết kế và xây dựng công trình nhằm phát triển các mỏ nhỏ, cận biên:

- Đối với Lô 09-1 và các lô lân cận, cần ưu tiên áp dụng phương án kết nối mỏ nhằm tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng sẵn có tại mỏ Bạch Hổ và Rồng với việc quy hoạch

Bảng 1. So sánh đặc tính cơ bản 2 giàn BKT và BKM

Thông số	BKT	BKM
Công suất (tấn lỏng/ngày)	2.000 - 6.000	700 - 1.500
Số lượng giếng	12 - 16	6 - 9
Loại chân đế (chân)	4	3 hoặc 4
Khối lượng xây dựng (tấn)	~3.500	~2.000

và xây dựng mới các loại giàn nhẹ BK phù hợp, kết nối với các giàn lân cận thông qua các tuyến ống và cáp ngầm.

- Đối với nơi không thể kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rồng, cần nghiên cứu và tối ưu phương án phát triển độc lập bằng cách tận dụng và cải hoán các giàn khoan tự nâng cũ (như giàn Cửu Long, Tam Đảo 01) thành giàn xử lý di động.

- Lập kế hoạch và đầu tư nghiên cứu các giải pháp nhằm tối ưu hơn nữa thiết kế giàn nhẹ BK:

- + Thiết kế giàn nhẹ BK với chân đế dạng suction bucket foundation phù hợp với tính chất địa chất công trình tại các lô do Vietsovpetro quản lý và điều hành.

- + Thiết kế giàn BKM dạng conductor supported platform để có thể áp dụng xây dựng tại khu vực có từ 4 - 6 giếng khoan.

- Nghiên cứu thiết kế giải pháp di chuyển thay thế máy bay trực thăng nhằm giảm chi phí vận hành và xây dựng giàn nhẹ BK.

- Tối ưu chi phí xây dựng các tuyến ống ngầm: tối ưu đặc tính kỹ thuật đường ống ngầm phù hợp với điều kiện công nghệ, điều kiện khí tượng thủy văn; tối ưu biện pháp thi công biển và lắp đặt ngầm.

Công tác định hướng, lập kế hoạch thực hiện và đầu tư nghiên cứu thiết kế xây dựng công trình để phục vụ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên là việc làm cần thiết ở giai đoạn hiện nay, phù hợp với chiến lược tận thăm dò Lô 09-1 và phát triển các lô lân cận của Vietsovpetro. Ngoài

ra, các giải pháp trên có thể nghiên cứu áp dụng đối với các mỏ nhỏ, cận biên khác tại thềm lục địa Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. D.A.Fee, J.O'dea. *Technology for developing marginal offshore oilfields*.

2. Cao Tùng Sơn, Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hàn, Lê Hữu Toàn, Lê Vũ Quân. *Giải pháp thiết kế xây dựng công trình phục vụ khai thác các mỏ nhỏ, cận biên*. Tạp chí Dầu khí; 2015; 5: trang 55 - 60.

3. Andrew Deeks, Peter Gaunt, Øyvind Torgersrud, Noel Boylan, Darren O'Leary, David Field. *Rapidly rig installable and Re-Usable suction bucket wellhead platforms*. Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia. 20 - 23 March 2018.

4. Graham Nicholson, Yann Helle. *Modular design for low cost minimum facilities platforms*. Offshore South East Asia Conference, Singapore, November. November 2012.

5. Nguyễn Vũ Trường Sơn, Từ Thành Nghĩa, Cao Tùng Sơn, Phạm Xuân Sơn, Lê Thị Kim Thoa, Lê Việt Dũng, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Thúc Kháng, Nguyễn Quang Vinh. *Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 5: trang 32 - 37.

6. Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hàn, Nguyễn Tấn Hải. *Thiết kế quy hoạch, phát triển xây dựng công trình tại khu vực mỏ lô 09-1. Hiện trạng và giải pháp cho tương lai*. Tuyển tập Hội thảo khoa học kỷ niệm 35 năm thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". 2016.

ENGINEERING AND DESIGN FOR DEVELOPMENT OF MARGINAL OIL FIELDS

Le Viet Dung¹, Bui Trong Han¹, Dang Anh Tuan²

¹Vietsovpetro

²BIENDONG POC

Email: hanbt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Marginal oil fields are of small scale, with low recoverable reserves and difficult conditions for development. In case of field development under current economic, financial and technical conditions, investors only reach the break-even threshold. However, marginal oil fields/discoveries may be economically viable if some economic and financial conditions are altered, or modern and better technologies are applied to optimise the development costs.

In order to develop marginal oil fields, comprehensive consideration will be necessary, from financial incentives to technical solutions and technologies applied for field development. The article introduces the engineering and design solutions for development of small and marginal oil fields in Vietsovpetro Joint Venture.

Key words: Marginal field, stand-alone development, tie-in development.

SỬ DỤNG MẠNG NEURON NHÂN TẠO (ANN) ĐỂ DỰ BÁO ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ VÀ CHẤT LƯỢNG ĐÁ CHỨA CARBONATE MIOCENE BỂ TRẦM TÍCH PHÚ KHÁNH

**Nguyễn Thu Huyền¹, Tống Duy Cường¹, Trịnh Xuân Cường¹, Nguyễn Trung Hiếu¹
Phạm Thị Hồng¹, Nguyễn Thị Minh Hồng², Lê Hải An³, Hoàng Anh Tuấn⁴**

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất

³Bộ Giáo dục và Đào tạo

⁴Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: huyennt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Đá carbonate được coi là đối tượng chứa tiềm năng trong bể Phú Khánh, minh chứng bởi phát hiện dầu khí trong carbonate tuổi Miocene tại giếng khoan 124-CMT-1X. Mạng neuron nhân tạo (ANN) áp dụng hiệu quả trong điều kiện số lượng giếng khoan hạn chế của bể Phú Khánh, thông qua việc tích hợp các kết quả phân tích tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và phân tích mẫu để đưa ra dự báo về phân bố và chất lượng đá chứa tiềm năng trong bể.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, đá chứa tiềm năng trong bể Phú Khánh chủ yếu là carbonate dạng thềm và lỗ tích phát triển tập trung trên các khu vực đới nâng Tri Tôn, ven thềm Đà Nẵng và thềm Phan Rang, có chất lượng chứa từ khá đến tốt, với độ rỗng thay đổi từ 10 - 30% và chiều dày thay đổi từ 50 - 100m.

Từ khóa: Carbonate, mạng neuron nhân tạo, thuộc tính địa chấn, địa vật lý giếng khoan, bể Phú Khánh.

1. Giới thiệu

Phương pháp địa thống kê trước đây thường được sử dụng để xác định sự phân bố của đá chứa, song chỉ có hiệu quả đối với khu vực đã có nhiều giếng khoan. Với các khu vực có ít giếng khoan, ANN - mạng lưới thần kinh nhân tạo gồm các neuron nhân tạo kết nối với nhau, liên kết các loại thuộc tính địa chấn xác định đối tượng chứa, các đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan liên quan tới tương trầm tích để tính toán và đưa ra mô hình dự báo tầng chứa [1 - 4].

Ở Việt Nam, công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa tập trung chủ yếu vào các đối tượng là trầm tích vụn tuổi Oligocene, Miocene và đá móng trước Đệ Tam. Đá chứa carbonate cũng là một đối tượng có tiềm năng dầu khí rất lớn ở bể Nam Côn Sơn, Tư Chính - Vũng Mây và Phú Khánh [5 - 8].

Bể trầm tích Phú Khánh tiếp giáp vùng bờ biển miền Trung của Việt Nam, kéo dài từ Quảng Ngãi đến Phan Thiết, là vùng nước sâu nên mức độ nghiên cứu về tìm kiếm, thăm dò dầu khí còn hạn chế với số lượng giếng khoan còn ít (giếng khoan thăm dò: 123-TH-1X, 124-HT-1X, 124-CMT-1X, 127-NT-1X). Dầu khí đã được phát hiện trong đá chứa carbonate tuổi Miocene tại giếng khoan 124-CMT-1X. Đá carbonate được coi là đối tượng có khả năng chứa được quan tâm trong bể Phú Khánh [3 - 8]. Tuy nhiên, do hạn chế về tài liệu địa chấn, địa chất, địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi nên đến nay vẫn chưa có nhiều công trình nghiên cứu chi tiết về đặc điểm, chất lượng, tính chất thấm chứa của đá carbonate ở bể Phú Khánh.

Do vậy, công tác nghiên cứu đối tượng đá chứa carbonate ở Việt Nam nói chung cũng như bể Phú Khánh nói riêng thực sự cần thiết. Đặc biệt, việc sử dụng ANN trong dự báo diện phân bố và chất lượng tầng chứa carbonate bể Phú Khánh giúp nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam.

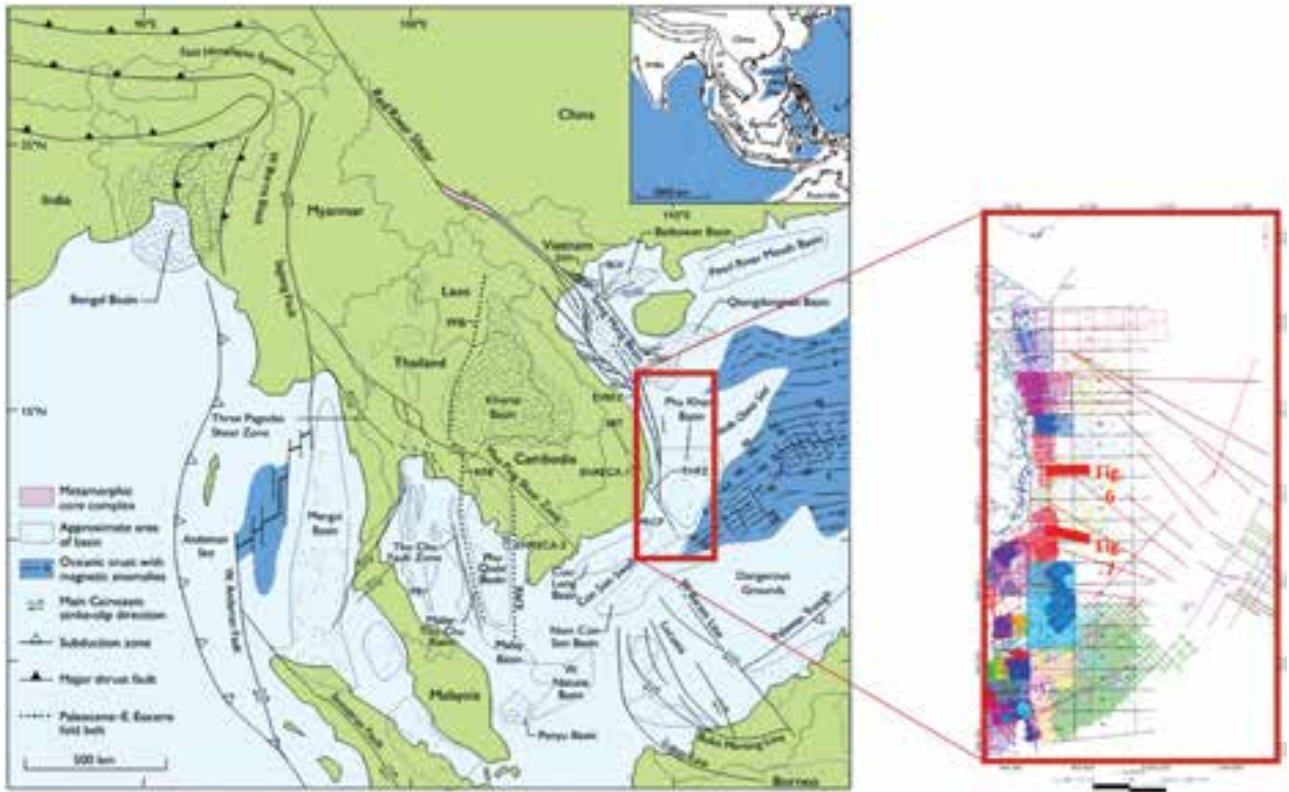
ANN là mạng lưới thần kinh nhân tạo, mô hình tính

toán được xây dựng tương tự cấu trúc của mạng thần kinh sinh học. Mạng lưới này kết nối với nhau, xử lý thông tin bằng cách sử dụng phương pháp liên kết để tính toán (Hình 2). Hoạt động của ANN gồm 2 quá trình:

- Quá trình nhận dạng: ANN sẽ nhận dạng các thông tin đầu vào. Trong nghiên cứu này, ANN sẽ xử lý các thông tin từ thông số đầu vào: thuộc tính địa chấn, thông số địa vật lý giếng khoan và thạch học để nhận dạng ra từng dạng tướng carbonate; đặc điểm của trường sóng địa chấn, thông số độ rỗng, độ thấm (từ mẫu lõi) và các đường cong địa vật lý giếng khoan (đường kính giếng khoan, gamma ray, đường điện trở suất, các đường cong độ rỗng...) đặc trưng cho từng loại đá carbonate.

- Quá trình dự báo: ANN sẽ cung cấp đầu ra đó là kết quả dự báo được các dạng đá carbonate tại các khu vực chỉ có tài liệu địa chấn mà chưa hoặc không có tài liệu giếng khoan.

Bài báo xây dựng mô hình trầm tích của đá carbonate trong khu vực nghiên cứu dựa trên cơ sở xác định môi trường thành tạo, nguồn gốc và quá trình phát triển các thành tạo carbonate; sử dụng ANN để dự báo tướng đá carbonate và xác định sự phân bố của chúng trên cơ sở tích hợp tài liệu địa chất (mẫu lõi, mẫu bùn khoan, mẫu lát mỏng) và tài liệu địa vật lý (địa vật lý giếng khoan và thuộc tính địa chấn).

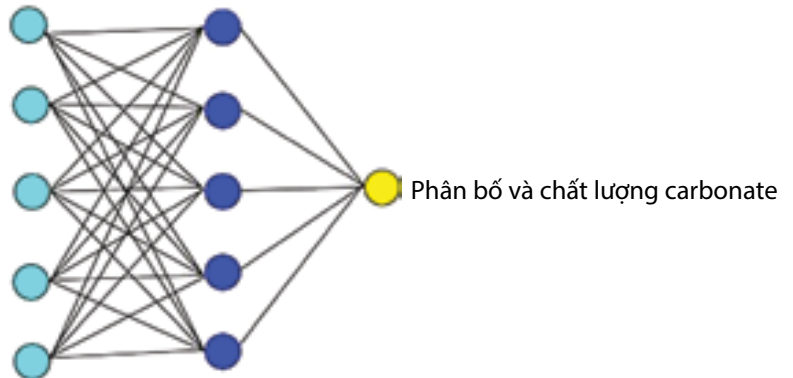


Hình 1. Sơ đồ vị trí khu vực nghiên cứu và tài liệu địa chấn sử dụng để dự báo sự phân bố đá carbonate

Thuộc tính địa chấn

Thông số từ phân tích mẫu

Địa vật lý giếng khoan: CALI, LLD, LLS, RHOB, NPHI, DT...



Hình 2. Sơ đồ mạng ANN

2. Đặc điểm phân bố và chất lượng đá chứa carbonate

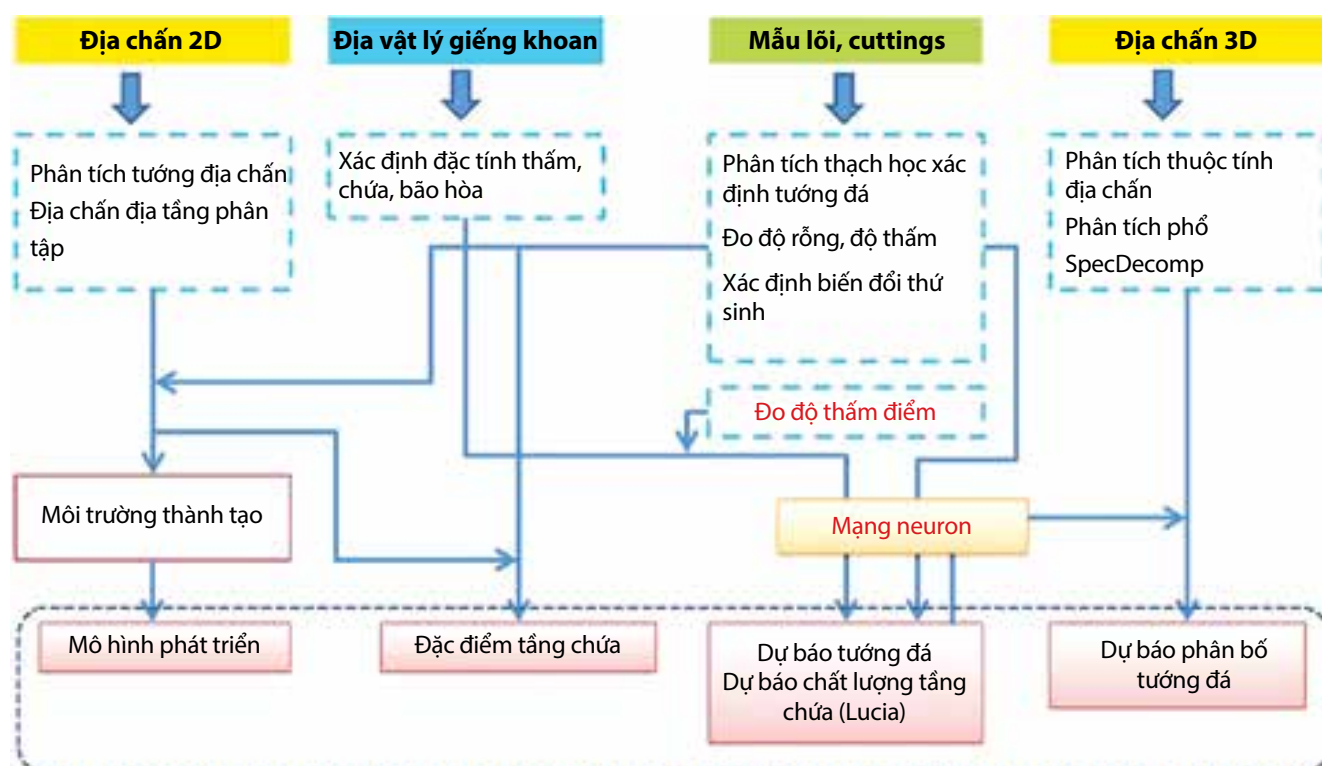
Quá trình phát triển kiến tạo bể Phú Khánh tạo ra địa hình thuận lợi hình thành đá carbonate tuổi Miocene với 2 dạng chính: Dạng thềm/khoi xây phát triển trên các địa lũy; dạng lở tích phát triển chủ yếu trên khu vực thềm Đà Nẵng và Phan Rang và đều được hình thành trong môi trường biển nông [3 - 8] (Hình 4).

Đá carbonate có đặc điểm vật lý thạch học, địa vật lý giếng khoan và địa chấn đặc trưng, khác biệt so với các loại đá trầm tích khác [9, 10]. Trong khu vực bể Phú Khánh, đá chứa carbonate được nhận dạng trên tài liệu địa chấn thông qua các tướng địa chấn phản xạ song song, nằm ngang với độ liên tục tốt, biên độ từ trung bình đến lớn (rất đặc trưng cho trầm tích carbonate thềm) và tướng gò đôi, hỗn độn (đặc trưng cho trầm tích carbonate dạng lở tích) [4, 5, 8]. Dựa trên sự khác biệt này, ANN được sử dụng để nhận dạng carbonate theo đặc điểm tướng địa chấn (các thuộc tính địa chấn) và đặc điểm đường cong địa vật lý giếng khoan từ một số ít giếng khoan trong bể Phú Khánh và các giếng khoan trong bể lân cận (Nam bể Sông Hồng), tiếp đó sẽ tích hợp với các kết quả phân tích mẫu nhằm dự báo sự phân bố và tính chất của đá carbonate (Hình 3, 4).

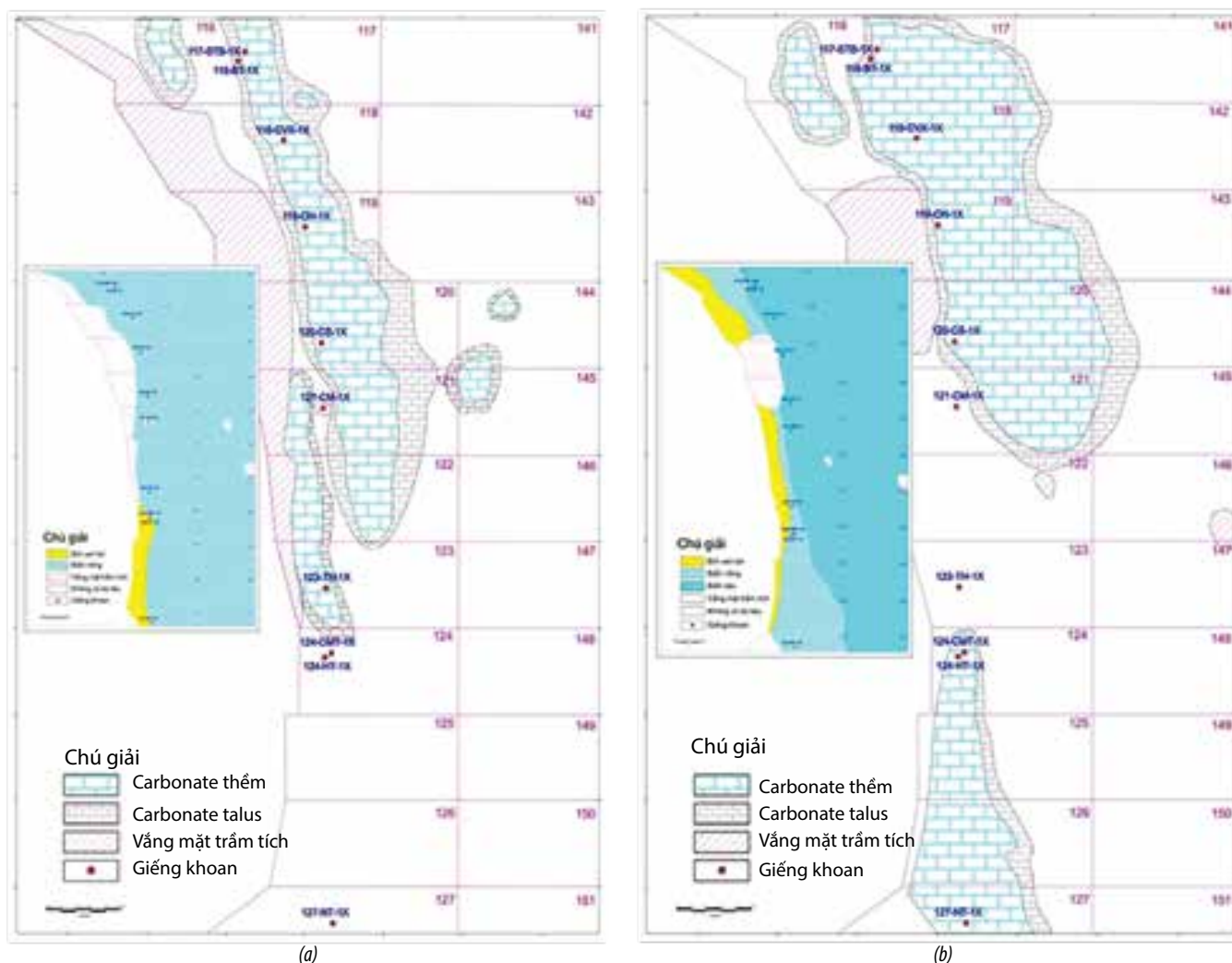
Để phân loại tướng thuộc tính địa chấn xác định carbonate, ANN đã huấn luyện 7 thuộc tính địa chấn

Antracking, Variance, Envelope, RAI, Chaos, Sweetness, Dominant Frequency và Reflection Intensity, để nhận dạng 4 loại tướng địa chấn khác nhau: tướng hỗn độn, tướng song song, tướng gò đôi, tướng hỗn hợp (gò đôi + hỗn độn) (Hình 5 - 8). Các kết quả nghiên cứu từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, thạch học cho biết đá carbonate thuộc khu vực nghiên cứu có chất lượng chứa từ trung bình tới tốt và chịu sự tác động lớn của quá trình biến đổi thứ sinh gồm: carbonate thềm và carbonate talus. So sánh thông tin độ rỗng - độ thấm từ tài liệu mẫu và giếng khoan với tướng địa chấn có thể thấy một số mối liên hệ giữa tướng địa chấn của đá carbonate và đặc trưng vật lý thạch học của đá như sau:

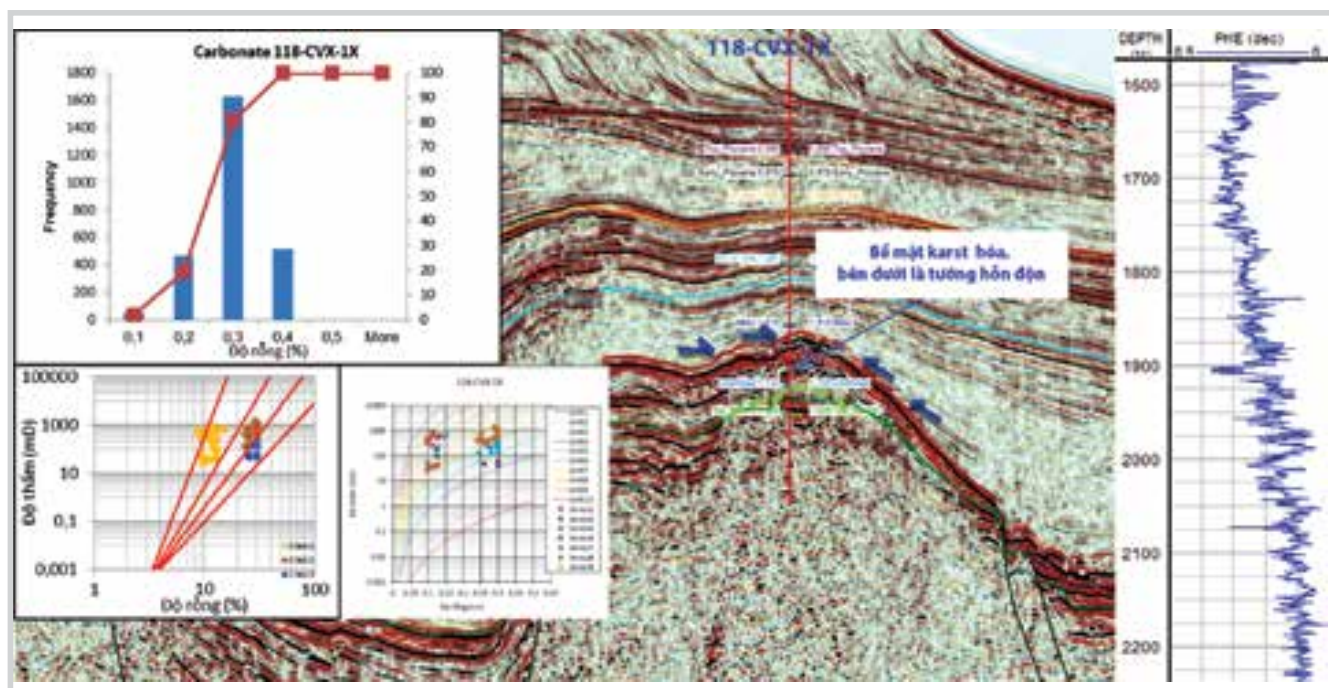
Tướng hỗn độn: Mặt cắt địa chấn qua giếng khoan lân cận bể Phú Khánh (118-CVX-1X) cho thấy tập đá carbonate được nhận biết theo tướng hỗn độn (Hình 5). Theo tài liệu phân tích mẫu và địa vật lý giếng khoan, tập carbonate này có độ rỗng, độ thấm rất cao: độ rỗng trung bình là 0,3, trong khi đó độ thấm trung bình vài trăm milidarcy, thậm chí có mẫu đạt đến hàng nghìn milidarcy. Điều đó chứng tỏ đá chứa carbonate có chất lượng chứa rất tốt. Bên cạnh đó, kết quả nghiên cứu đồng vị phóng xạ đã chỉ ra xi măng meteoric calcite (loại xi măng hình thành trong đới khí quyển) trong đá carbonate thuộc giếng này nên không thể loại trừ có hoạt động karst trong đá carbonate tại khu vực giếng khoan 118-CVX-1X.



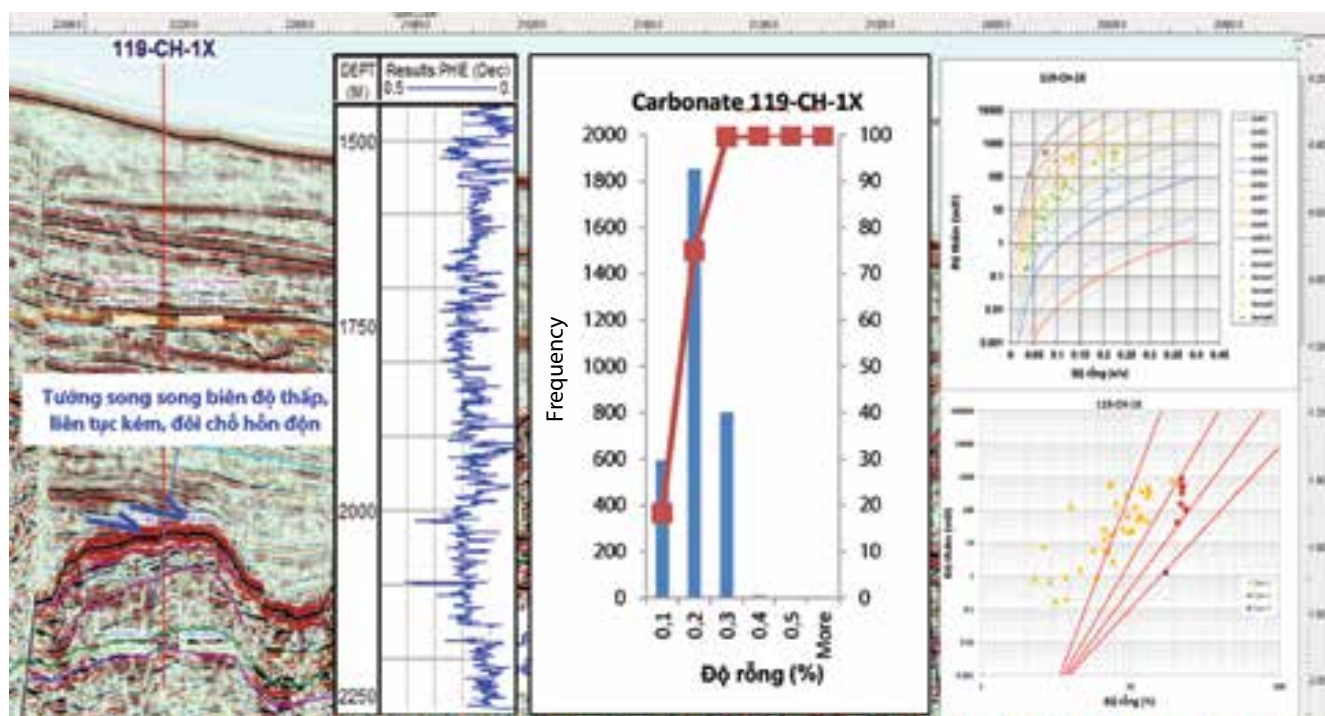
Hình 3. Sơ đồ qui trình nghiên cứu đá chứa carbonate sử dụng mạng ANN



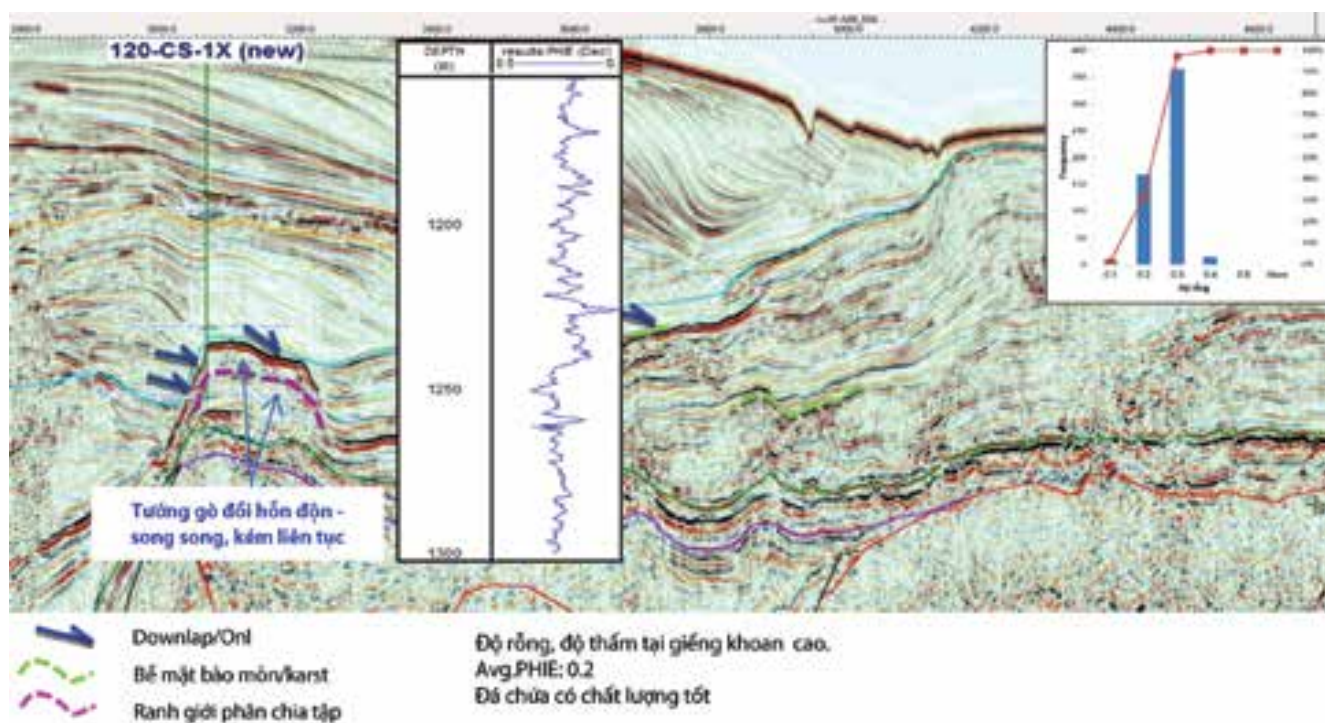
Hình 4. Sơ đồ dự báo sự phân bố đá carbonate tuổi Miocene sớm - giữa (a) và tuổi Miocene giữa - muộn (b)



Hình 5. *Tượng hổ đôn thể hiện trên mặt cắt địa chấn qua giếng khoan 118-CVX-1X*



Hình 6. Tường song song biên độ thấp trong mặt cắt địa chấn qua giếng khoan 119-CH-1X

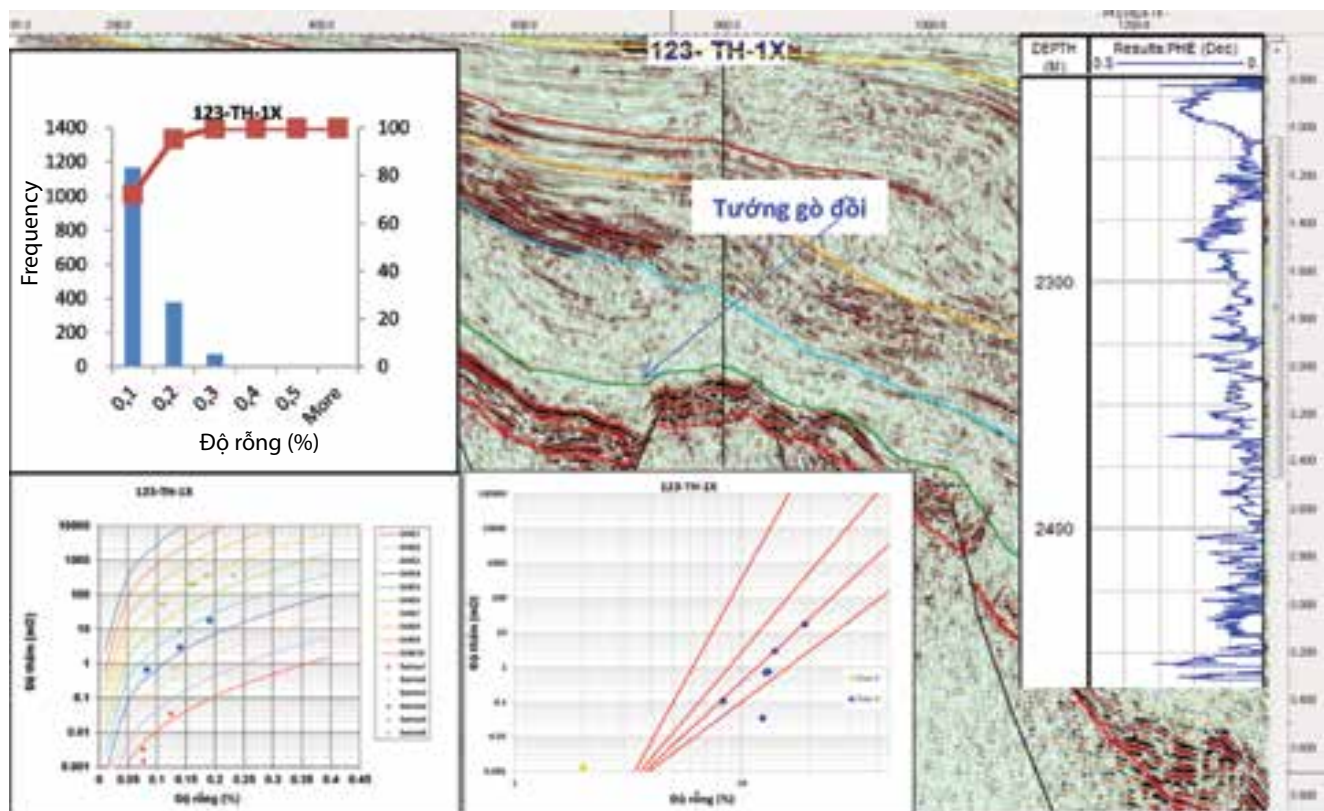


Hình 7. Tường hỗn hợp thể hiện trên mặt cắt địa chấn cắt qua giếng khoan 120-CS-1X

Tường song song: Biên độ thấp, tính liên tục kém, đôi chỗ hỗn độn quan sát thấy trên mặt cắt địa chấn cắt qua giếng khoan 119-CH-1X thuộc khu vực Nam bể Sông Hồng (Hình 6). Tài liệu địa vật lý giếng khoan và phân tích mẫu cho thấy độ rỗng trung bình đạt 0,18, độ thấm biến thiên từ vài chục đến vài trăm milidarcy, là loại carbonate có chất lượng chứa tốt.

Tường hỗn hợp (gò đồi + hỗn độn): Có thể quan sát được trên mặt cắt địa chấn đi qua giếng khoan 120-CS-1X. Thông tin từ giếng khoan cho thấy độ rỗng tại giếng khoan 120-CS-1X (Nam bể Sông Hồng) khá cao nhưng kém hơn độ rỗng tại giếng 118-CVX-1X, trung bình độ rỗng ở đây đạt 0,2 (Hình 7).

Tường gò đồi: Có thể thấy trong mặt cắt địa chấn cắt



Hình 8. Tướng gò đôi thể hiện trên mặt cắt địa chấn cắt qua giếng khoan 123-TH-1X

qua giếng khoan 123-TH-1X trên bể Phú Khánh (Hình 8). Tại đây, đá carbonate có chiều dày mỏng hơn các giếng trên và theo tài liệu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi cho thấy độ rỗng và độ thấm biến thiên từ trung bình tới tốt, độ rỗng từ 0,1 - 0,3, độ thấm rất thấp (nhỏ hơn 0,1mD) đến vài trăm milidarcy.

Kết quả trên cho thấy khu vực đá carbonate có tướng địa chấn hỗn hợp có thể có chất lượng chứa tốt hơn tướng song song, liên tục. Kết quả phân tích tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan sử dụng ANN cho thấy đá chứa carbonate chịu ảnh hưởng mạnh của quá trình biến đổi thứ sinh. Sự có mặt của xi măng meteoric làm giảm độ rỗng - độ thấm. Đây cũng là dấu hiệu cho thấy có thể có hoạt động karst trong đá carbonate, dự báo tiềm năng chứa của đá carbonate sẽ rất tốt. Ngoài ra, quá trình hòa tan và dolomite hóa là 2 yếu tố làm tăng độ rỗng độ thấm của đá carbonate khu vực nghiên cứu.

3. Kết luận

Bể Phú Khánh tồn tại 2 dạng carbonate thêm và lỗ tích, được hình thành trong môi trường biển nông, phát triển tập trung trên các khu vực đới nâng Tri Tôn, ven thềm Đà Nẵng và thềm Phan Rang với chiều dày thay đổi từ 50 - 100m.

Mô hình ANN sử dụng tích hợp tài liệu địa chấn, giếng khoan, mẫu cho thấy chất lượng đá chứa carbonate trong vùng nghiên cứu từ trung bình đến tốt, độ rỗng thay đổi từ 10 - 30%, bị ảnh hưởng bởi quá trình biến đổi thứ sinh xi măng hóa, hòa tan và dolomite hóa, khu vực đá carbonate có tướng địa chấn hỗn hợp có chất lượng chứa tốt hơn tướng song song, liên tục.

Tài liệu tham khảo

1. Le Hai An, D.K.Potter. *Genetically focused neural nets for permeability prediction from wireline logs*. European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE) 65th Conference & Exhibition, Stavanger, Norway. 2 - 5 June, 2003.
2. Lê Hải An. *Xác định phân bố thủy lực từ tài liệu địa vật lý giếng khoan sử dụng mạng neuron phục vụ đánh giá tầng chứa dầu khí*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2006; 14: trang 4 - 8.
3. Lê Hải An và nnk. *Nghiên cứu đặc điểm trầm tích và đánh giá chất lượng đá chứa cacbonat tuổi Miocene khu vực Phú Khánh*. 2016.
4. Nguyễn Thu Huyền, Kazuo Nakayama, Hou Jianuong. *Xác định đặc trưng chứa bể trầm tích Phú Khánh, thềm lục địa Việt Nam bằng mô phỏng Monte-Carlo và hệ*

thống thần kinh nhân tạo. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học công nghệ “30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới”. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005; 1: trang 332 - 359.

5. Nguyễn Anh Đức, Nguyễn Thu Huyền và nnk. *Tiềm năng dầu khí bể trầm tích Phú Khánh*. Báo cáo tổng kết Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên các bể trầm tích và thềm lục địa Việt Nam”. Viện Dầu khí Việt Nam. 2011.

6. Michael B.W.Fyhn, Lars O.Boldreel, Lars H.Nielsen. *Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the South China Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism. Tectonophysics*. 2009; 478(3 - 4): p. 184 - 214.

7. Michael B.W.Fyhn, Lars O.Boldreel, Lars H. Nielsen, Tran C.Giang, Le H.Nga, Nguyen T.M.Hong, Nguyen D.Nguyen, Ioannis Abatzis. *Carbonate platform growth and demise offshore Central Vietnam: Effects of Early Miocene transgression and subsequent onshore uplift*. Journal of Asian Earth Sciences. 2013; 76: p. 152 - 168.

8. Nguyễn Thu Huyền, Nguyễn Mạnh Hùng, Nguyễn Trung Hiếu, Trần Ngọc Minh, Nguyễn Anh Đức, Hoàng Anh Tuấn. *Đặc điểm cấu trúc địa chất bể Phú Khánh theo tài liệu địa chấn cập nhật đến tháng 12/2010*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 11: trang 26 - 34.

9. Wayne M.Ahr. *Geology of carbonate reservoirs: The identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Wiley Publisher. 2008.

10. Mahmood Akbar Badarinadh Vissapregada, Ali H.Alghamdi, David Allen Michael Herron, Andrew Carnegie Dhruba Dutta Jean-Rémy Olesen, R.D.Chourasiya, Dale Logan Dave Stief, Richard Netherwood, S.Duffy Russell, Kamlesh Saxena. *A snapshot of carbonate reservoir evaluation*. Oilfield Review. 2000; 12(4): p. 20 - 41.

11. F.Jerry Lucia. *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*. Springer Publisher. 2007.

USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK TO PREDICT THE DISTRIBUTION AND QUALITY OF MIOCENE CARBONATE RESERVOIR IN PHU KHANH BASIN

**Nguyen Thu Huyen¹, Tong Duy Cuong¹, Trinh Xuan Cuong¹, Nguyen Trung Hieu¹
Pham Thi Hong¹, Nguyen Thi Minh Hong², Le Hai An³, Hoang Anh Tuan⁴**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

³Ministry of Education and Training

⁴Vietnam Oil and Gas Group

Email: huyennt@vpi.pvn.vn

Summary

Carbonate is considered one of the potential reservoirs in the Phu Khanh basin, as evidenced by the discovery of hydrocarbon from Miocene carbonate reservoir at 124-CMT-1X well. Artificial neural network (ANN) has been effectively applied in the condition of limited number of wells in the Phu Khanh basin through the integration of seismic data interpretations, well logs analysis and sample analysis to predict the distribution and quality of the potential reservoir.

Results of studies conducted show that potential reservoirs in the Phu Khanh basin are mainly carbonate platform and carbonate talus developed in the Tri Ton horst, Da Nang edge and Phan Rang platform, their quality varies from good to very good, with the porosity varying from 10% to 30% and the thickness from 50m to 100m.

Key words: Carbonate, ANN, seismic attribute, well log, Phu Khanh basin.

GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU RỦI RO KHI THI CÔNG KHOAN VÀ HOÀN THIỆN GIẾNG KHOAN ĐẠN DÀY TẠI TRẦM TÍCH MIOCENE DƯỚI TRONG GIAI ĐOẠN CUỐI CỦA MỎ VÀ CÁC KHU VỰC VĨA SUY GIẢM ÁP SUẤT, NHIỆT ĐỘ

Phạm Văn Hiếu^{1,2}, Tạ Văn Thịnh²

¹Trường Đại học Dầu khí Gubkin

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

1. Tóm tắt

Bài báo đánh giá tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công các giếng khoan tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", các vấn đề mới xuất hiện khi khoan đan dày vào giai đoạn cuối của mỏ. Nghiên cứu sự ảnh hưởng của suy giảm áp suất vỉa, áp suất lỗ rỗng và các yếu tố (như nhiệt độ, độ thấm thấu dung dịch) lên ứng suất tự nhiên, chế độ ứng suất và độ đảm bảo ổn định thành giếng khoan; đánh giá hiệu quả của các giải pháp chống mất dung dịch khi khoan đan dày tại trầm tích Miocene dưới của bể Cửu Long. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp đảm bảo an toàn khi thi công giếng khoan đan dày tại khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ.

Từ khóa: Phức tạp sự cố, khoan đan dày, Miocene dưới, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Trong giai đoạn cuối của mỏ hoặc khi khoan đan dày, các mỏ dầu khí thường xuất hiện tình trạng suy giảm áp suất, nhiệt độ vỉa, dẫn đến các vấn đề phức tạp sự cố khi thi công giếng khoan như: mất dung dịch khi khoan và trám xi măng, mất ổn định thành giếng khoan, kẹt chèn ép. Đặc biệt, khi tiến hành sửa chữa giếng bằng cách khoan cắt thân, hiện tượng mất dung dịch thường xuyên xảy ra, ngay cả khi sử dụng dung dịch khoan với tỷ trọng thấp hơn tỷ trọng khi khoan thân giếng chính rất nhiều. Tình trạng này càng trở nên trầm trọng khi phải tăng tỷ trọng dung dịch khoan để đảm bảo ổn định khu vực sét hoạt tính dễ sập lở.

Trong khi thi công một số giếng khoan đan dày tại trầm tích Miocene dưới ở một số mỏ tại bể Cửu Long, Vietsovpetro đã ghi nhận hiện tượng mất dung dịch 15 - 45m³/giờ với tỷ trọng khoan chỉ vào khoảng 1,13 - 1,17g/cm³.

Ngoài ra, dung dịch khi khoan và xi măng khi bơm trám đi vào thành hệ gây nhiễm bẩn, bít nhét các kênh

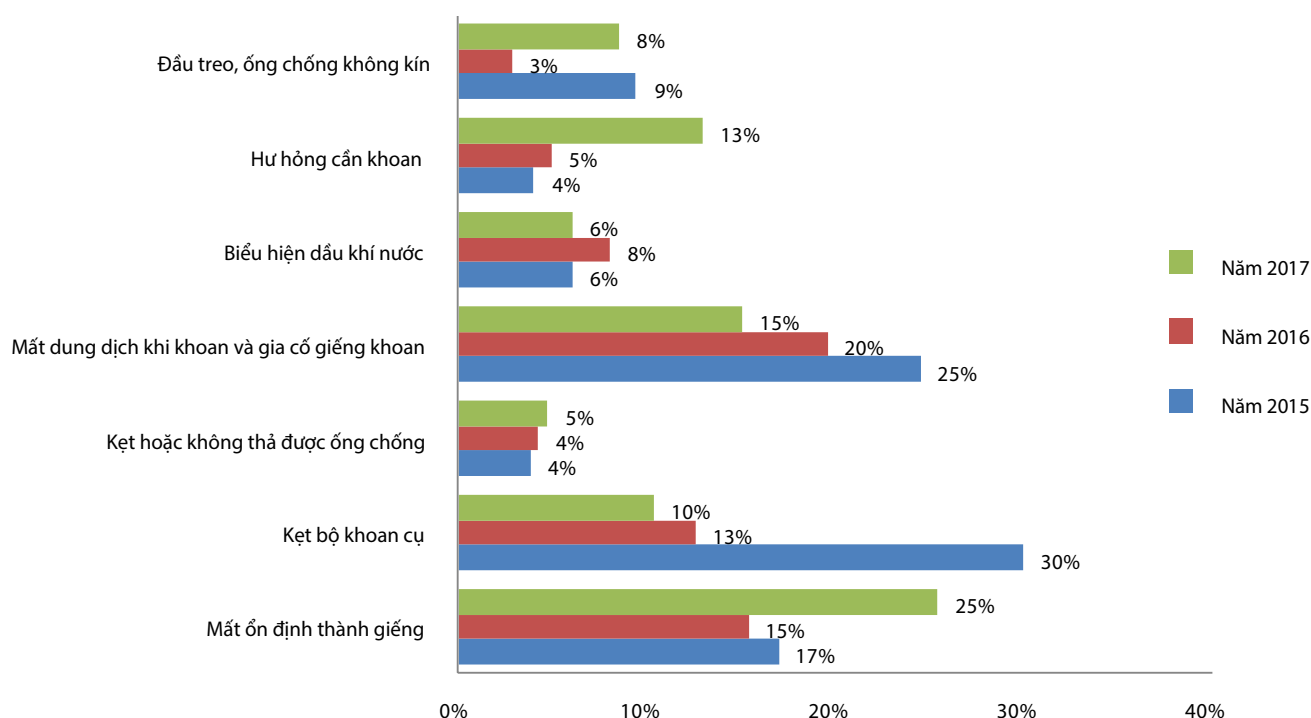
dẫn, gây ra nhiều khó khăn cho việc gọi dòng cũng như giảm chất lượng khai thác. Vì vậy, việc nghiên cứu và đánh giá các vấn đề khi thi công giếng trong giai đoạn cuối của mỏ có ý nghĩa vô cùng quan trọng với các công ty dầu khí trên thế giới, trong đó có Vietsovpetro.

2. Đánh giá tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công giếng khoan tại Vietsovpetro

Hình 1 cho thấy tình trạng mất dung dịch và mất ổn định thành giếng khoan đã và đang xảy ra với tần suất khá cao, lần lượt chiếm 25 - 20 - 15% so với tổng số phức tạp sự cố được thống kê tương ứng với 3 năm 2015 - 2017. Chỉ riêng năm 2017 ghi nhận trên 20 trường hợp mất dung dịch tại 12 giếng thi công, trong số đó xảy ra khi khoan và gia cố giếng khoan tại tầng Miocene dưới, nơi đã từng ghi nhận áp suất vỉa sụt giảm từ 1 xuống còn 0,8 lần áp suất cột thủy tĩnh nước vỉa.

Thống kê tình trạng mất dung dịch trên một số giàn tại mỏ Bạch Hổ trong thi công thời gian gần đây, ví dụ như: BK-2, BK-6, BK-9. Những BK này đã được tiến hành khoan đan dày và khoan cắt thân 2 trong năm 2017 và 2018.

Bảng 1 cho thấy thời gian gần đây hiện tượng mất dung dịch xảy ra tại các khu vực mà trước kia không có.



Hình 1. Tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công giếng khoan tại Vietsovpetro trong giai đoạn 2015 - 2017

Bảng 1. Tình trạng mất dung dịch khi khoan tại mỏ Bạch Hổ

Giếng khoan	Platform	Đường kính thân giếng (inch)	Khoảng khoan (m)	Nóc tầng sản phẩm 23-horizon	Tỷ trọng dung dịch (g/cm ³)	Mất dung dịch có/không	Năm thi công
2002B BK-2	BK-2	8,5 - 6,5	2.300 - 2.995	2.784/-2715,6	1,13 - 1,38	Không	7/2013
2006 BK-2	BK-2	12,25	1.333 - 3.083	2.972/-2744,1	1,07 - 1, 21	Không	12/2014
2003 BK-2	BK-2	12,25	2.443 - 3.609	3.123/-2743,5	1,13 - 1,31	Không	3/2008
556B BK-2	BK-2	8,5	1.723 - 3.419	3.231/-2739,3	1,10 - 1, 17	Không	10/2017
2001B BK-2	BK-2	8,5	1.300 - 3.158	3.076/-2.744	1,10 - 1,13	Có	8/2017
668 BK-6	BK-6	8,5	1.440 - 3.265	3.196/-2770,6	1,12 - 1,16	Có	6/2017
6001 BK-6	BK-6	8,5	1.364 - 3.285	3.178/-2767,9	1,12 - 1,15	Có	9/2017
436B BK-6	BK-6	6,5	1.413 - 3.091	2997,5/-2.760	1,14 - 1,17	Không	6/2017
442B BK-6	BK-6	8,5	1.380 - 3.118	3.061/-2.771	1,10 - 1,14	Có	10/2017
9002 BK-9	BK-9	8,5	2.152 - 3.466	3.089/-2.875	1,15 - 1,19	Không	3/2013
9002BB BK-9	BK-9	8,5	1.701 - 3.255	3.573/-2765,8	1,10 - 1,17	Có	6/2018
2002BB BK-2	BK-2	6½	3.375 - 4.002	3.809/-2731,4	1,14 - 1,15	Có	11/2018

Trước đó, giới hạn trên của sổ dung dịch để khoan các khu vực tầng sản phẩm 23 thường ở mức 1,15 - 1,19g/cm³, thậm chí còn lên tới 1,31g/cm³ khi khoan cùng với tầng Oligocene trên. Tuy nhiên, trong 2 - 3 năm gần đây cũng tại các cấu trúc địa chất và chiều sâu thẳng đứng tương tự giới hạn tỷ trọng dung dịch khoan thấp hơn trước khoảng 0,01 - 0,04g/cm³ đã ghi nhận hiện tượng mất dung dịch 15 - 45 m³/giờ. Điều đó cho thấy giới hạn áp suất vỡ vỉa tại các khu vực này có dấu hiệu suy giảm không đồng đều, không đẳng hướng. Ví dụ: cùng trên BK-2, năm 2017 cất thân giếng 556B với tỷ trọng dung dịch lên tới 1,17g/cm³ mới

xảy ra mất dung dịch, tuy nhiên khi khoan giếng 2001B chỉ với tỷ trọng 1,13g/cm³ đã xảy ra hiện tượng mất dung dịch.

3. Các vấn đề chung khi thi công giếng khoan khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ

Khu vực áp suất vỉa suy giảm thường xuất hiện ở giai đoạn cuối khai thác mỏ (late reservoir life of field), vỉa không có đủ áp suất cần thiết để đẩy các sản phẩm dầu khí nước lên bề mặt, dẫn đến ngưng quá trình khai thác. Để đảm bảo quá trình khai thác được tiếp tục cần áp dụng các phương pháp khai thác, giải pháp công nghệ mới để

tích trữ đủ năng lượng vỉa cần thiết (khai thác định kỳ), hoặc khai thác bằng gaslift.

Nghiên cứu [1, 2] chỉ ra khó khăn cơ bản khi khoan tại các khu vực áp suất vỉa suy giảm là "cửa sổ" tỷ trọng dung dịch hay còn gọi là khoảng điều chỉnh tỷ trọng dung dịch bị thu hẹp, việc đảm bảo ổn định thành giếng khoan, xử lý mất dung dịch khoan do các khe nứt tự nhiên hoặc các khe nứt thứ sinh hình thành trong quá trình khoan trở nên khó khăn hơn. Nhóm tác giả cho rằng việc giảm tỷ trọng dung dịch tương đương (ECD), giảm thiểu mất dung dịch và tăng cường hiệu quả làm sạch giếng khoan là giải pháp công nghệ tối ưu khi khoan các khu vực áp suất vỉa suy giảm.

Khoan khu vực áp suất vỉa suy giảm khó thành công do khoảng cách giữa áp suất lỗ rỗng trong các tập sét và áp suất vỡ vỉa thủy lực tại các tập cát sản phẩm xen kẽ rất hẹp. Khoảng cách cho phép giữa tỷ trọng dung dịch từ tỷ trọng tĩnh đến tỷ trọng động rất nhỏ, kéo theo khoảng thay đổi của tỷ trọng dung dịch sẽ bị co hẹp. Khu vực này còn có sự không đồng nhất của các lớp đất đá xen kẽ, áp suất suy giảm ở các mức độ khác nhau, độ thấm thấu khác nhau kéo theo tính chất cơ lý cũng biến đổi khác nhau. Một số quan điểm cho rằng để giải quyết các vấn đề giới hạn khoảng tỷ trọng dung dịch trên cần áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất (managed pressure drilling). Kết quả áp dụng thực tế công nghệ khoan này đã chứng minh tính đúng đắn và hiệu quả, giảm thiểu các rủi ro không lường trước [3].

Nguyên nhân chính dẫn đến mất tuần hoàn dung dịch liên quan đến khoan khu vực cát suy giảm áp suất vỉa là do giảm gradient áp suất vỡ vỉa, giá trị tỷ trọng dung dịch đảm bảo ổn định thành giếng tương đối cao khi khoan các lớp sét xen kẽ. Kiểm soát và xử lý hiện tượng mất dung dịch trong các trường hợp này thường rất tốn kém, đôi khi không thể thực hiện được. Đối với các tầng cát suy giảm áp suất vỉa, cần có các phương án để tránh hoặc giảm thiểu tình trạng mất dung dịch khoan sẽ hiệu quả và tiết kiệm hơn là xử lý. Việc sử dụng các loại chất bít nhét thông thường như vôi trấu, sẽ không đem lại hiệu quả bởi kích thước các hạt bít nhét khá lớn so với kích thước các lỗ rỗng và các khe nứt tự nhiên hoặc thứ sinh dạng micro trong khu vực trầm tích. Ngoài ra, sẽ tạo ra lớp vôi bùn dày trên thành giếng kết hợp với sự chênh áp giữa áp suất cột chất lỏng trong giếng và áp suất vỉa có thể là nguyên nhân dẫn đến kẹt chênh áp bộ khoan cụ. Vấn đề cần tìm ra tổ hợp các chất bít nhét phù hợp, giúp tăng độ bền của thành giếng khoan, kéo theo tăng giá trị áp suất vỡ vỉa [4].

4. Nguyên nhân dẫn đến các phức tạp sự cố khi khoan khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ

Tại các tầng chắn đặc trưng bởi các tập sét áp suất lỗ rỗng gần như giữ nguyên hoặc suy giảm không đáng kể so với áp suất ban đầu, trong khi đó áp suất tại các lỗ rỗng thông nhau trong vỉa cát sụt giảm mạnh theo thời gian khai thác mỏ. Qua công thức tính áp suất vỡ vỉa được xây dựng bởi Ben Eaton (1), có thể thấy rằng áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa luôn tồn tại mối quan hệ:

$$\text{Gradient FP} = \frac{\sigma_v - P_{\text{pore}}}{D} \times \frac{\vartheta}{1 - \vartheta} + \frac{P_{\text{pore}}}{D} \quad (1)$$

Trong đó:

Gradient FP: Gradient áp suất vỡ vỉa;

σ_v : Ứng suất thẳng đứng (tạo bởi cột đất đá);

P_{pore} : Áp suất lỗ rỗng (hoặc áp suất vỉa);

ϑ : Hệ số poisson;

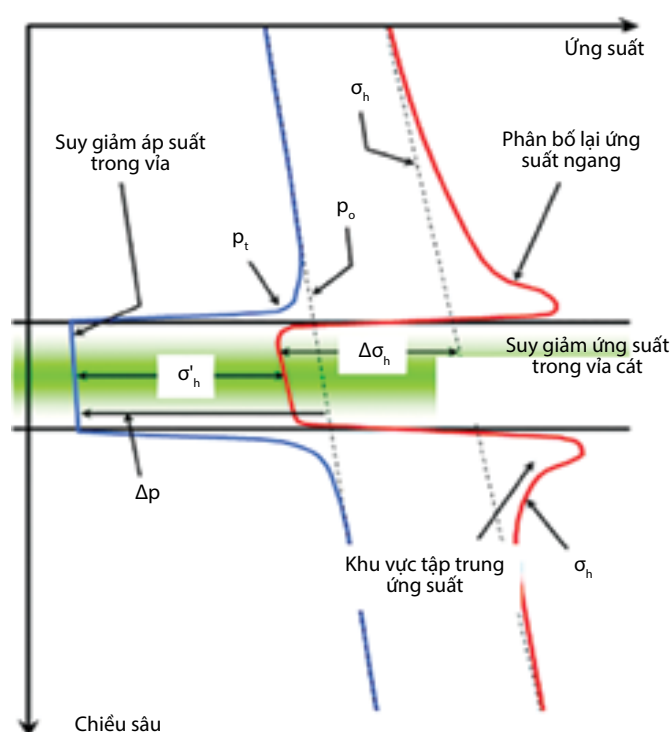
D: Chiều sâu thẳng đứng.

Sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa tỷ lệ thuận với suy giảm áp suất vỉa. Tại các khu vực tầng chắn hoặc đáy của khu vực chứa sản phẩm xuất hiện sự gia tăng của ứng suất, dẫn đến việc khoan các tầng này khó khăn hơn, tốc độ khoan cơ học chậm. Việc suy giảm áp suất vỉa trong khi ứng suất cột đất đá không thay đổi, đến một giá trị giới hạn nào đó sẽ dẫn đến việc sập vỉa bởi các lực nén ép. Có thể ngăn ngừa hiện tượng này bằng việc thiết kế và chống ống tại chiều sâu phù hợp giúp cách ly khu vực suy giảm áp suất. Sau đó tiếp tục thi công phần còn lại của vỉa cùng việc sử dụng tỷ trọng trong giới hạn cho phép thậm chí áp dụng khoan dưới cân bằng (underbalanced drilling) nếu thực sự cần thiết.

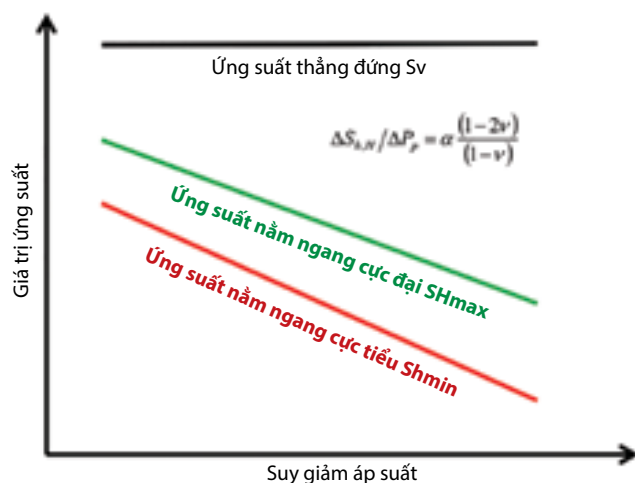
Khoan đan dày (infill drilling) với mục đích tăng cường thu hồi dầu, đảm bảo sản lượng khai thác từ giữa đến nửa sau giai đoạn khai thác của mỏ. Việc khai thác trong thời gian dài dẫn đến việc suy giảm của áp suất vỉa, kéo theo sự thay đổi tỷ lệ thuận các ứng suất tự nhiên và sự phân bố tại khu vực xung quanh thành giếng khoan, dẫn đến sự thay đổi "cửa sổ" dung dịch khoan. Vì vậy, việc sử dụng các thông số khoan của các giếng trước đó hoặc thân giếng chính đối với trường hợp khoan cắt thân sẽ không còn phù hợp. Việc áp dụng một cách máy móc có thể dẫn đến các phức tạp sự cố nghiêm trọng. Sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa và áp suất sập lở thành giếng sẽ diễn ra đồng thời, tuy nhiên mức độ suy giảm không giống nhau. Đối với các vỉa không đồng nhất, các giếng khoan có góc lệch lớn sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa thường lớn hơn mức

độ suy giảm của áp suất sập lở. Điều này giải thích cho việc "cửa sổ" dung dịch càng bị hẹp lại khi suy giảm áp suất vỉa (Hình 2) [5, 6].

Việc suy giảm của các ứng suất tự nhiên được giải thích qua công thức (2). Khi tiến hành khoan đàn dày các khu vực đã ghi nhận suy giảm áp suất vỉa, sự suy giảm các ứng suất tự nhiên nằm ngang sẽ ảnh hưởng tới trạng thái ổn định thành giếng khoan. Qua công thức (2) của Hoek và Hình 3, có thể thấy tỷ lệ giữa giá trị suy giảm các ứng suất nằm ngang là $\frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha$, giá trị này phụ thuộc vào đặc tính đất đá (hệ số Poisson và hệ số Biot).



Hình 2. Ảnh hưởng của suy giảm áp suất lên cửa sổ dung dịch khoan



Hình 3. Sự ảnh hưởng của áp suất vỉa lên sự thay đổi ứng suất tự nhiên nằm ngang

$$\begin{cases} \sigma_{H1} = \sigma_H + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \\ \sigma_{h1} = \sigma_h + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \end{cases} \quad (2)$$

Trong đó:

σ_H, σ_h, P_p : Tương ứng là các giá trị cực đại và cực tiểu tự nhiên của đất đá trước khi suy giảm áp suất;

$\sigma_{H1}, \sigma_{h1}, P_{p1}$: Tương ứng là các giá trị ứng suất cực đại và cực tiểu nằm ngang khi suy giảm áp suất;

ν : Hệ số Poisson;

α : Hệ số Biot.

Ngoài việc thay đổi áp suất vỉa, quá trình khai thác còn dẫn đến sự suy giảm nhiệt độ vỉa. Giống như áp suất, sự thay đổi nhiệt độ kéo theo sự thay đổi các ứng suất, là nguyên nhân phát sinh thêm các ứng suất bổ sung trên thành giếng khoan chưa kể đến sự thay đổi nhiệt độ vỉa trong quá trình khoan. Quá trình khoan dung dịch khoan được tuần hoàn liên tục từ bể chứa đi vào trong cần xuống đáy giếng rồi đi lên khoảng không vành xuyên trước khi trở lại bể chứa. Sự tuần hoàn của dung dịch đã đồng thời giảm nhiệt độ của các vỉa dưới sâu, tăng nhiệt độ của các vỉa nông phía trên. Sự thay đổi nhiệt độ vỉa liên tục sẽ ảnh hưởng đến độ bền cấu trúc cũng như làm giảm độ bền mỏi của thành hệ. Việc này kéo theo hàng loạt các phức tạp sự cố liên quan đến sự ổn định thành giếng khoan.

Trong trường hợp bỏ qua sự ảnh hưởng nhiệt độ tới các đặc tính đàn hồi của đất đá, dựa trên công thức của Hoek thấy rằng trên thành giếng khoan xuất hiện các ứng suất bổ sung, thể hiện qua công thức (3).

$$\begin{cases} \sigma_{rT} = 0 \\ \sigma_{\theta T} = \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} \times (T_w - T_0) \\ \sigma_{zT} = \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} (T_w - T_0) \end{cases} \quad (3)$$

Trong đó:

$\sigma_{rT}, \sigma_{\theta T}, \sigma_{zT}$: Tương ứng là các ứng suất bổ sung trên thành giếng khoan - ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và chiều trục;

E: Young modulus;

α_m : Hệ số giãn nở nhiệt;

T_w : Nhiệt độ thành giếng khi khoan;

T_0 : Nhiệt độ ban đầu của vỉa.

Sự chênh lệch giữa áp suất cột chất lỏng trong giếng và áp suất vỉa sẽ gây ra sự thẩm thấu dung dịch khoan vào thành hệ ngay trên thành giếng khoan. Việc thẩm thấu này gây nhiễm bẩn thành hệ và gia tăng áp suất lỗ rỗng tại thành giếng ngay phía sau lớp vỏ bùn do dung dịch tạo ra. Việc hình thành áp suất ngay sau lớp vỏ bùn cao hơn áp suất tự nhiên của vỉa dẫn đến hình thành các ứng suất bổ sung trên thành giếng. Vì vậy có thể dẫn đến thay đổi áp suất vỡ vỉa và áp suất sập lở tại khu vực thành giếng. Ứng suất bổ sung được thể hiện qua công thức (4).

$$\begin{cases} \sigma_{rp} = 0 \\ \sigma_{\theta p} = \delta \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_0) \\ \sigma_{zp} = \delta \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_0) \\ \delta = P_w - P_0 / P - P_0 \end{cases} \quad (4)$$

Trong đó:

σ_{rp} , $\sigma_{\theta p}$, σ_{zp} : Tương ứng là các ứng suất bổ sung - ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và dọc trục;

P_w : Áp suất lỗ rỗng tại thành giếng;

P_0 : Áp suất lỗ rỗng hoặc áp suất vỉa tự nhiên;

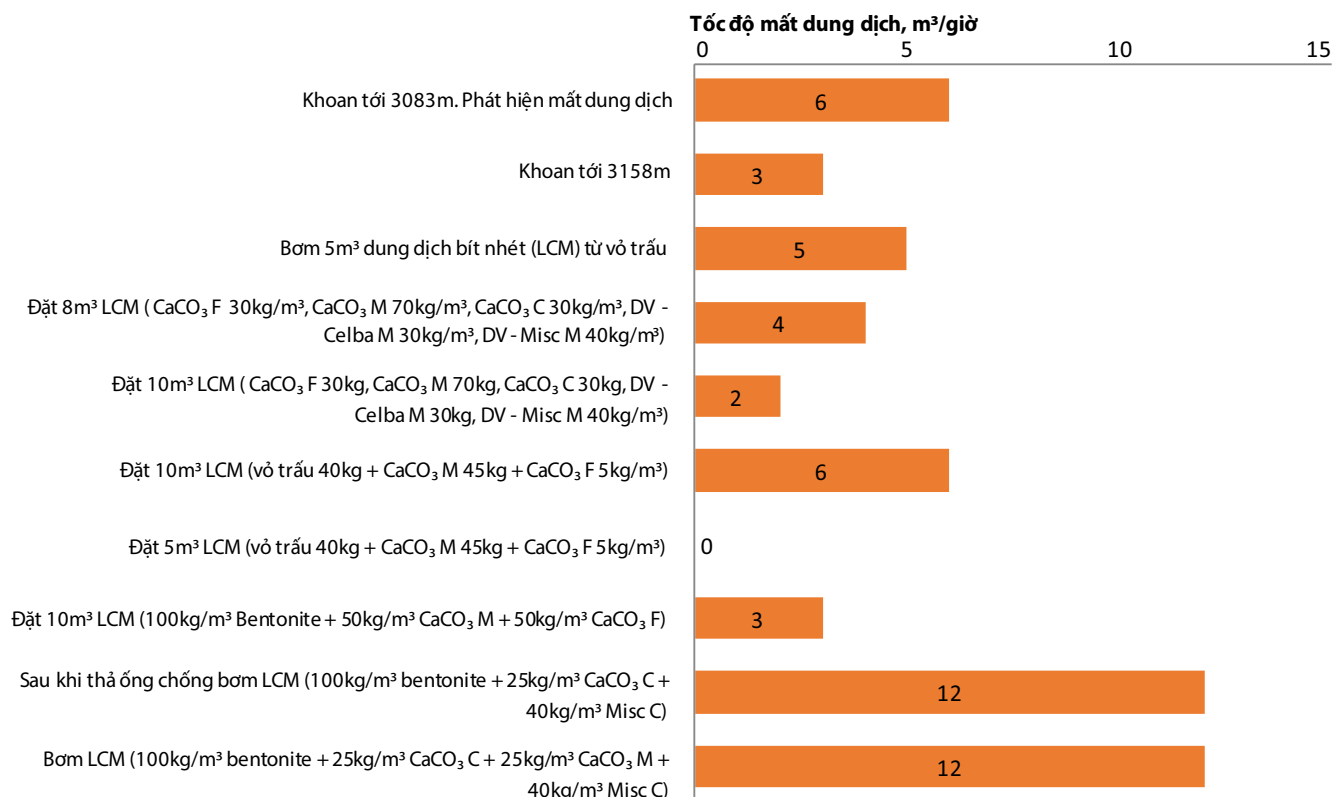
P : Áp suất cột thủy tĩnh dung dịch.

Sự thay đổi về áp suất lỗ rỗng sẽ dẫn đến sự thay đổi

cả về độ lớn và hướng của ứng suất cực đại, cực tiểu nằm ngang. Sự thay đổi về hướng ứng suất cực đại kéo theo sự thay đổi về hướng ổn định thành giếng khoan, đặc biệt quan trọng đối với các giếng khoan có góc lệch lớn hoặc giếng khoan ngang. Mức độ thay đổi về hướng của ứng suất cực đại nằm ngang phụ thuộc vào nhiều yếu tố như độ lớn chênh lệch giữa áp suất, nhiệt độ vỉa thời điểm hiện tại và ban đầu, góc giữa ứng suất cực đại và hướng đứt gãy và đặc tính cơ học của đất đá. Vì vậy, việc thay đổi áp suất lỗ rỗng còn làm thay đổi chế độ ứng suất (chế độ đứt gãy). Ví dụ ban đầu dạng đứt gãy là dạng trượt ngang "Strike-slip" lúc này mối quan hệ giữa các ứng suất tự nhiên như sau: $SH_{max} > S_v > SH_{min}$. Tuy nhiên, sau thời gian suy giảm áp suất vỉa hoặc áp suất lỗ rỗng, các ứng suất cực đại và cực tiểu nằm ngang cùng suy giảm, trong khi đó giá trị S_v gần như không thay đổi. Đến một thời điểm nào đó giá trị SH_{max} xuống thấp hơn S_v , lúc đó mối quan hệ giữa các ứng suất sẽ như sau $S_v > SH_{max} > SH_{min}$, chế độ ứng suất lúc này sẽ là đứt gãy thuận "Normal fault" [7 - 9].

5. Giải pháp xử lý hiện tượng mất dung dịch khoan khi khoan qua trầm tích Miocene dưới tại Vietsovpetro

Để xử lý tình trạng mất dung dịch khoan, giải pháp sử dụng dung dịch bít nhét từ vỏ trấu để khoan trong tầng đá móng, nơi xuất hiện các nứt nẻ lớn hoặc lỗ rỗng dạng tổ ong cho thấy có hiệu quả. Tuy nhiên, tại khu vực trầm



Hình 4. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 2001B BK-2

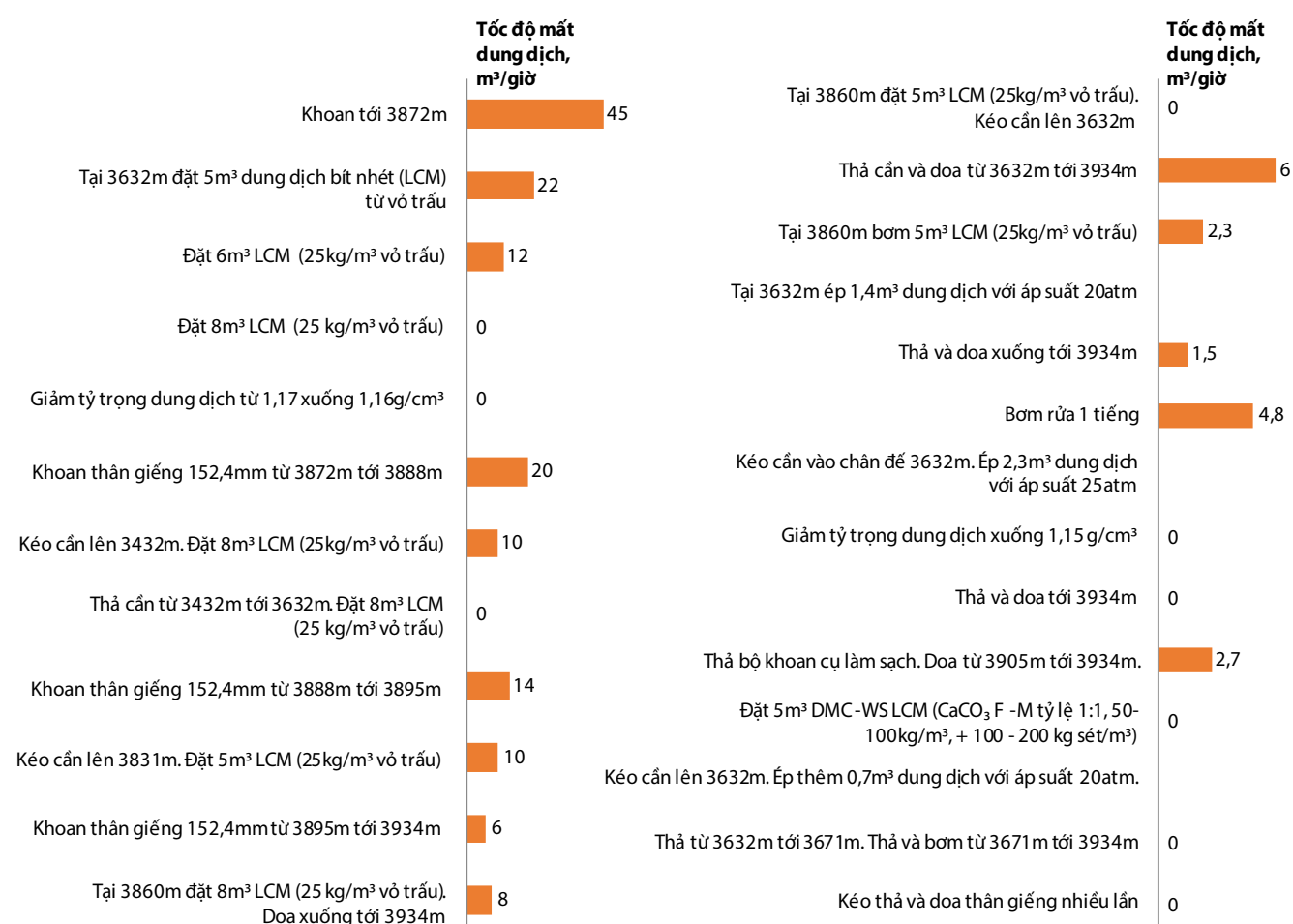
tích Miocene dưới với đặc tính địa chất hoàn toàn khác so với tầng đá móng. Đất đá trong Miocene dưới gồm thành phần chính là cát kết và sét kết xen kẽ, ở đó chủ yếu là các kênh dẫn liên thông trong vỉa cát hoặc các khe nứt nhỏ. Việc sử dụng dung dịch bít nhét từ vỏ trấu có thể sẽ không có hiệu quả. Trong năm 2017 và 2018, Vietsovpetro đã xử lý trên 20 phức tạp liên quan đến hiện tượng mất dung dịch, trong đó chủ yếu xảy ra tại trầm tích Miocene dưới. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đề cập tới 3 giếng khoan điển hình 2001B BK-2, 10008B BK-10 và 2002BB BK-2 được khoan trong năm 2017 - 2018 và phân tích tính phù hợp của các giải pháp đã áp dụng.

Kết quả thử nghiệm tại 2 giếng khoan 2001B và 10008B (Hình 4 và 5) cho thấy việc sử dụng dung dịch bít nhét chỉ có vỏ trấu không xử lý triệt để hiện tượng mất dung dịch tại trầm tích Miocene dưới. Dung dịch bít nhét từ vỏ trấu thường tạo một lớp vỏ bùn dày trên thành giếng chính làm giảm tốc độ mất dung dịch, tuy nhiên sau khi doa lại thân giếng, lớp vỏ trấu trên thành giếng bị làm sạch, giếng sẽ tiếp tục mất dung dịch. Trong cùng điều kiện tại giếng 2001B khi thay dung dịch bít nhét từ vỏ trấu

bằng các hỗn hợp gồm CaCO_3 F (hạt mịn), CaCO_3 M (hạt trung bình), CaCO_3 C (hạt thô), DV-Celba M (trung bình), DV-Misc M (trung bình) với các tỷ lệ khác nhau (bổ sung thêm hàm lượng nhỏ vỏ trấu) tốc độ mất dung dịch giảm từ 5 m³/giờ xuống còn 2 m³/giờ, thậm chí có thời điểm không mất dung dịch (Hình 4).

Đồng quan điểm với tác giả [6, 10] việc tiến hành nứt vỉa thủy lực "Fracture" kết hợp bít nhét các vật liệu trơ với kích cỡ khác nhau vào các khe nứt thứ sinh giúp tăng cường độ bền của thành hệ, kéo theo giá trị áp suất vỡ vỉa mới của thành hệ tăng lên, giúp xử lý mất dung dịch một cách hiệu quả. Các công ty dầu khí trên thế giới đã tiến hành thử nghiệm hỗn hợp CaCO_3 với các kích cỡ, hình dạng hạt khác nhau.

Kết quả xử lý mất dung dịch tại giếng 10008B BK-10 (Hình 5), khi sử dụng dung dịch bít nhét từ vỏ trấu (25kg/m³) tốc độ mất dung dịch dao động trong khoảng 6 - 10m³/giờ. Khi thay dung dịch bít nhét mới (kết hợp giữa CaCO_3 F-M tỷ lệ 1:1, 50 - 100kg/m³ + 100 - 200 kg sét/m³) đồng thời tiến hành ép vỡ vỉa 2 lần với áp suất bề mặt lên tới 25atm để bít nhét các hạt CaCO_3 và sét vào các khe nứt nẻ thứ sinh thì



Hình 5. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 10008B BK-10

tốc độ mất dung dịch giảm rõ rệt và không mất dung dịch kể cả khi doa lại thân giếng và bơm rửa nhiều lần.

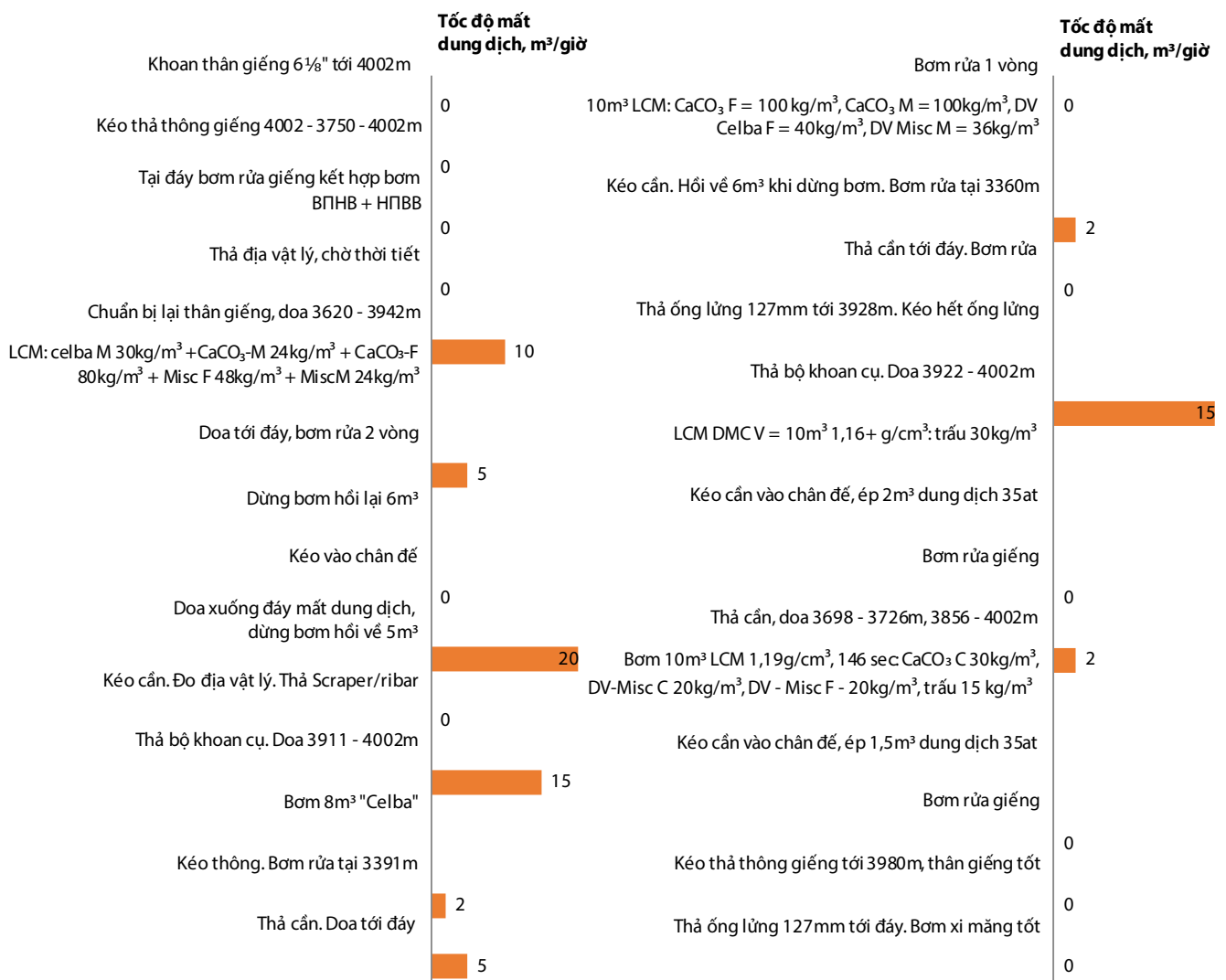
Tương tự như giếng 10008B BK-10 việc ép vữa vào kết hợp bít nhét (CaCO_3 các kích thước khác nhau) vào các khe nứt thứ sinh thực sự cho thấy hiệu quả trong việc chống mất dung dịch giếng khoan 2002BB BK-2. Quy trình xử lý mất dung dịch giếng 2002BB được thể trên Hình 6.

Từ kết quả phân tích trên có thể đưa ra kết luận rằng việc dùng tổ hợp các hạt trơ (CaCO_3 , DV-Celba, DV-Misc), sét với thành phần và tỷ lệ khác nhau cho thấy tính hiệu quả hơn vỏ trấu khi xử lý mất dung dịch tại trầm tích Miocene dưới. Việc tiến hành vữa vữa thủy lực để bít nhét các hạt trơ vào các khe nứt thứ sinh là cần thiết. Việc này giúp tăng độ bền thành hệ, giảm thiểu mất dung dịch. Việc sử dụng tổ hợp bít nhét với thành phần chính từ CaCO_3 vừa hiệu quả, vừa giúp khôi phục các kênh dẫn dễ dàng hơn bằng việc xử lý acid vùng cận đáy giếng. Ngược lại,

cần xem xét việc sử dụng sét làm thành phần bít nhét, bởi sét đi vào trong khe nứt có thể trương nở gây nhiễm bẩn thành hệ, khó khăn khi khôi phục các kênh dẫn chất lưu.

6. Kinh nghiệm xử lý mất ổn định thành giếng khi khoan đan dày tầng Miocene dưới tại các mỏ của Vietsovpetro

Như đã phân tích ở trên, ngoài hiện tượng mất dung dịch thì mất ổn định thành giếng cũng thường xuyên xảy ra khi khoan đan dày. Mất ổn định thành giếng xảy ra là kết quả của nhiều nguyên nhân, tuy nhiên trong giai đoạn cuối của mỏ những nguyên nhân sau cần đặc biệt chú ý xem xét: sự tương tác giữa đất đá và nước tách ra từ dung dịch khoan, các hóa phẩm dung dịch đập giếng, hóa phẩm xử lý vùng cận đáy giếng, hóa phẩm khai thác. Tất cả những yếu tố trên đều ảnh hưởng đến độ bền cấu trúc và làm thay đổi đặc tính cơ học của đất đá dẫn đến làm mất độ liên kết của các lớp đất đá, có những khu vực sét bị



Hình 6. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 2002BB BK-2

trương nở, bão hòa nước và dẫn đến bị chảy xệ khi khoan qua. Thực tế khi khoan cắt thân một số giếng tại khu vực BK-2 mỏ Bạch Hổ, để đảm bảo ổn định thành giếng cần tăng tỷ trọng dung dịch thêm 0,04 - 0,06g/cm³ so với thân giếng chính và cao hơn tỷ trọng dung dịch thiết kế đến 0,06g/cm³. Cụ thể giếng khoan 485BB BK-2, tỷ trọng dung dịch thiết kế chỉ là 1,14g/cm³, tuy nhiên theo thực tế giếng khoan phải tăng tỷ trọng dung dịch lên 1,20g/cm³ để giảm thiểu tình trạng chảy xệ của các tập sét. Tuy nhiên việc tăng tỷ trọng chỉ giảm thiểu phần nào mà không thể xử lý một cách triệt để.

Theo kinh nghiệm khoan tại các mỏ của Vietsovpetro để xử lý các dạng phức tạp trên, nhóm tác giả khuyến cáo thực hiện các biện pháp sau:

- Nhiều lần doa kỹ thân giếng kết hợp từng bước tăng tỷ trọng và điều chỉnh dung dịch. Ví dụ: tăng hàm lượng ức chế sét, giảm độ thải nước, tăng độ nhớt trong khoảng thiết kế cho phép.
- Hạn chế tốc độ kéo thả qua các khu vực sét chảy xệ nhằm giảm thiểu hiệu ứng piston.
- Trước khi thả ống chống cần xem xét đặt một tập dung dịch tỷ trọng cao và độ nhớt cao tại khu vực sét chảy xệ. Tuy nhiên cần tính toán để áp lực toàn bộ cột dung dịch không gây vỡ vỉa, mất dung dịch hoặc kẹt do chênh áp.
- Lắp và phân bố định tâm ống chống hợp lý, hạn chế tốc độ thả.
- Trước khi bơm xi măng cần bơm rửa đầy tập dung dịch tỷ trọng và độ nhớt cao ra khỏi giếng. Kết hợp điều chỉnh dung dịch theo hướng giảm độ nhớt và kiểm soát tỷ trọng để tránh mất dung dịch khi bơm xi măng.

Việc áp dụng đồng bộ các giải pháp trên đã cho thấy hiệu quả, giúp giảm thiểu hiện tượng mất ổn định thành giếng do sét chảy xệ khi thi công một số giếng khoan cắt thân tại mỏ Bạch Hổ.

7. Kết luận

Việc áp suất và nhiệt độ vỉa suy giảm là nguy cơ chính dẫn đến sự suy giảm của áp suất vỉa, thu hẹp "cửa sổ" dung dịch khoan. Nếu mức độ suy giảm áp suất vỉa lớn lúc đó rất khó thực hiện thành công công tác khoan cũng như bơm trám xi măng trong khu vực này, đặc biệt đối với các giếng có góc lệch lớn, quỹ đạo phức tạp. Dựa trên cơ sở đó các giải pháp được đưa ra tùy thuộc vào chiến lược khoan, hoàn thiện giếng hay kế hoạch khai thác mỏ.

Một số giải pháp đề xuất nhằm giảm thiểu rủi ro mất ổn định thành giếng khoan, mất dung dịch khi tiến hành

khoan và hoàn thiện các giếng khoan đơn dày cũng như các giếng tại các khu vực mỏ suy giảm áp suất, nhiệt độ.

- Tái sử dụng các giếng đã chết hoặc khai thác không hiệu quả, giúp tránh được các rủi ro khi thi công khoan, giảm giá thành giếng khoan.

- Lựa chọn quỹ đạo khoan tối ưu nhằm giảm thiểu nguy cơ vỡ vỉa thủy lực và sập lở thành giếng khoan. Sự thay đổi áp suất, nhiệt độ làm thay đổi hướng ứng suất nằm ngang vì vậy cần lựa chọn lại hướng khoan mới, nếu sử dụng hướng khoan của các giếng cũ có nguy cơ cao xảy ra phức tạp sự cố.

- Đo và ghi nhận sự thay đổi áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thường xuyên, trên cơ sở đó kiểm soát sự ảnh hưởng của các yếu tố khác gây ảnh hưởng lên ứng suất.

- Nghiên cứu tổ hợp chất bít nhét phù hợp với điều kiện đặc thù của mỏ. Việc sử dụng chất bít nhét phù hợp kết hợp với nứt vỉa thủy lực giúp tăng cường độ bền thành hệ, tăng áp suất vỡ vỉa giúp tăng khả năng thi công giếng thành công và chất lượng cao. Sử dụng tổ hợp các hạt trơ như CaCO₃, DV-Celba, DV- Misc... với thành phần, kích cỡ hạt và tỷ lệ khác nhau cho hiệu quả tại khu vực trầm tích Miocene dưới.

Trên thế giới, tổ hợp CaCO₃ với kích cỡ hạt và hình dạng khác nhau kết hợp cùng graphite đang được sử dụng phổ biến - Tối ưu hóa chế độ khoan, chế độ thủy lực, nghiên cứu tính khả thi của phương pháp khoan kiểm soát áp suất trong điều kiện cụ thể của mỏ. Trong quá trình khoan các khu vực tầng chắn của tầng sản phẩm có thể phải thay đổi các thông số khoan để phù hợp và đảm bảo tốc độ khoan.

- Xác định chiều sâu đặt chân đế ống chống một cách tối ưu nhằm tránh làm hẹp thêm các khoảng cửa sổ tỷ trọng dung dịch vốn đã bị thu hẹp bởi sự suy giảm áp suất và nhiệt độ vỉa.

- Kiểm soát và điều chỉnh tỷ trọng dung dịch tương đương (ECD) bằng cách áp dụng công nghệ và giải pháp kỹ thuật hiện đại; tăng cường làm sạch giếng khoan. Sử dụng các hệ dung dịch đảm bảo chất lượng: đảm bảo ổn định tầng sét, giảm được các thông số lưu biến. Đồng thời, sử dụng các thiết bị khoan hiện đại, xem xét việc sử dụng: cột cần tiêu chuẩn với đường kính nhỏ nhất cho phép, khoan kết hợp mở rộng thành giếng một cách phù hợp nhằm giảm tổn hao vành xuyên, giảm tỷ trọng tương đương.

- Nghiên cứu thiết kế cấu trúc giếng khoan để có thể khoan cách ly các khu vực đã và có nguy cơ mất dung dịch. Giúp việc xử lý mất dung dịch dễ dàng hơn.

Do khoảng khoan các khu vực này không dài, lượng tiêu tốn dung dịch không nhiều vì vậy xem xét sử dụng các hệ dung dịch tốt nhằm giảm thiểu mức độ gây nhiễm bẩn thành hệ.

- Để tránh và giảm thiểu mất dung dịch, xi măng khi bơm trám đề nghị nghiên cứu và sử dụng các loại xi măng nhẹ kết hợp phụ gia bít nhét phù hợp với điều kiện mỏ. Xem xét khả năng sử dụng loại xi măng nhẹ Microspher trên diện rộng, loại xi măng này đã qua thử nghiệm tại Vietsovpetro. Thiết kế chương trình bơm xi măng phù hợp (lượng spacer, lượng vữa xi măng, tỷ trọng xi măng...), nhằm giảm thiểu áp suất động của cột chất lỏng ngoài vành xuyên. Nghiên cứu tính khả thi và đưa vào thử nghiệm SealBond™ Spacer khi bơm trám các khu vực đã và có nguy cơ mất dung dịch.

- Kiểm soát tốc độ kéo thả bộ cần tránh gây hiệu ứng piston lên thành hệ.

- Đối với các mỏ chưa suy giảm áp suất cần xem xét phương án khoan phát triển mỏ đảm bảo số lượng giếng như kế hoạch xây dựng mỏ sớm.

Tài liệu tham khảo

1. Halliburton. *Sag resistant, economical fluid Solution for narrow margin, depleted permeable zone, high angle wellbore*. www.halliburton.com. 2017.
2. J.Adachi, L.Bailey, O.H.Houwen, G.H.Meeten, P.W.Way, Schlumberger, F.Growcock, R.S.Schlemmer, M-I LLC. *Depleted zone drilling: Reducing mud losses into fractures*. IADC/SPE Drilling Conference. 2 - 4 March, 2004.

3. Morten Kartevoll. *Drilling problems in depleted reservoirs*. Master's thesis, Universitetet i Stavanger. 2009.

4. Saddok Benaissa. *Sealant improves drilling in depleted sands*. Drilling contractor. May/June, 2006.

5. Yu Baohuaa, Yan Chuanlianga, Tan Qianga, Deng Jingena, Guan Shen. *Wellbore stability in high temperature and highly-depleted reservoir*. EJGE. 2013; 18: p. 909 - 922.

6. Paul O.Fekete, Adewale Dosunmu, Anthony Kuerunwa, Evelyn B.Ekeinde, Anyanwu Chimaroke, Odagme S.Baridor. *Wellbore stability management in depleted and low pressure reservoirs*. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. 5 - 7 August, 2013.

7. Yuan Jun-Liang, Deng Jin-Gen, Tan Qiang, Yu Bao-Hua, Fan Bai-Tao. *Effects of long-term development on wellbore stability: A case study of Bohai Bay basin*. The Open Petroleum Engineering Journal. 2013; 6: p. 1 - 6.

8. Junliang Yuan, Jingen Deng, Yong Luo, Shisheng Guo, Haishan Zhang, Qiang Tan, Kai Zhao, Lianbo Hu. *The research on borehole stability in depleted reservoir and caprock: Using the geophysics logging data*. Scientific World Journal. 2013.

9. M.S.Asadi, A.Khaksar, A.White, Z.Yao. *Wellbore stability analysis in depleted deepwater reservoirs: A case study from Australia*. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain. 8 - 11 March, 2015.

10. M.W.Alberty, M.R.McLean. *Fracture gradients in depleted reservoirs - Drilling wells in late reservoir life*. SPE/IADC Drilling Conference. 27 February - 1 March, 2001.

RISK MITIGATION SOLUTION FOR INFILL DRILLING AND WELL COMPLETION IN LOWER MIOCENE SEDIMENTS IN LATE RESERVOIR LIFE AND IN PRESSURE AND TEMPERATURE DEPLETED ZONES

Pham Van Hieu^{1,2}, Ta Van Thinh²

¹Gubkin State University of Oil and Gas (National Research University)

²Vietsovpetro

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

Summary

The article evaluates the condition of well's problems and accidents during drilling at Vietsovpetro Joint Venture and arising problems when drilling in late reservoir life. The effects of well and pore pressure and temperature depletion on the in-situ stress, wellbore stability, and mud loss are investigated. The efficiency of solutions for curing mud losses during infill drilling in the Lower Miocene sediments of the Cuu Long basin is also analysed. Based on that, the authors give a series of recommendations to ensure safe well construction through the pressure and temperature depleted zones.

Key words: Well's problems and accidents, infill drilling, Lower Miocene, Cuu Long basin.

CƠ HỘI ĐẦU TƯ SẢN XUẤT CÁC SẢN PHẨM HÓA DẦU TỪ OLEFIN

Nguyễn Thuận Yến, Nguyễn Anh Tuấn, Lê Dương Hải, Trần Nam Thanh, Nguyễn Đại Long

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: yennt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Với mục tiêu phát triển lĩnh vực hóa dầu để đáp ứng nhu cầu trong nước, hướng tới xuất khẩu, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu định hướng và cơ hội đầu tư các tổ hợp sản xuất sản phẩm hóa dầu. Theo đó, sản phẩm của tổ hợp hóa dầu là các sản phẩm thiết yếu từ 2 nguồn nguyên liệu olefin (ethylene và/hoặc propylene) được sản xuất qua quá trình chuyển hóa methanol, các sản phẩm được đề xuất gồm có styrene monomer, poly styrene, polymethyl methacrylate, ethylene vinyl acetate, acid acrylic, 2-ethylhexanol, 2-ethylhexyl acrylate và n-butanol.

Bài báo phân tích cơ hội đầu tư sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ olefin tại Việt Nam về khả năng tiêu thụ sản phẩm, tính khả thi về công nghệ, tài chính. Trên cơ sở so sánh tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế các tổ hợp sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ olefin, nhóm tác giả đề xuất phát triển tổ hợp sản xuất sản phẩm MMA, PMMA và EVA từ ethylene cũng như đề xuất các cơ chế/điều kiện thích hợp với mục tiêu giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có cơ sở lựa chọn dự án đầu tư hiệu quả.

Từ khóa: Công nghiệp hóa dầu, sản phẩm hóa dầu, chuỗi hóa dầu, cơ hội đầu tư, olefin.

1. Giới thiệu

Ngành công nghiệp hóa dầu của Việt Nam đang trong giai đoạn đầu của sự phát triển. Hiện Việt Nam có Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất 150 nghìn tấn PP/năm, Công ty Nhựa và Hóa chất PVC Vina sản xuất 400 nghìn tấn PVC/năm và Nhà máy PS Việt Nam sản xuất 128 nghìn tấn PS/năm. Các sản phẩm hóa dầu khác Việt Nam vẫn phải nhập khẩu để đáp ứng nhu cầu trong nước.

Nhằm phát triển lĩnh vực sản xuất sản phẩm hóa dầu để đáp ứng nhu cầu trong nước, hướng tới xuất khẩu và gia tăng giá trị nguồn tài nguyên trong nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cùng với các đơn vị nghiên cứu về định hướng và cơ hội đầu tư các tổ hợp sản xuất hóa dầu. Theo các kết quả nghiên cứu, sản phẩm của tổ hợp hóa dầu là các sản phẩm thiết yếu từ 2 nguồn nguyên liệu olefin (ethylene và/hoặc propylene) được sản xuất qua quá trình chuyển hóa methanol, các sản phẩm được đề xuất gồm có:

Olefin	Sản phẩm hóa dầu
Ethylene	SM (styrene monomer), PS (poly styrene), MMA (polymethyl methacrylate), EVA (ethylene vinyl acetate)
Propylene	AA (acid acrylic), 2-EH (2-ethylhexanol), 2-EHA (2-ethylhexyl acrylate), n-butanol

2. Các nghiên cứu trước đây

Dựa trên tài liệu của Petrochemical Economic Program (PEP) năm 2008, sau đó cập nhật phiên bản 2014 của IHS, bài báo “Đánh giá, xếp hạng các tổ hợp chế biến sâu khí” [1] đã so sánh, tính toán và chỉ ra một số sản phẩm hóa dầu có thể sản xuất đạt hiệu quả kinh tế cao, thể hiện qua giá khí thiên nhiên tối đa chấp nhận được. Cụ thể, trong các hướng sản xuất trực tiếp từ khí thiên nhiên (ammonia, methanol, ethylene, acetylene và dimethyl ether), hướng sản xuất methanol có hiệu quả cao nhất, sau đó đến dimethyl ether và ammonia. Các olefin (ethylene, propylene) được sản xuất theo công nghệ MTP, MTO có hiệu quả kinh tế cao hơn so với hướng sản xuất cracking hơi nước ethane hoặc propane. Các dự án sử dụng nguyên liệu propylene có hiệu quả kinh tế cao hơn so với sử dụng ethylene. Lợi nhuận sử dụng khí thiên nhiên cho các dự án chế biến sâu khí đạt từ 0,29 - 0,34 USD/m³ khí, cao gấp 10 lần so với lợi nhuận sử dụng khí cho sản xuất điện.

Với mục tiêu tư vấn xây dựng chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí, nghiên cứu “Tư vấn xây dựng Chiến lược lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam” (2014) đã đề xuất các tổ hợp hóa dầu ở khu vực miền Bắc, Trung, Đông Nam

Bộ và Tây Nam Bộ, gắn liền với các cụm hóa dầu hiện hữu. Sau khi xem xét các yếu tố về thị trường nguyên liệu, sản phẩm, lợi thế cạnh tranh cũng như khả năng gắn kết với các dự án sẵn có, các dự án đầu tư đề xuất theo thứ tự ưu tiên cho các khu vực như Bảng 1 - 4.

Cơ chế giá khí đề xuất cho lĩnh vực hóa dầu tại Việt Nam là cơ chế đảm bảo hiệu quả kinh tế hợp lý cho các dự án hóa dầu, áp dụng một trong ba phương pháp:

- Giá khí cho hóa dầu sẽ được tính tương quan theo

giá sản phẩm đầu ra theo từng giai đoạn để đảm bảo lợi nhuận hợp lý (theo chỉ tiêu lợi nhuận, lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu).

- Cố định năm đầu ở năm đầu tiên, sau đó mỗi năm sẽ tăng dần sao cho đảm bảo hiệu quả kinh tế (theo chỉ tiêu IRR, NPV).

- Giá khí nguyên liệu thấp trong giai đoạn đầu khi vừa đi vào hoạt động sau đó tăng nhanh trong giai đoạn sau khi đã hết khấu hao và lãi vay.

Bảng 1. Danh mục các dự án khu vực miền Trung

TT	Dự án	Công suất (nghìn tấn/năm)	Vốn đầu tư (triệu USD)	IRR (%)	Nguyên liệu
1	Xúc tác FCC	20	91	16,4	Al(OH) ₃ , cao lanh, thủy tinh lỏng, H ₂ SO ₄ , đất hiếm
2	H ₂ SO ₄	200	64	8,9	Lưu huỳnh
3	Methanol	1.200	745	15,7	Khí thiên nhiên
4	Propylene	340	255	15,7	Methanol
5	2-EH	100	201	12,1	Propylene, khí H ₂
6	Acid acrylic	240	561	19,7	Propylene
7	2-EHA	60	116	11,7	2-EH, acid acrylic

Bảng 2. Danh mục ưu tiên đầu tư các dự án hóa dầu khu vực miền Trung

TT	Dự án	Công suất (nghìn tấn/năm)	Vốn đầu tư (triệu USD)	Thời điểm đầu tư	Thời điểm vận hành
Các dự án riêng lẻ					
1	Xúc tác FCC	20	91	2016 - 2020	2020 - 2025
2	H ₂ SO ₄	200	64	2016 - 2020	2020 - 2025
Tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh					
3	Methanol	1.200	745	2016 - 2020	2020 - 2025
	Propylene	340	255	2016 - 2020	2020 - 2025
4	Acid acrylic	240	561	2016 - 2020	2020 - 2025
5	2-EH	100	201	2016 - 2020	2020 - 2025
6	2-EHA	60	116	2020 - 2025	2025 - 2030

Bảng 3. Các phương án đầu tư sản xuất sản phẩm hóa dầu khu vực Đông Nam Bộ

TT	Dự án	Vốn đầu tư (triệu USD)	IRR (%)	Thời điểm
1	Nâng cấp phân xưởng NH ₃ và phân bón NPK hóa học	237	14,1	2016 - 2020
2	NH ₃ mới và các dẫn xuất (HNO ₃ , NH ₄ NO ₃ , Mas và các dẫn xuất)	1.046	14,2	NH ₃ : 2016 - 2020 Các dẫn xuất: 2020 - 2025
3	Tách ethane, sản xuất 260 nghìn tấn ethylene, sau đó sản xuất MMA, EVA, SM và PS	2.868	14,9	2016 - 2025
4	Tách ethane, sản xuất 160 nghìn tấn ethylene, sau đó sản xuất MMA, EVA	2.428	13,8	2016 - 2025
5	Sản xuất 500 nghìn tấn ethylene bằng công nghệ OCM, sau đó sản xuất PE	1.942	13,0	2016 - 2025
6	Tách ethane, sản xuất 260 nghìn tấn ethylene, sau đó sản xuất PE	1.644	12,6	2016 - 2020
7	Sản xuất 500 nghìn tấn ethylene bằng công nghệ OCM, sau đó sản xuất 260 nghìn tấn PE, MMA, EVA, SM và PS	3.266	11,8	2016 - 2025

Bảng 4. Danh mục ưu tiên đầu tư các dự án hóa dầu khu vực Tây Nam Bộ

TT	Dự án	Vốn đầu tư (triệu USD)	IRR (%)	Thời điểm vận hành
1	NPK	61	13,6	2016 - 2020
2	NH ₃ và các dẫn xuất	580	13,5	2016 - 2025
3	Melamine	52	15	2020 - 2025

Bài báo “Nghiên cứu khả năng sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh” [2], tập trung vào nghiên cứu dữ liệu về thị trường, công nghệ sản xuất methanol từ khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh với tính chất giàu CO₂, đánh giá sơ bộ tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của các hướng sản xuất sản phẩm hóa dầu từ khí thiên nhiên thông qua sản xuất các olefin từ methanol (MTO/MTP). Trong nghiên cứu này, công nghệ sản xuất methanol từ khí thiên nhiên giàu CO₂ được chính xác hóa bởi các thông tin cung cấp từ nhà bản quyền công nghệ Haldor Topsoe. Nhiệm vụ đã tính toán và đề xuất 6 tổ hợp sản xuất hóa dầu từ khí thiên nhiên Cá Voi Xanh: MTP (hóa chất, PP) và MTO (PE-PP, PE + hóa chất, PP-SM/PS-MMA, SM/PS + hóa chất). Trong đó 3 tổ hợp được đánh giá khả thi về mặt kinh tế gồm: tổ hợp MTP-PP, tổ hợp MTO sản xuất PP-PS-hóa chất hoặc sản xuất PS-MMA và hóa chất. Tuy nhiên, qua đánh giá đầy đủ các tiêu chí về công nghệ sản xuất, khả năng tiêu thụ sản phẩm, tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế, tổ hợp MTP sản xuất PP Copo được đánh giá là phù hợp nhất để đầu tư sau khi mỏ khí Cá Voi Xanh đi vào khai thác năm 2023, với tổng mức đầu tư gần 1,1 tỷ USD, đạt hiệu quả kinh tế với giá khí tối đa chấp nhận được khoảng 9,5 USD/triệu Btu tại năm 2023.

3. Phương pháp nghiên cứu

Nhóm tác giả tiến hành lập Báo cáo nghiên cứu cơ hội đầu tư đối với mỗi dự án sản xuất hóa dầu từ olefin trên các phương diện khả thi về công nghệ, thị trường trong nước/khu vực và hiệu quả kinh tế và nghiên cứu cơ chế/điều kiện thích hợp để PVN ra quyết định đầu tư.

Tổng mức đầu tư dự án được ước tính bao gồm các chi phí EPC, chi phí chủ đầu tư, chi phí dự phòng, chi phí vốn lưu động ban đầu và chi phí lãi vay trong quá trình xây dựng. Trong đó, chi phí EPC được tham khảo từ thông tin nhà bản quyền công nghệ, tài liệu PEP Yearbook, dữ liệu nội bộ VPI; các chi phí còn lại như chi phí chủ đầu tư và chi phí dự phòng được ước tính bằng tỷ lệ (%) căn cứ trên kinh nghiệm cũng như tổng hợp từ các báo cáo nghiên cứu khả thi các dự án hóa dầu VPI đã thực hiện.

Giá các sản phẩm, nguyên liệu áp dụng cho dự án được tính toán tại thị trường Việt Nam, theo đó giá được dự báo tương quan theo giá dự báo Nexant [3] tại kịch bản cơ sở giá dầu trung bình (87 USD/thùng dầu Brent tại năm 2025). Một số giá các sản phẩm, nguyên liệu khác (không có nguồn gốc từ dầu khí) được dựa trên bộ dữ liệu về giá theo PEP Yearbook 2014 [4] và dự báo tăng 2%/năm. Tiêu hao nguyên liệu và sản lượng sản phẩm được căn cứ trên

thông tin từ các nhà bản quyền công nghệ và tài liệu PEP Yearbook 2014.

Chi phí sản xuất được ước tính bao gồm: chi phí bảo trì, bảo dưỡng; chi phí quản lý, bán hàng được tính theo tỷ lệ trên tổng mức đầu tư cố định và doanh thu, chi phí nhân công được tính ở mức 530 USD/người/tháng tại năm 2017.

Sau đó, các tổ hợp sẽ được chấm điểm để đưa ra kiến nghị đầu tư. Trong đó, các tiêu chí chấm điểm các tổ hợp sẽ được chú trọng đến những điểm chính và không giới hạn như sau: chi phí đầu tư, hiệu quả kinh tế, thị trường sản phẩm trong nước/khu vực, tỷ lệ nguyên liệu trong tổ hợp/tổng nguyên liệu... Điểm số các tiêu chí sẽ được chấm trên thang điểm từ 0 - 10, dự án có tổng điểm số cao nhất sẽ là dự án có thứ bậc xếp hạng cao nhất và ngược lại.

4. Kết quả nghiên cứu các tổ hợp sản xuất sản phẩm hóa dầu từ olefin

Dựa trên các nghiên cứu phương diện khả năng tiêu thụ sản phẩm, khả thi về công nghệ và hiệu quả tài chính của dự án, nhóm tác giả đã thực hiện và tóm tắt kết quả nghiên cứu cho các tổ hợp sản xuất sản phẩm hóa dầu từ olefin sau:

- Dự án Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene;
- Dự án Tổ hợp sản xuất PMMA và EVA từ ethylene;
- Dự án Tổ hợp sản xuất hóa chất (AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol) từ propylene.

4.1. Sự cần thiết đầu tư các tổ hợp

Sau khi phân tích các nguồn cung cấp nguyên liệu khí trong nước, gồm khu vực miền Bắc, miền Trung, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, chỉ có khu vực miền Trung có thể đảm bảo về tính khả thi nguyên liệu cho các tổ hợp. Số lượng nguyên liệu cần thiết dự kiến cho các tổ hợp sản xuất sản phẩm hóa dầu từ olefin được trình bày trong Bảng 6.

4.2. Quy mô đầu tư

Địa điểm tiềm năng nhất để xây dựng cả 3 dự án là khu vực nằm sát Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và tuyến ống dẫn từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ra cảng, xã Bình Thuận và Bình Trị, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi. Địa điểm này phù hợp với quy hoạch, gần nguồn nguyên liệu khí và có thể tận dụng được cơ sở hạ tầng sẵn có của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Khu kinh tế Dung Quất. Quy mô công suất của 3 dự án được trình bày trong Bảng 7.

Bảng 5. Thị trường sản phẩm

Dự án	Sản phẩm	Thị trường				
		Thiếu hụt khu vực/thế giới (triệu tấn)			Nhu cầu trong nước (nghìn tấn)	
		Khu vực	Năm 2025	Năm 2035	Năm 2025	Năm 2035
SM, PS từ ethylene	SM	Trung Quốc, Tiểu lục địa Ấn Độ, Đài Loan và Đông Bắc Á như Hong Kong, Triều Tiên	7,2	22,9	90,0	
	GPPS/HIPS	Ấn Độ, Trung Đông và châu Phi	0,5	1,3	363,0	543,0
	EPS	Ấn Độ, Đông Nam Á và Nhật Bản, Trung Đông và châu Phi	0,5	1,1		
MMA, PMMA, EVA từ ethylene	MMA	Trung Quốc, Đài Loan, Hàn Quốc, Nhật Bản, Ấn Độ, Malaysia, Philippines	2,0	5,7	45,0	73,0
	PMMA	Trung Quốc, Thái Lan, Sri Lanka, Bangladesh, Pakistan, Philippines	1,8	4,7	12,0	19,0
	EVA	Trung Quốc, Tiểu lục địa Ấn Độ, Tây Âu, Trung Âu, các nước CIS - Baltic, Trung Đông và châu Phi	0,9	2,7	245,0	365,0
AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol từ propylene	AA	Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc, Indonesia, Đài Loan, Thái Lan, Ấn Độ	0,8	7,9	3,0	5,1
	2-EH	Trung Quốc, Ấn Độ, Hàn Quốc, Thái Lan	0,8	2,7	27,0	
	2-EHA	Trung Đông, Ấn Độ, Thái Lan, châu Phi, Singapore, Pakistan, Philippines	0,1	0,1	10,7	14,8
	n-butanol	Singapore, Pakistan, Philippines, Ấn Độ, Hàn Quốc, Indonesia	0,1	0,3	3,2	4,7

Nguồn: IHS [5], VPI tổng hợp [6 - 8] (2017)

Bảng 6. Lượng nguyên liệu dự kiến cho các tổ hợp

Dự án	Nguyên liệu	Lượng cần thiết (nghìn tấn/năm)
Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene	Ethylene	86
Tổ hợp sản xuất MMA/PMMA và EVA từ ethylene	Ethylene	91
Tổ hợp sản xuất hóa chất (AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol) từ propylene	Propylene	230

Bảng 7. Quy mô công suất của các tổ hợp

	Sản phẩm	Quy mô công suất (nghìn tấn/năm)
Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene	SM	300
	PS	200
Tổ hợp sản xuất MMA/PMMA và EVA từ Ethylene	MMA	60
	PMMA	20
	EVA	90
Tổ hợp sản xuất hóa chất (AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol) từ propylene	AA	80
	2-EH	100
	2-EHA	20
	n-butanol	150

4.3. Lựa chọn sơ bộ công nghệ

Lựa chọn định hướng công nghệ sản xuất của 3 dự án được trình bày trong Bảng 8.

4.4. Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế

Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của 3 dự án thể hiện trong Bảng 9.

Nhìn chung, 3 tổ hợp hóa dầu từ olefin có chi phí đầu tư khoảng 500 - 900 triệu USD đều khả thi về mặt hiệu quả

kinh tế với IRR đạt khoảng 13,5 - 14,7%. Trong đó, dự án sản xuất MMA, PMMA và EVA là dự án có tính khả thi cao nhất so với các tổ hợp còn lại.

5. Kết quả đánh giá và xếp hạng các tổ hợp

Căn cứ trên các tiêu chí, phương pháp đánh giá trình bày ở trên, điểm số của các tổ hợp theo từng tiêu chí và điểm trung bình của từng tổ hợp như Bảng 10.

Bảng 10 cho thấy, tổ hợp sản xuất MMA, PMMA và

Bảng 8. Định hướng công nghệ sản xuất của các tổ hợp

Dự án	Nhà máy	Định hướng công nghệ sản xuất
Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene	SM	Công nghệ sản xuất được chia làm 2 giai đoạn: - Giai đoạn 1: Sản xuất EB từ ethylene - Giai đoạn 2: Sản xuất styrene từ ethyl benzene
	PS	Công nghệ polymer hóa khối liên tục (Continuous Mass Polymerization)
Tổ hợp sản xuất MMA/PMMA và EVA từ ethylene	PMMA	Gồm 2 phần xưởng: phần xưởng sản xuất MMA và phần xưởng polymer hóa MMA thành PMMA
	EVA	Định hướng sử dụng công nghệ Autoclave (thiết bị phản ứng dạng thùng)
Tổ hợp sản xuất hóa chất (AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol) từ propylene	AA	Định hướng công nghệ oxy hóa propylene pha khí, sử dụng xúc tác oxy hóa, 2 giai đoạn gồm sản xuất sản phẩm thô Crude AA (gọi tắt là CAA) và tinh chế thành sản phẩm EAA
	2-EH	Công nghệ LP OxoSM từ nguyên liệu propylene, sử dụng xúc tác rhodium (Rh)
	2-EHA	Định hướng sử dụng công nghệ Ester hóa trực tiếp từ nguyên liệu AA và 2-EH
	n-Butanol	Định hướng sản xuất theo công nghệ LP OxoSM pha khí, sử dụng xúc tác Rh, hiệu suất chuyển hóa đạt 81%

Bảng 9. Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế các tổ hợp

Nội dung	SM và PS	MMA, PMMA và EVA	AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol
Tổng mức đầu tư (triệu USD)	796	504	901
Doanh thu trung bình (triệu USD)	669	428	589
Lợi nhuận sau thuế trung bình (triệu USD)	72	52	82
IRR (%)	13,5	14,7	13,8
NPV@WACC (triệu USD)	214	177	260
NPV@IRRmin (triệu USD)	10	36	25
Thời gian thu hồi vốn	6 năm 6 tháng	6 năm 1 tháng	6 năm 5 tháng
Giá olefin tối đa chấp nhận được so với thị trường (%)	102,2	107,3	102,2
Tỷ lệ sản phẩm bán trong nước/Tổng sản phẩm (%)	93	90,1	14,9
Tỷ lệ nguyên liệu olefin/Tổng nguyên liệu (%)	26,6	54,8	100

Bảng 10. Kết quả chấm điểm xếp hạng các tổ hợp

Nội dung	Tỷ trọng (%)	SM và PS	MMA, PMMA và EVA	AA, 2-EH, 2-EHA và n-Butanol
Tổng mức đầu tư (triệu USD)	15	7,4	0,0	10,0
Tỷ lệ sản phẩm bán trong nước/Tổng sản phẩm	45	10,0	9,6	0,0
Giá olefin tối đa	25	0,0	10,0	0,8
Tỷ lệ nguyên liệu olefin/ Tổng nguyên liệu	15	0,0	3,8	10,0
Tổng cộng	100	5,6	7,4	3,2

Bảng 11. Sản lượng ethylene và propylene được sản xuất theo công nghệ MTO

Sản phẩm	Giá trị
Ethylene (nghìn tấn/năm)	102 - 203
Propylene (nghìn tấn/năm)	126 - 252

EVA là phương án tối ưu để đầu tư sản xuất hóa dầu từ olefin khi xem xét đầy đủ các yếu tố về tổng mức đầu tư, hiệu quả kinh tế, thị trường sản phẩm nguyên liệu trong và ngoài nước cũng như mức độ chủ động về nguyên liệu.

So với các nghiên cứu trước đây, kết quả của nghiên cứu này có điểm mới và đặc thù (cụ thể là sự thay đổi của các đề xuất đầu tư) do có sự khác biệt trong việc thực hiện nghiên cứu. Thứ nhất, bộ giá tính toán của các nghiên cứu là không đồng nhất (việc cập nhật giá tại thời điểm thực hiện nghiên cứu thể hiện xu hướng và cập nhật các yếu tố về cung cầu, xu hướng phát triển của sản phẩm, nguyên

liệu... so với thời điểm thực hiện các nghiên cứu trước đó). Thứ hai, sự khác biệt về hướng tiếp cận từ nguồn olefin thay vì hướng tiếp cận từ khí thiên nhiên đầu vào như các nghiên cứu trước đây. Cuối cùng, trong việc đánh giá các đề xuất có sự đổi mới và phân hóa trong công nghệ cũng như mức độ chi tiết hóa khi đã có sự hợp tác với các nhà bản quyền sản xuất sản phẩm (AA, n-butanol, MMA...).

6. Nghiên cứu cơ chế và điều kiện đầu tư

Căn cứ vào kết quả phân tích độ nhạy và các tiêu chí đánh giá xếp hạng các tổ hợp cho thấy yếu tố đóng vai trò quan trọng quyết định sự thành công của dự án là thị trường nguồn cung nguyên liệu và thị trường tiêu thụ sản phẩm.

Về nguồn cung nguyên liệu, theo kết quả phân tích thị trường nguyên liệu olefin thì sản lượng ethylene và

Bảng 12. Thuận lợi và khó khăn của các phương thức đầu tư

Nội dung	Phương thức 1	Phương thức 2
Nguồn nguyên liệu	Khí thiên nhiên	Olefin
Cơ chế giá nguyên liệu	Có thể có cơ chế giá khí thiên nhiên thông qua đề xuất	Giá olefin theo thị trường
Nguồn cung nguyên liệu	Được Nhà nước đảm bảo nguồn khí	Phụ thuộc vào cơ chế giá thị trường
Các sản phẩm phụ từ phân xưởng MTO	Tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để tiêu thụ hoàn toàn sản phẩm	
Các sản phẩm, phụ trợ, tiện ích, nguyên liệu phụ từ việc sản xuất từ olefin	Đã có tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để tối ưu hệ thống phụ trợ, tiện ích và tiêu thụ các sản phẩm phụ
Chi phí đầu tư, vận hành	Tối ưu chi phí đầu tư, vận hành với cụm sản xuất olefin từ khí thiên nhiên	

propylene được sản xuất theo công nghệ MTO được trình bày trong Bảng 11.

Như vậy, với nhu cầu tiêu thụ ethylene và propylene thì các tổ hợp sẽ không loại trừ lẫn nhau trong trường hợp khí thiên nhiên được cung cấp cho hóa dầu tối đa (tương đương 1,2 tỷ m³ C₁ ròng). Trong trường hợp khí thiên nhiên được cung cấp cho hóa dầu tối thiểu (tương đương 600 triệu m³ C₁ ròng) thì chỉ có thể đầu tư tổ hợp sản xuất SM, PS hoặc tổ hợp sản xuất MMA, PMMA, EVA do nguồn cung ethylene trong trường hợp này chỉ cung cấp tối đa 102 nghìn tấn/năm.

Việc đánh giá đầu tư dự án hóa dầu từ nguồn olefin trong nước với giá olefin xác định theo thị trường khu vực Đông Nam Á được xem là có hiệu quả kinh tế nhưng khi kết hợp với nhà máy sản xuất olefin từ khí thiên nhiên (cụ thể nguồn khí Cá Voi Xanh với công nghệ sản xuất là MTO) thì giá khí tối đa chấp nhận được không bao gồm tariff đang ở mức khoảng 5,2 - 5,5 USD/MMBTU tại năm 2023 và trượt giá 2,2%/năm.

Phương thức đầu tư tổ hợp

Dựa vào kết quả phân tích trên, nhóm tác giả đề xuất cơ chế và điều kiện đầu tư theo phương thức đầu tư của chủ đầu tư, các phương thức đầu tư gồm:

- Phương thức 1: Chủ đầu tư sẽ đầu tư/góp vốn đầu tư toàn bộ tổ hợp sản xuất từ nguồn khí thiên nhiên đến sản phẩm hóa dầu/hóa chất cuối cùng.

- Phương thức 2: Chủ đầu tư chỉ đầu tư/góp vốn đầu tư tổ hợp sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ olefin.

Thuận lợi và khó khăn của 2 phương thức đầu tư được trình bày trong Bảng 12.

Kết quả phân tích cho thấy phương thức 1 sẽ giúp Dự án tiết giảm chi phí đầu tư, vận hành, thuận lợi tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (thỏa thuận 2 bên

thay vì thỏa thuận 3 bên) và dễ dàng trong việc đề xuất các cơ chế giá nguyên liệu phù hợp thông qua cơ chế giá khí thiên nhiên vốn phụ thuộc vào tính chất, cơ chế của quốc gia quản lý nguồn tài nguyên. Do đó, phương thức đầu tư phù hợp cho tổ hợp hóa dầu từ olefin là chủ đầu tư sẽ đầu tư/góp vốn đầu tư toàn bộ tổ hợp sản xuất từ nguồn khí thiên nhiên đến sản phẩm hóa dầu/hóa chất cuối cùng.

7. Kết luận

Dựa trên nghiên cứu về khả năng tiêu thụ sản phẩm, khả thi về công nghệ và hiệu quả tài chính của dự án, nhóm tác giả đề xuất định hướng chế biến các phẩm hóa dầu từ olefin gồm: Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene; Tổ hợp sản xuất MMA, PMMA và EVA từ ethylene; Tổ hợp sản xuất hóa chất AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol từ propylene.

Thị trường nguyên liệu olefin trong nước tập trung tại khu vực miền Trung (mỏ khí Cá Voi Xanh) với định hướng “Ưu tiên phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí thiên nhiên” của Bộ Công Thương với sản lượng khí dao động từ 0,85 - 1,7 tỷ m³/năm. Theo đó, khí thiên nhiên sẽ được chuyển hóa thành olefin thông qua các phân xưởng methanol và MTO, cụ thể nguồn cung nguyên liệu ethylene từ 102 - 203 nghìn tấn/năm và propylene từ 126 - 252 nghìn tấn/năm. Quy mô công suất các tổ hợp được đề xuất căn cứ trên nhu cầu của thị trường nguyên liệu, sản phẩm, dây công suất của nhà bản quyền công nghệ:

TT	Tổ hợp	Công suất
1	Tổ hợp sản xuất SM và PS từ ethylene	- SM: 300 nghìn tấn/năm - PS: 200 nghìn tấn/năm
2	Tổ hợp sản xuất MMA, PMMA và EVA từ ethylene	- MMA: 60 nghìn tấn/năm - PMMA: 20 nghìn tấn/năm - EVA: 100 nghìn tấn/năm
3	Tổ hợp sản xuất hóa chất (AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol) từ propylene	- AA: 80 nghìn tấn/năm - n-butanol: 150 nghìn tấn/năm - 2-EH: 100 nghìn tấn/năm - 2-EHA: 20 nghìn tấn/năm

TT	Đặc điểm	Dự án Tổ hợp sản xuất		
		SM và PS từ ethylene	MMA/PMMA và EVA từ ethylene	AA, 2-EH, 2-EHA và n-butanol từ propylene
1	Tổng mức đầu tư (triệu USD)	796,2	504,4	901,3
2	Hiệu quả kinh tế			
2.1	IRR	13,5%	14,7%	13,8%
2.2	NPV@IRRmin (triệu USD)	10	36	25
3	Thời gian thu hồi vốn	6 năm 6 tháng	6 năm 1 tháng	6 năm 5 tháng

Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế các tổ hợp sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ olefin:

Như vậy, tổ hợp sản xuất sản phẩm MMA, PMMA và EVA từ ethylene có lợi thế về mặt chi phí đầu tư, thị trường nguyên liệu, sản phẩm và hiệu quả kinh tế cao nhất so với 2 tổ hợp còn lại.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Nam Thanh, Trần Hồng Loan. *Đánh giá, xếp hạng các tổ hợp chế biến sâu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 9: trang 46 - 51.
2. Trương Minh Huệ, Lê Dương Hải, Nguyễn Anh Tuấn, Nguyễn Thị Hoài Ân. *Sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh*. Tạp chí Dầu khí. 2017; 1: trang 55 - 65.
3. Nexant. *Giá dự báo*. 2017.
4. IHS. *PEP yearbook*. 2014.
5. IHS. *Chemical economics handbook*. 2014 - 2015.
6. Viện Dầu khí Việt Nam. *Thị trường các sản phẩm hóa dầu giai đoạn 2010 - 2017*. 2018.
7. Cục Thống kê. *Số liệu Hải quan*. 2010 - 2017.
8. Bộ Công Thương. *Thông tin thương mại*. 2010 - 2017.

INVESTMENT OPPORTUNITIES TO PRODUCE PETROCHEMICAL PRODUCTS FROM OLEFIN

Nguyen Tuan Yen, Nguyen Anh Tuan, Le Duong Hai, Tran Nam Thanh, Nguyen Dai Long

Vietnam Petroleum Institute

Email: yennt@vpi.pvn.vn

Summary

With the aim of developing the petrochemical field to meet the domestic demand and move towards export, the Vietnam Petroleum Institute (VPI) has studied opportunities for investment in the production of petrochemical products. Accordingly, the products of petrochemical complexes are essential products from two sources of olefin materials (ethylene and/or propylene) produced through the methanol conversion process. The proposed products include SM (styrene monomer), PS (poly styrene), PMMA (polymethyl methacrylate), EVA (ethylene vinyl acetate), AA (acrylic acid), 2-EH (2-ethylhexanol), 2-EHA (2-ethylhexyl acrylate) and n-butanol.

The article analyses the opportunity to invest in the production of petrochemical products in Vietnam from olefin, particularly in terms of product consumption, technology and financial feasibility. On the basis of comparing total investment and the economic efficiency of complexes producing petrochemical products from olefin, the authors propose to develop a complex to produce MMA, PMMA and EVA from ethylene as well as recommend suitable mechanisms /conditions to help the Vietnam Oil and Gas Group have the basis for selection of effective investment projects.

Key words: Petrochemical industry, petrochemical products, petrochemical chains, investment opportunities, olefin.

NGUYÊN NHÂN SUY GIẢM HỆ THỐNG BẢO VỆ CATHODE SỬ DỤNG DÒNG ĐIỆN NGOÀI CHỐNG ẰN MÒN CHO ĐƯỜNG ỐNG DẪN NƯỚC LÀM MÁT

Nguyễn Thị Lê Hiền, Phạm Vũ Dũng, Ngô Ngọc Thương, Phạm Thị Hương

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng điện cưỡng bức kết hợp sơn phủ được thiết kế và lắp đặt để chống ằn mòn cho đường ống dẫn nước làm mát trong môi trường đất. Để chống sụt lún, đường ống này được gia cường bằng hệ thống giá đỡ vật liệu thép nhúng kẽm nóng.

Bài báo giới thiệu kết quả khảo sát đánh giá nguyên nhân gây hư hỏng, ảnh hưởng của hệ thống giá đỡ đến hiệu quả bảo vệ cathode, từ đó đề xuất giải pháp khắc phục sự cố, bảo vệ đường ống dẫn nước làm mát an toàn và hiệu quả.

Từ khóa: Cathode, anode, dòng điện cưỡng bức, chống ằn mòn, phân bố điện thế (CIPS), chênh lệch điện thế (DCVG).

1. Giới thiệu

Bảo vệ chống ằn mòn kim loại bằng sơn phủ kết hợp bảo vệ cathode là biện pháp hữu hiệu bảo vệ các công trình ngầm, đáy bồn bể chứa và các công trình biển... Khi hệ thống bảo vệ cathode được thiết kế hợp lý và hoạt động tốt, các công trình ngầm được bảo vệ an toàn. Dưới tác động của môi trường khắc nghiệt và điều kiện vận hành, các công trình ngầm, các thiết bị, phụ kiện, hệ thống anode, cáp dẫn... của hệ thống bảo vệ cathode có thể bị xuống cấp và xảy ra các sự cố như: công trình ngầm bị bong tróc lớp sơn phủ, diện tích bảo vệ thay đổi dẫn đến điện thế bảo vệ không đảm bảo. Các đầu nối tiếp xúc điện kém, cáp điện đứt, chính lưu có sự cố... dẫn đến điện thế phân bố không đều, có vị trí không được bảo vệ, có vị trí đạt giá trị điện thế quá bảo vệ, kéo theo hiện tượng giải phóng hydro gây giòn kim loại và bong tróc lớp sơn phủ... [1]. Hậu quả là công trình không được bảo vệ như thiết kế, thậm chí có trường hợp điện thế của công trình tăng bất thường dẫn đến tốc độ ằn mòn kim loại có thể lớn hơn nhiều lần so với công trình không được bảo vệ cathode, gây thủng đường ống, bể chứa...

Theo các tài liệu của NACE RP 0169 [2] đang được áp dụng rộng rãi trên thế giới, việc kiểm tra tổng thể hệ

thống bảo vệ cathode phải được tiến hành định kỳ hàng năm. Đối với hệ thống cấp nguồn, các chi tiết dễ gặp sự cố như: công tắc đảo chiều dòng điện, các diode, các đầu nối, điện cực so sánh... cần được kiểm tra định kỳ 2 tháng/lần.

Bài báo giới thiệu các nghiên cứu, phân tích, đánh giá nguyên nhân gây hư hỏng, xuống cấp của hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng điện ngoài, chống ằn mòn cho đường ống ngầm dài 300m (gồm đường ống dẫn nước làm mát và đường ống hồi lưu nước làm mát). Hệ thống bảo vệ chống ằn mòn đã hoạt động trên 3 năm. Sau khi lắp đặt, hệ thống bảo vệ cathode làm việc hiệu quả, điện thế bảo vệ công trình được kiểm soát trong khoảng điện thế từ -0,85V/CSE đến -1,2V/CSE, đường ống ngầm được bảo vệ an toàn. Tuy nhiên, gần đây trong khu vực nhà máy có hiện tượng sụt lún đất nền, yêu cầu phải gia cố lại. Để cố định đường ống, dây cáp phủ kẽm đã được sử dụng để treo cố định đường ống thép vào hệ thống dầm thép phủ kẽm. Hệ thống dầm thép phủ kẽm được đặt cố định trên các trụ bê tông cốt thép. Việc gia cường đường ống ngầm bằng cách treo/tiếp xúc trực tiếp đường ống đang được bảo vệ cathode với hệ thống giá đỡ kim loại có nguy cơ ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả của hệ thống bảo vệ cathode, dẫn đến thay đổi dòng điện yêu cầu của hệ thống bảo vệ cathode.

Ngày nhận bài: 10/9/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 19/9/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 18/5/2019.

2. Điều kiện khảo sát, đánh giá

2.1. Đối tượng nghiên cứu, đánh giá

Hệ thống bảo vệ cathode gồm 1 biến áp chỉnh lưu đặt ngoài trời, công suất đầu ra 20V - 5A và 1 giếng anode gồm 4 anode MMO nhằm chống ăn mòn cho 2 đoạn đường ống dẫn nước làm mát (đường ống dẫn nước cấp và đường ống dẫn nước hồi lưu), có tổng chiều dài khoảng 300m. Biến áp chỉnh lưu sử dụng loại tự động điều chỉnh điện thế bảo vệ nằm trong khoảng -0,85V/CSE đến -1,2V/CSE. Hệ thống được lắp đặt 2 trạm kiểm tra (test post) để theo dõi, kiểm tra điện thế của công trình.

2.2. Kiểm tra điện thế bảo vệ

Điện thế bảo vệ của công trình được kiểm tra tại các trạm kiểm tra bằng cách đo điện thế công trình cần bảo vệ so với điện cực tham chiếu là sulfate đồng (copper sulfate electrode - CSE) ngay tại thời điểm ngắt mạch tức thời (điện thế Instant off - V_{off}).

Điện thế bảo vệ phân bố dọc theo toàn bộ tuyến ống được tiến hành sử dụng kỹ thuật đo phân bố điện thế (close interval survey potential - CISP), trên thiết bị GX Data logger và các đầu dò đo điện thế của MC Miller (Mỹ). Khoảng cách đo phân bố điện thế 1m/ 1 vị trí đo [3].

2.3. Đo chênh lệch điện thế

Để khảo sát đánh giá khả năng bong tróc lớp phủ của công trình ngầm, khảo sát sự chênh lệch điện thế của công trình (direct current voltage gradient - DCVG) đã được tiến hành đồng thời với phép đo phân bố điện thế CISP [4].

2.4. Kiểm tra dòng điện anode

Dòng điện anode được kiểm tra bằng cách sử dụng ampe kim. Dòng điện anode được xác định dòng điện tổng và dòng điện thành phần của từng anode MMO.

2.5. Kiểm tra hoạt động của biến áp - chỉnh lưu

Biến áp chỉnh lưu được kiểm tra mọi tiếp xúc điện, các chỉ số trên đồng hồ và kiểm tra chính xác của các giá trị đo điện thế và dòng điện đầu vào và đầu ra.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Điện thế bảo vệ của công trình

Kết quả kiểm tra điện thế bảo vệ của công trình trước và sau khi lắp đặt hệ thống giá đỡ ống được biểu diễn như trên Bảng 1.

Điện thế V_{on} là hiệu điện thế của công trình đang được bảo vệ cathode so với điện cực tham chiếu đặt gần đường ống. Điện thế V_{on} được xác định bằng Volke, giá trị hiển thị trên Volke (V_m) được biểu diễn như công thức (1) [5]:

$$V_m = V_{on} = V_p + IR \quad (1)$$

Trong đó:

V_p : Điện thế phân cực của công trình ngầm (điện thế bảo vệ);

IR: Điện thế rơi;

I: Cường độ dòng điện trong hệ thống;

R: Tổng điện trở tiếp xúc và điện trở đất... của hệ thống.

Do đó, để xác định chính xác điện thế bảo vệ của công trình ngầm (V_p) bằng Volke, cần phải giảm thiểu R_p bằng cách đặt điện cực so sánh sát đường ống hoặc ngắt nguồn điện ($I = 0$) và đo điện thế tức thời (V_{off}).

Các kết quả đo điện thế tại trạm kiểm tra đã cho thấy điện thế bảo vệ đường ống đều âm hơn -0,85V/CSE, thỏa mãn yêu cầu điện thế bảo vệ cho các đường ống ngầm [2].

Điện thế đo tại trạm kiểm tra cho phép phản ánh điện thế tại các vị trí đường ống tại vị trí đặt điện cực so sánh gần trạm kiểm tra, không phải điện thế bảo vệ của toàn bộ đường ống. Do đó, phương pháp khảo sát điện thế dọc theo đường ống ngầm đã được tiến hành để xác định kết quả điện thế phân bố dọc theo hệ thống đường ống ngầm.

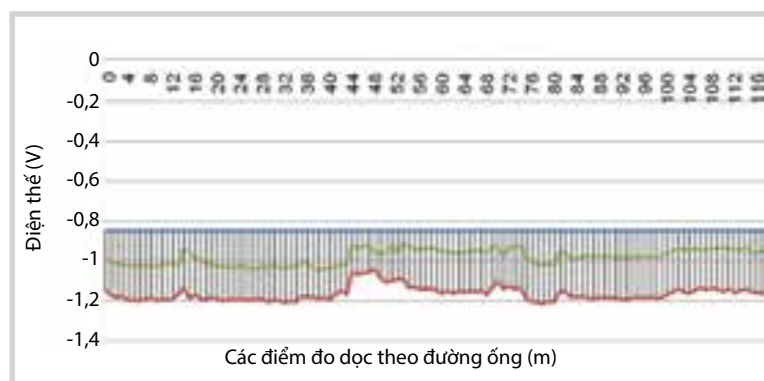
3.2. Kết quả khảo sát phân bố điện thế (CIPS)

Kết quả khảo sát sự phân bố điện thế V_{on} và V_{off} dọc theo đường ống được biểu diễn trên Hình 1 và 2.

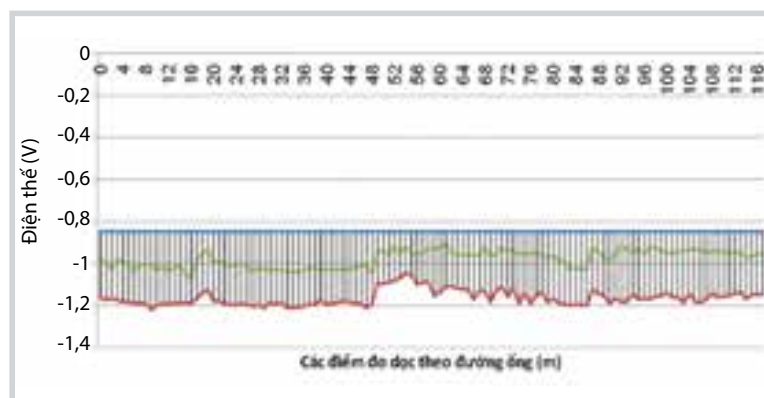
Các kết quả khảo sát phân bố điện thế dọc theo 2 đường ống dẫn nước làm mát và đường ống dẫn nước

Bảng 1. Điện thế V_{on} và V_{off} đo tại các trạm kiểm tra tại các thời điểm khác nhau

TT	Thời điểm khảo sát	Đường ống	Điện thế (mV/CSE)	
			V_{on}	V_{off}
1	5/2016	Đường ống dẫn nước làm mát	-1.197	-1.050
		Đường ống hồi lưu	-1.205	-1.037
2	10/2017	Đường ống dẫn nước làm mát	-1.495	-1.113
		Đường ống hồi lưu	-1.470	-1.117



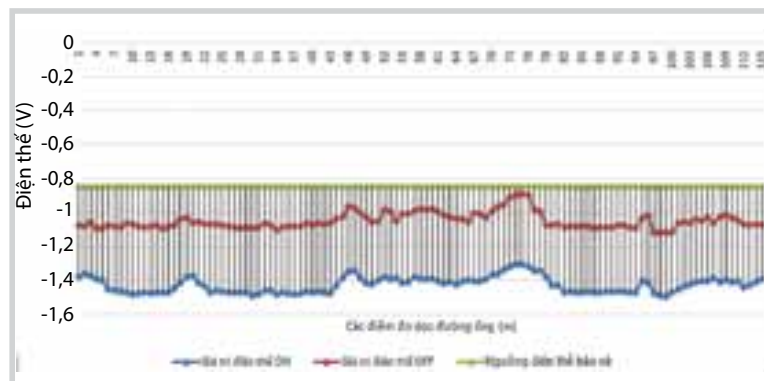
(a) Đường ống dẫn nước làm mát



(b) Đường ống hồi lưu nước làm mát

Hình 1. Điện thế phân bố dọc theo hệ thống đường ống ngầm khảo sát tháng 5/2016

(a) Đường ống dẫn nước làm mát



(b) Đường ống hồi lưu nước làm mát

Hình 2. Điện thế phân bố dọc theo hệ thống đường ống ngầm khảo sát tháng 10/2017

hồi lưu cho thấy biến thiên điện thế V_{on} và V_{off} gần như cách đều nhau chứng tỏ không có hiện tượng dòng điện dò hoặc bất thường của đường ống. Điện thế V_{off} của 2 đường ống tại thời điểm khảo sát đều nằm trong ngưỡng được bảo vệ (âm hơn $-0,85V/CSE$). Khoảng cách giữa điện thế V_{on} và V_{off} biểu thị giá trị điện thế rơi giữa điện cực tham chiếu và đường ống. Giá trị điện thế rơi tương ứng tại tháng 5/2016 là $0,15V$ và tại tháng 11/2017 là khoảng $0,3V$, khẳng định có sự thay đổi điện trở tiếp xúc hoặc/và điện trở đất hoặc dòng điện cathode áp đặt để bảo vệ đường ống.

3.3. Kết quả kiểm tra biến thiên điện thế (DCVG)

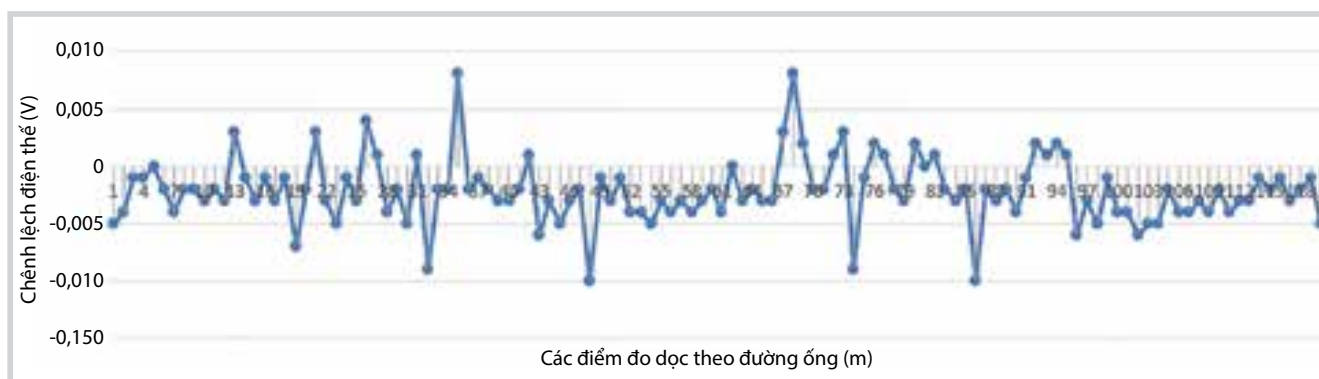
Để đánh giá hiện tượng bong tróc lớp phủ của đường ống ngầm đang được bảo vệ cathode, khảo sát sự chênh lệch điện thế đã được thực hiện như Hình 3.

Do điện thế bảo vệ cathode luôn được tự động khống chế trong khoảng điện thế an toàn, không có hiện tượng quá điện thế bảo vệ, do đó độ bám dính của lớp phủ gần như không bị ảnh hưởng. Vì vậy, kết quả khảo sát sự chênh lệch điện thế dọc theo đường ống dẫn nước làm mát và đường ống hồi lưu nước làm mát đều không đáng kể, giá trị chênh lệch điện thế $|\Delta E| < 0,01V$, chứng tỏ chưa xuất hiện hiện tượng hư hỏng, bong tróc lớp phủ.

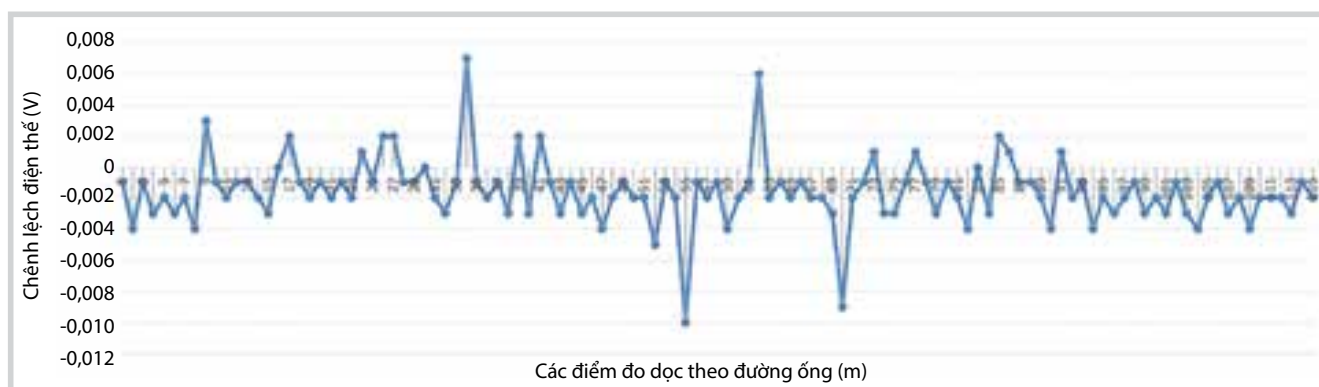
3.4. Dòng điện anode

Các kết quả khảo sát dòng điện anode thu được tại thời điểm trước và sau khi lắp đặt hệ thống giá đỡ đường ống được thể hiện trong Bảng 2.

Đối với điện thế bảo vệ đường ống, không thấy rõ sự khác biệt trước và sau khi lắp đặt hệ thống giá đỡ ống do biến áp chỉnh lưu tự động thay đổi điện thế áp đặt để có thể sinh ra dòng điện phù hợp cho phép điện thế đường ống luôn trong khoảng điện thế yêu cầu để bảo vệ an toàn và hiệu quả cho đường ống ngầm. Ngược lại, dòng điện anode đã có sự thay đổi đáng kể sau khi lắp hệ thống giá đỡ. Dòng điện yêu cầu tăng lên trên 5 lần so với dòng điện trước khi lắp đặt giá đỡ ống và có xu hướng tăng dần. Dòng điện tăng



(a) Đường ống dẫn nước làm mát



(b) Đường ống hồi lưu nước làm mát

Hình 3. Sự chênh lệch điện thế dọc theo đường ống nước làm mát

Bảng 2. Dòng điện của từng anode đơn và dòng điện anode tổng

TT	Thời điểm khảo sát	Dòng điện anode (mA)				
		A1	A2	A3	A4	Tổng
1	5/2016	0,18	0,27	0,24	0,26	0,95
2	10/2017	1,03	2,03	1,93	0,37	5,36

Bảng 3. Bảng khảo sát máy biến áp chỉnh lưu

Thời điểm khảo sát	Chỉnh lưu số	Nguồn thiết kế	AC Input		DC Output		Điện trở mạch ngoài (Ω)
			V (V)	I (A)	V (V)	I (A)	
5/2016	1	1 pha	228	0,106	1,2	0,94	1,277
10/2017	1	1 pha	230	0,102	1,89	5,45	0,347

chỉ có thể do diện tích cần bảo vệ tăng lên, hiện tượng bong tróc lớp phủ gần như không đáng kể, do đó có khả năng do hệ thống giá đỡ tiếp xúc điện với đường ống và diện tích yêu cầu được bảo vệ lúc này gồm các đường ống ngầm và toàn bộ hệ thống giá đỡ tiếp xúc điện với đường ống. Dòng điện anode tăng đột biến dẫn đến các nguy cơ:

- Dòng điện tăng vượt xa so với thiết kế gây vượt ngưỡng làm việc của biến áp chỉnh lưu.
- Dòng anode phát quá lớn có thể dẫn đến hiện tượng giảm tuổi thọ của anode so với thiết kế.
- Theo thời gian, khi diện tích yêu cầu bảo vệ tăng

cao (do lớp phủ xuống cấp, hoặc diện tích giá đỡ tiếp xúc điện với đường ống tăng thêm...), dòng điện cực đại do biến áp chỉnh lưu cung cấp không đáp ứng được yêu cầu, lớp kẽm trên bề mặt giá đỡ sẽ đóng vai trò anode hy sinh để bảo vệ chống ăn mòn cho đường ống, gây giảm tuổi thọ của hệ thống giá đỡ.

Các nguy cơ trên có thể gây ra các sự cố khó lường, ảnh hưởng đến an toàn vận hành của hệ thống.

3.5. Đánh giá hiệu quả làm việc của biến áp chỉnh lưu

Biến áp chỉnh lưu được kiểm tra trực quan vẫn trong tình trạng làm việc tốt, tuy nhiên giá trị dòng điện đầu ra ở trạng thái quá tải, dòng điện vượt ngưỡng (5A) của biến

áp chỉnh lưu. Bảng 3 biểu diễn kết quả đo dòng điện và điện thế đầu vào và đầu ra của biến áp chỉnh lưu.

3.6. Thảo luận

Hệ thống bảo vệ cathode chống ăn mòn cho đường ống dẫn nước làm mát được thiết kế cho phép kiểm soát điện thế bảo vệ công trình một cách tự động. Do đó, khi hệ thống vận hành, biến áp chỉnh lưu sẽ tự động điều chỉnh dòng điện cung cấp để điện thế bảo vệ tại các trạm kiểm tra luôn nằm trong giới hạn điện thế bảo vệ cho phép. Do đó, kết quả khảo sát điện thế dọc theo hệ thống đường ống (CIPS) cho giá trị phân bố điện thế tương đối đồng nhất, điện thế bảo vệ nằm trong khoảng giới hạn điện thế bảo vệ theo tiêu chuẩn (-1,2V/CSE đến -0,85V/CSE).

Do việc khống chế, kiểm soát điện thế bảo vệ của đường ống nên không xảy ra hiện tượng quá thế, do đó không xảy ra hiện tượng bong tróc cathode. Kết quả khảo sát chênh lệch điện thế dọc theo đường ống tại mỗi khoảng cách khảo sát 1m cho thấy điện thế chênh lệch gần như không đáng kể, chưa phát hiện được tín hiệu bất thường chứng tỏ lớp sơn phủ trên đường ống chưa bị hư hỏng, bong tróc.

Kể từ khi lắp đặt hệ thống giá đỡ đường ống, biến áp chỉnh lưu có dòng điện đầu ra tăng bất thường từ 0,94A lên 5,45A và vượt ngưỡng vận hành của biến áp chỉnh lưu. Để phân tích và xác định nguyên nhân dòng điện tăng bất thường, dòng điện đầu ra (i) của biến áp chỉnh lưu được có giá trị tính theo công thức sau:

$$i = I \times S \quad (2)$$

Trong đó:

i: Cường độ dòng điện bảo vệ cathode (A);

I: Mật độ dòng điện bảo vệ cathode (A/m²);

S: Diện tích cần bảo vệ (m²).

Điện thế bảo vệ của đường ống vẫn trong ngưỡng bảo vệ cho phép dự đoán mật độ dòng điện yêu cầu (I) không thay đổi đáng kể so với giai đoạn trước và cũng không phát hiện hiện tượng bong tróc, hư hỏng bất thường lớp sơn phủ trên đường ống. Do đó, việc tăng đột biến cường độ dòng điện (i) đầu ra của biến áp chỉnh lưu sau khi lắp đặt hệ thống giá đỡ anode chủ yếu do sự tiếp xúc trực tiếp của giá đỡ với đường ống gây tăng diện tích (S) cần bảo vệ. Việc tăng đột biến dòng điện yêu cầu nếu không có biện pháp khắc phục kịp thời sẽ có nguy cơ hư hỏng, cháy nổ..., biến áp chỉnh lưu khi vận hành liên tục trong điều kiện quá tải và xuống cấp điện cực anode trở dẫn đến giảm tuổi thọ anode. Hệ thống bảo vệ cathode

có nguy cơ hoạt động không hiệu quả, đường ống không được bảo vệ an toàn.

Để khắc phục sự cố dòng điện yêu cầu tăng vượt ngưỡng, có thể áp dụng biện pháp sau:

- Cách điện toàn bộ đường ống với hệ thống giá đỡ sẽ khắc phục được nguyên nhân gây ra sự cố. Tuy nhiên, cần phải đào toàn bộ hệ thống ngầm, thay thế hoặc cách ly đường ống với hệ thống giá đỡ bằng các vật liệu bền môi trường và có khả năng cách điện, chi phí rất lớn. Hệ thống bảo vệ cathode làm việc trong điều kiện quá tải, có thể đã bị hỏng, xuống cấp nên ngay cả khi xử lý cách điện hệ thống giá đỡ và đường ống vẫn có thể không đáp ứng yêu cầu như thiết kế ban đầu.

- Lắp đặt bổ sung hệ thống bảo vệ cathode giúp bảo vệ cả đường ống và hệ thống giá đỡ. Biện pháp này được đề xuất sử dụng, có thể bảo vệ an toàn cho công trình ngầm.

Trên cơ sở các kết quả khảo sát đánh giá cho thấy việc cải hoán, thay đổi kết cấu kim loại của các công trình ngầm đang được bảo vệ cathode cần được cân nhắc đến yêu cầu kỹ thuật, tránh ảnh hưởng đến hiệu quả làm việc của hệ thống bảo vệ cathode và tránh ảnh hưởng của hệ thống bảo vệ cathode đến các công trình phụ cận.

4. Kết luận

Hệ thống bảo vệ cathode kết hợp với sơn phủ bảo vệ an toàn cho đường ống ngầm trong trường hợp hệ thống hoạt động hiệu quả. Kết quả khảo sát hệ thống bảo vệ cathode sử dụng chống ăn mòn cho các đường ống dẫn nước làm mát được đề cập trong bài báo đang trong tình trạng hoạt động không an toàn. Việc lắp đặt thêm hệ thống giá đỡ bằng thép nhúng kẽm tiếp xúc trực tiếp với đường ống ngầm, đồng nghĩa với việc thay đổi diện tích cần bảo vệ của hệ thống bảo vệ cathode dẫn đến công suất của biến áp chỉnh lưu không còn được đáp ứng.

Do đó, hệ thống bảo vệ cathode cần được sớm thiết kế lại trên cơ sở các dữ liệu thực tế và thay thế/bổ sung biến áp chỉnh lưu để có thể cung cấp dòng điện lớn hơn, đáp ứng yêu cầu vừa bảo vệ chống ăn mòn cho đường ống, vừa chống ăn mòn cho hệ thống giá đỡ.

Các kết quả đánh giá đã cho thấy, việc kiểm tra điện thế tại các trạm kiểm tra là cần thiết nhưng chưa đủ để đánh giá hiệu quả bảo vệ của hệ thống bảo vệ cathode. Việc khảo sát định kỳ tổng thể cho phép đảm bảo hệ thống bảo vệ cathode làm việc hiệu quả, công trình ngầm được bảo vệ an toàn. Việc lắp đặt thêm các hệ thống bằng kim

loại kết nối, tiếp xúc điện với các công trình ngầm đang được bảo vệ cathode cần cân nhắc thận trọng không làm ảnh hưởng đến hệ thống bảo vệ cathode và tăng nguy cơ ăn mòn đối với các công trình ngầm.

Tài liệu tham khảo

1. A.W.Peabody. *Peabody's control of pipeline corrosion (2nd edition)*. NACE International the Corrosion Society. 2001.

2. NACE. *Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems*. 1983.

3. M.C.Miller Co., Inc. *CIS training manual - Gx version*.

4. M.C.Miller Co., Inc. *DCVG Training Manual - Gx version*.

5. Phan Công Thành, Phạm Ngọc Hiệu, Trương Quang Trường, Nguyễn Thị Lê Hiền. *Đánh giá hệ thống bảo vệ cathode cho các công trình ngầm bằng kỹ thuật CIS và DCVG*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 4: trang 45 - 50.

ROOT CAUSE OF DEGRADATION OF ICCP SYSTEM AGAINST CORROSION FOR COOLING WATER PIPELINES

Nguyen Thi Le Hien, Pham Vu Dung, Ngo Ngoc Thuong, Pham Thi Huong

Vietnam Petroleum Institute

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Summary

The impressed current cathodic protection (ICCP) combined with coating has been designed and installed to protect underground cooling water pipelines against corrosion. In order to prevent sagging, the pipelines are supported by zinc galvanised steel racking system.

This paper presents the results of the survey finding the root causes of damage and the impact of the racking system on the performance of the cathodic protection system. From these results, recommendations have been made regarding measures to assure the safe and efficient operation of the cooling water pipelines.

Key words: Cathode, anode, impressed current, protection against corrosion, close interval potential survey (CIPS), direct current voltage gradient (DCVG).

KẾ HOẠCH ỨNG PHÓ TÌNH HUỐNG CƠ BẢN CẤP QUỐC GIA SỰ CỐ CHÁY NỔ GIÀN KHOAN VÀ ĐƯỜNG ỐNG DẪN DẦU, KHÍ

Phạm Minh Đức, Trương Hoàng Nam

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ducpm.cpse@vpi.pvn.vn; namth.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cơ bản cấp quốc gia sự cố cháy nổ giàn khoan, đường ống dẫn dầu, khí được xây dựng đáp ứng các yêu cầu pháp luật hiện hành về an toàn cho công trình dầu khí, áp dụng cho các hoạt động, phương tiện và con người của các công trình dầu khí gồm giàn khoan dầu khí ngoài khơi và hệ thống đường ống dẫn dầu, khí thuộc phạm vi quản lý của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex).

Kế hoạch cung cấp các hướng dẫn cần thiết để ứng phó tình huống khẩn cấp ở cấp độ quốc gia khi có sự cố xảy ra, góp phần củng cố hệ thống quản lý khẩn cấp, giảm thiểu tổn thất khi có phát sinh sự cố.

Từ khóa: Ứng cứu khẩn cấp, sự cố cháy nổ, giàn khoan, đường ống dẫn dầu khí.

1. Giới thiệu

Việc xây dựng kế hoạch ứng cứu khẩn cấp, đồng thời duy trì hệ thống ứng cứu khẩn cấp là yêu cầu mang tính pháp lý được quy định rõ trong Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 của Thủ tướng Chính phủ về Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [1]. Theo đó, các tình huống sự cố khẩn cấp do nguyên nhân trên công trình dầu khí như: Giàn khoan khai thác (gồm tàu khoan), hệ thống đường ống sẽ được nhận diện, đánh giá hậu quả và khả năng leo thang sự cố để xác định biện pháp kiểm soát tình huống khẩn cấp tương ứng với mức độ ảnh hưởng.

Các kế hoạch ứng phó khẩn cấp được các đơn vị cơ sở xây dựng chủ yếu để ứng phó với các sự cố xảy ra ở mức độ nhỏ. Đối với các sự cố cháy nổ xảy ra ở quy mô lớn, mức độ thiệt hại cao, công tác ứng cứu phức tạp hơn rất nhiều do phải có sự chỉ huy, chỉ đạo thống nhất từ Trung ương đến địa phương. Vì vậy, việc xây dựng và ban hành “Kế hoạch ứng phó tình huống cơ bản cấp quốc gia sự cố cháy nổ giàn khoan, đường ống dẫn dầu khí” sẽ giúp triển khai ứng cứu hiệu quả và đồng bộ khi có sự cố xảy ra.

Kế hoạch được triển khai ở cấp độ quốc gia với sự tham gia phối hợp ứng phó tình huống khẩn cấp của Bộ Công Thương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (chủ công trình), cơ quan địa phương (đơn vị phối

hợp), Ủy ban Quốc gia Ứng phó Sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn (cơ quan chỉ đạo ứng cứu khẩn cấp cấp quốc gia) và các nguồn lực bên ngoài liên quan khác.

Quá trình thu thập thông tin, khảo sát, điều tra, phỏng vấn tại các đơn vị, địa phương có hoạt động dầu khí và các đơn vị liên quan đến hoạt động ứng cứu khẩn cấp sự cố được nhóm tác giả Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện nhằm đánh giá công tác quản lý ứng phó sự cố khẩn cấp; các nguồn lực hiện có của đơn vị (tàu thuyền, con người, trang thiết bị...); ghi nhận ý kiến đề xuất của các đơn vị được khảo sát. Đây là cơ sở cho việc thiết lập các yêu cầu đảm bảo hoàn thiện hệ thống kiểm soát sự cố, kiện toàn các nguồn lực phục vụ công tác triển khai ứng cứu phù hợp với tình hình thực tế, trong đó có quy trình ứng cứu cho tình huống cháy lớn điển hình có mối nguy hiểm cao nhất.

2. Các mối nguy gây ra cháy nổ từ công trình, giàn khoan và đường ống dẫn dầu khí

Các kịch bản ứng cứu khẩn cấp được kết hợp chặt chẽ với kết quả phân tích rủi ro, các yêu cầu về công tác tổ chức các lực lượng ứng cứu tại chỗ, các lực lượng phối hợp, hỗ trợ, chỉ đạo và các nguồn lực ứng phó theo từng cấp độ sự cố.

Bảng 1 và 2 trình bày các sự cố có thể xảy ra các tình huống khẩn cấp dựa trên kết quả nhận diện mối nguy và đánh giá rủi ro về cháy nổ trên giàn khoan, đường ống dẫn dầu, khí.

Bảng 1. Một số mối nguy chính trên giàn khoan

TT	Mối nguy	Nguyên nhân
1	Rò rỉ dầu hoặc/và khí	Phun trào trong quá trình khoan/khai thác
		Phun trào dưới đáy biển
		Rò rỉ khí thử vỉa
		Rò rỉ trong hệ thống công nghệ
		Rò rỉ khí độc (H ₂ S, CO ₂) từ giếng/hệ thống công nghệ
2	Tràn dầu/hóa chất và bắt cháy	Tràn đổ dầu ra biển do công nghệ/lỗi vận hành
		Tràn đổ hóa chất bắt cháy
3	Cháy nổ	Bắt cháy hydrocarbon (HC) phun trào trong quá trình khoan/khai thác
		Bắt cháy HC phun trào dưới đáy biển
		Bắt cháy HC rò rỉ khí thử vỉa
		Bắt cháy HC rò rỉ trong hệ thống công nghệ
		Cháy/nổ hệ thống phụ trợ
		Cháy khu nhà ở
4	Mất kiểm soát giếng	Mất kiểm soát giếng
		Bắt cháy khí thử vỉa
5	Hoạt động cầu	Lỗi thiết bị/vận hành
6	Tai nạn nghề nghiệp	Tai nạn nghề nghiệp
		Bệnh tật
7	Người rơi xuống biển	Người rơi xuống biển khi làm việc
8	Tai nạn lặn	Tai nạn khi lặn
9	Mất cân bằng	Hư hỏng cấu trúc
		Hư hỏng hệ thống nước dẫn/cân bằng
10	Dịch chuyển vị trí	Dịch chuyển trong khi khoan, sửa giếng
11	Phóng xạ	Thiếu hoặc nơi tồn chứa nguồn phóng xạ không đảm bảo an toàn
		Va đâm tàu thuyền trong tuyến hàng hải
12	Va đâm tàu thuyền	Tàu thuyền trôi dạt va đâm
		Va đâm với tàu dịch vụ
		Tai nạn trực thăng trong quá trình đáp xuống giàn
13	Tai nạn trực thăng	Tai nạn trực thăng rơi gần giàn
		Khủng bố/tàu nước ngoài
14	Khủng bố/tàu nước ngoài	Khủng bố, phá hoại, tàu nước ngoài đi vào khu vực mở
15	Thiên tai (bão, sóng thần...)	Điều kiện thời tiết
16	Di tản	Tai nạn khi di tản rời giàn

3. Nội dung chính của Kế hoạch

3.1. Phân cấp ứng phó, tổ chức nguồn lực ứng phó, phân công trách nhiệm

3.1.1. Phân cấp ứng phó

Việc tổ chức thực hiện ứng phó được tiến hành ở 3 cấp độ như Bảng 3 [2].

3.1.2. Trách nhiệm ứng phó

Kế hoạch mô tả chi tiết trách nhiệm, nhiệm vụ và các hành động cần thiết của các bên liên quan phù hợp theo biện pháp tổ chức ứng phó sự cố cấp quốc gia. Theo đó, các lực lượng tham gia và phối hợp gồm có:

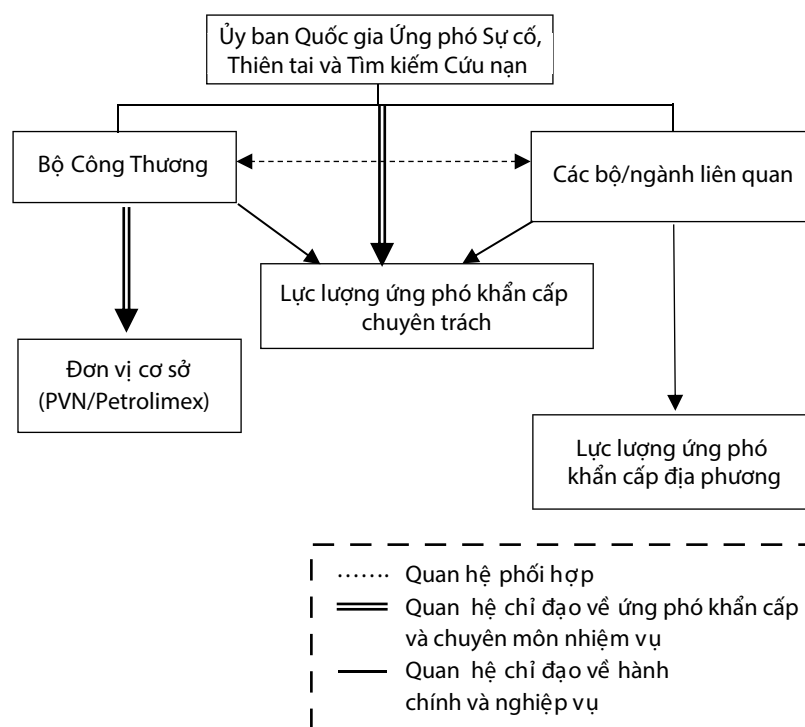
- Nhà thầu/đơn vị quản lý giàn khoan;
- Bộ Công Thương;
- Các nhà thầu dầu khí;
- Ủy ban Quốc gia Ứng phó Sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn;
- Bộ Công an;
- Bộ Quốc phòng;
- Bộ Tài nguyên và Môi trường;
- Bộ Giao thông Vận tải;
- Các trung tâm ứng phó sự cố tràn dầu khu vực;
- Bộ Y tế;
- Giám đốc các trung tâm ứng phó sự cố tràn dầu các khu vực;
- Giám đốc Trung tâm Ứng cứu Quốc gia về Phòng cháy chữa cháy và Cứu hộ cứu nạn - Bộ Công an;
- Chủ tịch ủy ban nhân dân các tỉnh có công trình;
- Các lực lượng địa phương.

Bảng 2. Các nguy cơ và nguyên nhân dẫn đến sự cố cháy nổ đường ống dẫn dầu, khí

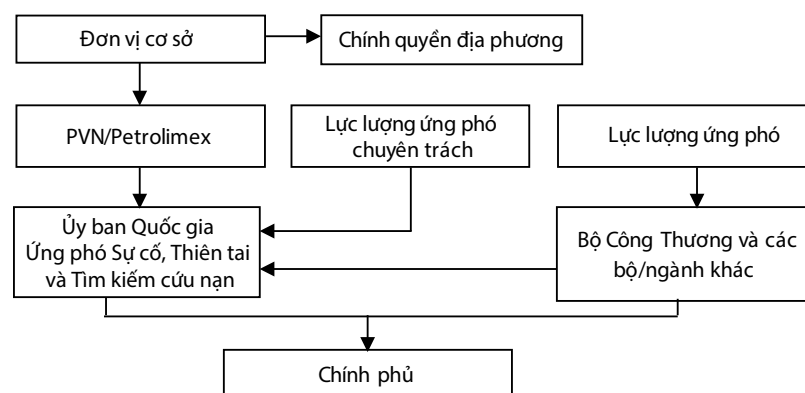
Loại hư hỏng	Mô tả	Các nguyên nhân chủ yếu
Khiếm khuyết vật liệu: Khiếm khuyết trong quá trình xây dựng và lắp đặt	Khiếm khuyết vật liệu	- Lựa chọn vật liệu chế tạo không phù hợp; - Dùng vật liệu không đúng; - Các lỗi trong quá trình xây dựng.
	Các khuyết tật mối hàn	- Lựa chọn vật liệu hàn không phù hợp, dùng vật liệu hàn không đúng; - Sai phạm kỹ thuật hàn, thao tác hàn không đúng quy trình.
Ăn mòn: Hao mòn vật liệu vượt mức cho phép trong quá trình vận hành	Ăn mòn bên trong	- Ăn mòn do CO ₂ ; - Rạn nứt do: H ₂ S, ứng suất hydro (HPIC), ăn mòn ứng suất sulfur (SSC), ứng suất hydro cục bộ (SOHIC); - Ăn mòn do vi sinh vật (Microbiological Influenced Corrosion - MIC); - Ăn mòn dạng rãnh hoặc mảng do chất lỏng hoặc đường ống đa pha, thường thấy trong các đường ống dẫn khí ướt/condensate.
	Ăn mòn bên ngoài	- Hao mòn lớp phủ bảo vệ hoặc ăn mòn anodes
	Mài mòn bên trong	- Tồn tại các hạt rắn (cát) trong dòng lỏng.
Tác động: Tác động bên ngoài gây ra hư hỏng trong quá trình vận hành	Tác động từ các tàu đi ngang	- Do sự cố rơi neo hoặc dây neo của tàu thuyền; - Do quá trình rê kéo di chuyển neo; Tàu bè bị chệch hướng.
	Tác động do hoạt động đào bới của bên thứ 3 và các hoạt động xây dựng khác	- Đào rãnh đặt các đường ống khác; - Lắp đặt cáp thông tin biển giao cắt qua đường ống.
	Kéo lưới	- Hoạt động rà kéo lưới từ tàu cá.
	Đánh bắt cá bằng thuốc nổ	- Sóng xung kích do chất nổ tạo thành dưới nước.
	Hoạt động khai thác phế liệu kim loại dưới đáy biển (dùng thuốc nổ)	- Sóng xung kích do chất nổ tạo thành dưới nước.
	Diễn tập hải quân	- Đạn súng, phao.
	Do cháy lan từ bên ngoài	- Cháy cỏ, các hoạt động sinh lửa từ dân cư xung quanh tuyến ống (cháy nhà, hàn cắt, nấu ăn...).
Hiểm họa tự nhiên: Hiểm họa tự nhiên gây hư hỏng trong quá trình vận hành	Phá hoại	- Khủng bố, vi phạm nội quy an toàn phòng cháy chữa cháy.
	Tác động của môi trường vượt quá mức	- Sự kết hợp tác động của sóng và các dòng nước, gây ra hiện tượng xói lở và đoạn ống treo; - Hoạt động động đất dưới đáy biển, gây cong vênh và hư hỏng đường ống.
Khác: Các sai hỏng khác trong quá trình vận hành	Quá áp bên trong	- Sai hỏng liên quan đến vận hành (như hư hỏng thiết bị); - Lỗi vận hành viên do sai sót trong thiết lập chế độ kiểm soát hoặc giá trị của các thông số vận hành.
	Đoạn ống treo (ngoài khơi)	- Chiều dài đoạn ống treo vượt quá giới hạn chiều dài cho phép.

Bảng 3. Phân cấp ứng cứu theo cấp độ tình huống khẩn cấp

Tình huống Phân loại	Tình huống khác thường	Tình huống khẩn cấp	Tình huống đặc biệt nghiêm trọng/Thảm họa
Cấp I	→		
Cấp II		→	
Cấp III			→
Cơ quan tác nghiệp	Đơn vị cơ sở tự xử lý	PVN chỉ đạo Đơn vị cơ sở chỉ huy ứng phó và phối hợp với lực lượng sẵn có tại khu vực	Ủy ban Quốc gia Ứng phó Sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn PVN chỉ huy ứng phó



Hình 1. Mô hình chỉ đạo ứng cứu tình huống sự cố khẩn cấp



Hình 2. Quy trình thông báo, báo cáo tình huống khẩn cấp

3.1.3. Tổ chức công tác quản lý tình huống khẩn cấp

Hệ thống quản lý sự cố khẩn cấp cháy nổ giàn khoan cấp quốc gia được chỉ đạo bởi Ủy ban Quốc gia Ứng phó Sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn. Các cơ quan chịu trách nhiệm chỉ huy gồm Bộ Công Thương (chủ trì) với sự phối hợp của Bộ Quốc phòng, Bộ Công an, Bộ Giao thông Vận tải.

Cơ cấu tổ chức ứng phó các sự cố cháy nổ giàn khoan/đường ống dẫn dầu, khí cấp quốc gia được thể hiện trong Hình 1.

Quá trình triển khai công tác ứng cứu huy động các nguồn lực tại chỗ, các lực lượng nội bộ cơ sở và bên ngoài. Tùy theo mức độ và đánh giá diễn biến của sự cố, các nguồn lực cần thiết để đảm bảo cho công tác ứng cứu sự cố cấp quốc gia được xác định. Tài liệu cũng đã nêu rõ yêu cầu về công tác xây dựng lực lượng ngay tại các đơn vị cơ sở và đảm bảo các phương tiện chủ yếu cho công tác ứng phó sự cố cháy nổ của các

đơn vị cơ sở/địa phương và Trung ương. Đồng thời, công tác đảm bảo thông tin liên lạc giữa các đội nhóm, các vấn đề kỹ thuật chuyên ngành và cơ sở vật chất hậu cần đáp ứng các yêu cầu cho triển khai ứng cứu tình huống khẩn cấp cũng được nhấn mạnh.

3.1.4. Thông báo và báo cáo

Về mặt kiểm soát thông tin, tài liệu quy định cụ thể trách nhiệm báo cáo khi có tình huống khẩn cấp về cháy nổ tại các công trình dầu khí. Cụ thể, khi có tình huống khẩn cấp về cháy nổ tại các công trình dầu khí, các nhà thầu dầu khí báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và một trong các cơ quan sau:

- Cảng vụ hàng hải gần nhất;
- Chính quyền địa phương nơi gần nhất;
- Các đài thông tin duyên hải Việt Nam để chuyển tiếp thông tin về cơ quan chủ trì ứng phó hoặc cơ quan cứu hộ, cứu nạn [3];
- Trung tâm Phối hợp Tìm kiếm Cứu nạn Hàng hải khu vực [3];
- Cảnh sát Phòng cháy Chữa cháy và Cứu hộ Cứu nạn;
- Các đơn vị hải quân, biên phòng, cảnh sát biển, cảnh sát giao thông đường thủy;
- Sở Lao động - Thương binh và Xã hội;
- Trung tâm Ứng phó Sự cố Tràn dầu khu vực;
- Sở Tài nguyên và Môi trường.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổng hợp tình hình hoạt động ứng phó tình huống khẩn cấp của đơn vị cơ sở và thực hiện báo cáo và/hoặc xin chỉ đạo và hỗ trợ ứng phó tình huống khẩn cấp từ Chính phủ thông qua Ủy ban Quốc gia Ứng phó Sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn và các bộ/ngành liên quan theo quy trình (Hình 2).

3.1.5. Huấn luyện và diễn tập

Công tác huấn luyện và diễn tập tham chiếu thực hiện các yêu cầu tại Điều 7 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 [1]. Các tổ chức, đơn vị cơ sở thực hiện diễn tập thực tế theo kế hoạch riêng (tần suất không ít hơn 1 năm/lần), thông báo trước và báo cáo kết quả thực hiện để phối hợp, giám sát.

3.2. Tình huống giả định cháy nổ giàn khoan, đường ống cấp quốc gia

3.2.1. Tình huống cháy nổ giàn khoan

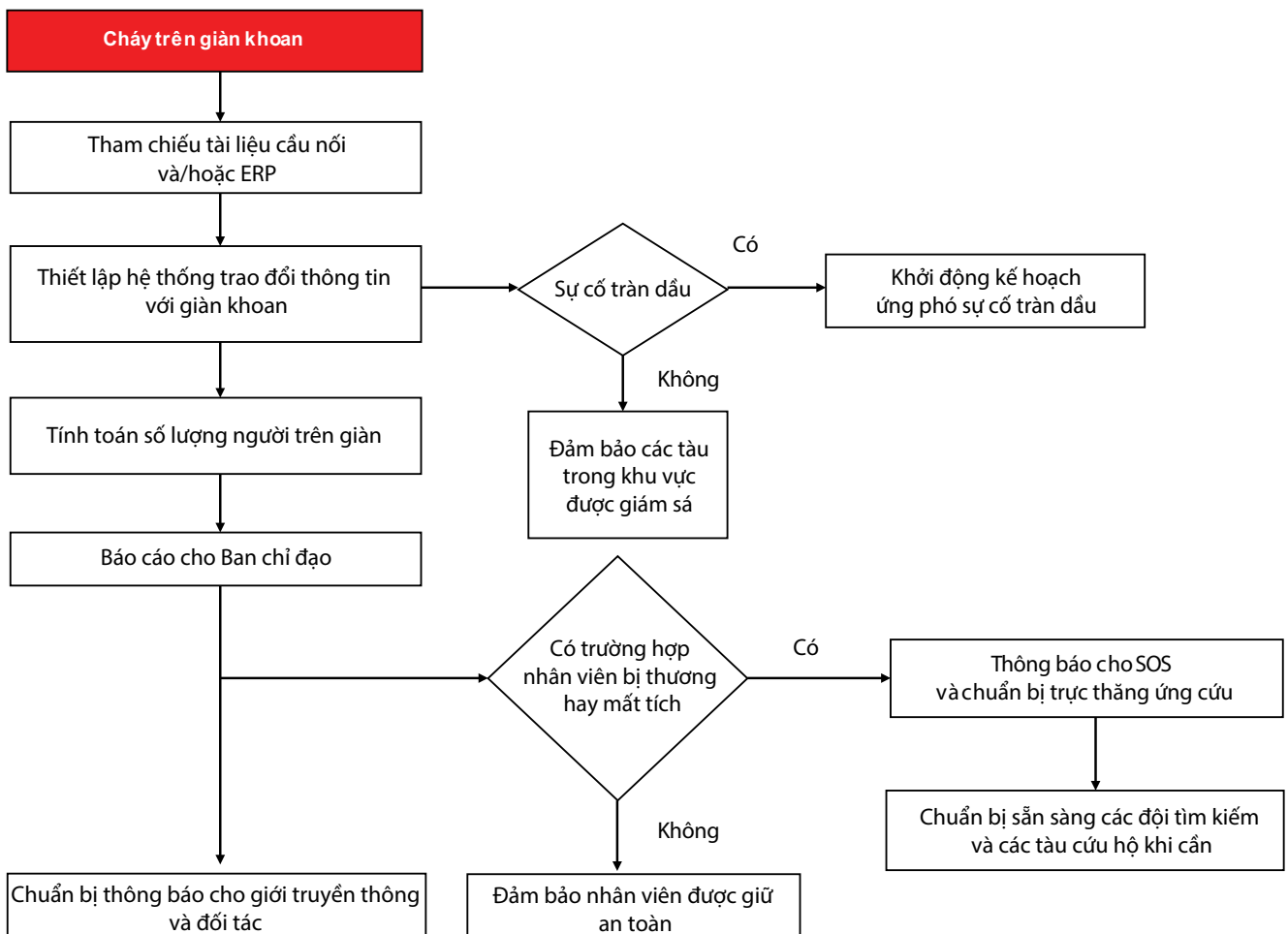
Quy trình mẫu cháy nổ giàn khoan (Hình 3) xây dựng cho tình huống giả định cháy nổ ở mức độ nghiêm trọng cao nhất theo kết quả nhận diện và đánh giá hậu quả của các nguy cơ xảy ra cháy nổ trên công trình. Nội dung diễn tập ứng cứu tình huống tương ứng được trình bày chi tiết, trong đó nêu rõ mục tiêu, đối tượng liên quan và các hành động ứng phó sự cố cần thực hiện.

Ngoài ra, 2 tình huống cháy lớn và quy trình ứng phó được trình bày chi tiết trong Kế hoạch gồm: ứng phó sự cố khẩn cấp tình huống rò rỉ khí đường ống Nam Côn Sơn trên biển tại khu vực KP.75; ứng phó sự cố khẩn cấp tình huống cháy lớn xảy ra tại cụm van đầu vào UV-6005 của Trung tâm Phân phối khí Cà Mau (GDC).

4. Kết luận

Với đặc điểm và tính chất dễ cháy nổ trong lĩnh vực dầu khí, tai nạn sự cố trên các giàn khoan khai thác và hệ thống đường ống dẫn dầu, khí áp suất cao có khả năng gây ra các thảm họa rất lớn. Vì vậy, cần lưu ý các vấn đề sau:

- Tích cực phòng ngừa, chủ động xây dựng kế hoạch đầu tư trang thiết bị, các phương án hợp đồng để sẵn sàng ứng phó khi xảy ra sự cố cháy nổ giàn khoan, đường ống dẫn dầu, khí.
- Huy động mọi nguồn lực để nâng cao hiệu quả ứng phó sự cố cháy nổ giàn khoan, đường ống dẫn dầu, khí, ứng cứu kịp thời, ưu tiên cứu người bị nạn và bảo vệ



Hình 3. Quy trình ứng phó cho tình huống giả định cháy nổ trên giàn khoan cấp quốc gia

môi trường, hạn chế đến mức thấp nhất về người, khắc phục hậu quả nhanh, chính xác không để lan rộng.

- Tổ chức tiếp nhận, xử lý thông tin sự cố cháy nổ giàn khoan, đường ống dẫn dầu, khí kịp thời; ưu tiên bảo đảm thông tin cho hoạt động ứng phó, báo cáo kịp thời đến cấp có thẩm quyền khi vượt khả năng ứng phó.

- Chủ động ứng phó gần nguồn cháy nổ để ngăn chặn, hạn chế dầu, khí rò rỉ, phát tán ra môi trường. Giám sát chặt chẽ nguy cơ lan tỏa dầu, khí vào đường bờ để xác định thứ tự ưu tiên và tiến hành các biện pháp bảo vệ các khu vực ưu tiên bảo vệ.

Tài liệu tham khảo

1. Thủ tướng Chính phủ. *Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí*. Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg. 20/1/2015
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp*. 2015.
3. Bộ Giao thông Vận tải. *Sổ tay tìm kiếm cứu nạn hàng hải và hàng không quốc tế*. 2015.

NATIONAL EMERGENCY RESPONSE PLAN FOR RIG AND PIPELINE FIRE AND EXPLOSION INCIDENTS

Pham Minh Duc, Truong Hoang Nam

Vietnam Petroleum Institute

Email: ducpm.cpse@vpi.pvn.vn; namth.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

The National Emergency Response Plan for Rig and Pipeline Fire & Explosion Incidents was prepared in accordance with existing legal requirements on safety for oil and gas installations. This document is applied for activities, facilities and personnel on the oil and gas installations, which include offshore rigs and oil and gas transportation pipelines under the management of the Vietnam Oil and Gas Group (PVN) and the Vietnam National Petroleum Group (Petrolimex).

The plan provides essential guidelines on emergency response at national level against offshore accidents for consolidating the Incident Control System, mitigating loss and damage in case of a dangerous event.

Key words: Emergency Response, fire & explosion incidents, rig, oil and gas transportation pipelines.

CÁC TIẾN BỘ KỸ THUẬT - CÔNG NGHỆ MỚI SỬ DỤNG TRONG CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ BIỂN

Nhiều công trình nghiên cứu, sản phẩm công nghệ mới nhất đã được trình bày tại Hội thảo kỷ niệm 50 năm triển lãm các thành tựu công nghệ dầu khí biển tổ chức tại NRG Park, Houston, Mỹ từ ngày 6 - 9/5/2019. Trong đó, các tiến bộ trong công nghệ địa vật lý giếng khoan đã giúp chính xác hóa vị trí giếng khoan, đánh giá chất lượng các thành tạo liên kề, xác định các vỉa chứa mục tiêu... từ đó nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

Công nghệ địa vật lý giếng khoan

Địa vật lý giếng khoan (logging, carota, diagraphy...) được sử dụng để nghiên cứu cấu trúc, trạng thái lòng giếng khoan; thành phần thạch học cũng như tính chất lý - hóa của các lớp đất đá giếng cắt ngang qua, các chất lưu chứa trong các lỗ hổng của đá... nằm lân cận lòng giếng; phục vụ công tác phát triển và khai thác mỏ dầu khí, gồm nhiều phương pháp thông qua phản ứng của môi trường địa chất đối với các trường vật lý đưa vào lòng giếng. Các phương pháp này được cải tiến liên tục để nâng cao độ chính xác của các phép đo.

Halliburton cho biết EarthStar™ có thể phát hiện, vẽ bản đồ tầng chứa và các biên của các chất lưu (dầu, khí, nước) nằm cách giếng khoan 225ft (68m), xa gấp đôi so với các hệ thống thiết bị đo log hiện có. Đây là một tổ hợp các phép đo điện trở suất vùng xa/sâu (deep-reading resistivity measurements), độ nhạy phương vị (azimuthal sensitivity) và xử lý ngược hiện đại giúp xác định hướng phát triển của các lớp trong thành tạo chứa dầu khí cùng thành phần và điện trở của các chất lưu trong thành tạo (formation) đó. Halliburton cũng cung cấp các hình ảnh 3D được dùng kết hợp với phần mềm geosteering (phần mềm khoan định hướng sử dụng cảm biến địa tầng) thời gian thực nhằm

tối ưu hóa vị trí đặt giếng thăm dò - khai thác tiếp theo. Thông tin điện trở suất vùng xa có thể dùng để vẽ bản đồ các túi dầu khí nằm dọc theo lòng giếng nhằm xác định các vùng chứa sản phẩm có giá trị lớn bị cô lập (bypassed pay), bỏ sót trong quá trình khai thác do bị nước vỉa bao vây. Công nghệ này giúp nâng cao hiệu quả đánh giá tầng chứa và công tác phát triển mỏ. Các phương pháp đo điện trở suất vùng xa còn giúp chính xác hóa các quyết định khi triển khai công tác (khoan) định hướng phải tiến hành theo thời gian thực. Các kỹ sư khoan được cảnh báo trước khi giếng sắp đi ra ngoài vùng chứa sản phẩm và/hoặc các nguy hiểm lớn xuất hiện, để quyết định dừng khoan trước khi xác định cần phải khoan lệch/xiên để loại bỏ đường đi của lòng giếng đã chọn. Với việc cải tiến các phép đo LWD, các kỹ sư khoan có thể chính xác hóa vị trí đặt giếng khoan phía trên giới hạn tiếp xúc dầu/nước để tối ưu hóa việc phát triển và khai thác mỏ.

Halliburton cho biết EarthStar™ đã áp dụng thành công công nghệ này tại các mỏ vùng nước sâu và các mỏ trường thành. Một giếng khoan ở Biển Bắc khoan qua thành tạo chứa carbonate bị ngập nước bán phần, đã áp dụng phương pháp log này và phát hiện chính xác vùng chứa sản phẩm bị bỏ sót giúp tăng đáng kể sản lượng của mỏ.

Khoan định hướng trong mỏ dầu khí phiến sét

Hệ thống LWD và phương pháp log Accusteer của Nabors Industries được áp dụng thành công để khoan định hướng (geosteering) trong mỏ dầu khí phiến sét ở bồn trũng Permian và các bồn trũng khác của Bắc Mỹ.

Hệ thống OD Accusteer 4³/₄" là hệ thống/module cung cấp thông tin khoan thời gian thực, gồm thông tin về hướng khoan có giá trị Gamma Ray phương vị (azimuthal GR) quay 360° quanh thành giếng, góc nghiêng, áp suất vành xuyên giếng khoan, độ rung, sốc, độ dính - trượt, tải trọng lên choòng khoan. Các tính toán của góc được cập nhật liên tục giúp tăng cường khả năng nhận biết và kiểm soát quỹ đạo giếng khoan. Các phương pháp đo động lực (dynamics) khoan giếng (thường không được dùng trong giếng có đường kính nhỏ) được thiết kế để cung cấp dữ liệu thời gian thực về hiệu suất của động cơ bùn giúp giảm thiểu nguy cơ xảy ra sự cố kẹt. Các phương pháp đo Accusteer sử dụng ở các giếng khoan miền Tây Texas, giúp khoan ngang đạt chiều dài 125ft với 100% lỗ khoan nằm trong khu vực đối tượng khai thác trong thời gian 2 ngày. Các phép đo gamma phương vị giúp giữ giếng nằm trong lớp đá được khoan nhanh dài 4.000ft mà không phải

điều chỉnh độ nghiêng của quỹ đạo giếng. Tập đoàn Nabors cũng cho biết ở Oklahoma các phương pháp đo gamma phương vị giúp khoan thẳng đứng trên đất liền tới độ sâu thiết kế, sau đó khoan ngang 5.200ft với 100% lòng giếng nằm trong khu vực đối tượng thăm dò - khai thác.

LWD trong điều kiện nhiệt độ cao

Weatherford International mới đưa vào sử dụng hệ thiết bị log Heat - Wave Extreme (HEX) HPHT LWD ở điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao (Hình 1). Tiến hành đo trong điều kiện nhiệt độ 200°C và áp suất 30.000psi trong suốt 200 giờ làm việc, hệ thống log gồm tia gamma, điện trở suất, mật độ đá và neutron cũng như sensors đo áp suất trong khi khoan. Sau 9 tháng thực hiện để án, Weatherford đã triển khai áp dụng phương pháp HEX này trên 22 giếng có nhiệt độ cao ở thềm lục địa Vịnh Thái Lan để thu nhận các dữ liệu

theo thời gian thực với tổng số 1.650 giờ, đo log trong lòng giếng có tổng chiều dài 45.806m và nhiệt độ ở đáy giếng một số nơi vượt quá 175°C mà không phải dùng bất kỳ biện pháp gì để hạ nhiệt độ lòng giếng như giảm vòng quay khoan cụ, kiểm soát tốc độ xuyên/cắt đất đá hoặc tuần hoàn dung dịch khoan làm mát thiết bị đáy giếng (BHA - bottom hole assembly)...

Phương pháp LWD âm học

Weatherford đã đưa ra thị trường hệ thống LWD có độ phân giải hình ảnh cao, mang tên Ultrawave Ultra-Sonic Imager, thiết bị có thể làm việc trong hệ dung dịch bùn khoan gốc dầu hoặc nước (Hình 2). Máy đo có thể ghi biểu đồ biên độ sóng siêu âm phản xạ từ thành giếng quay 360° quanh tâm lòng giếng. Bức tranh biên độ phản xạ thể hiện các lớp đá, các kẽ nứt tự nhiên, độ rỗng thứ sinh, kẽ nứt nhân tạo và các chỗ sụp

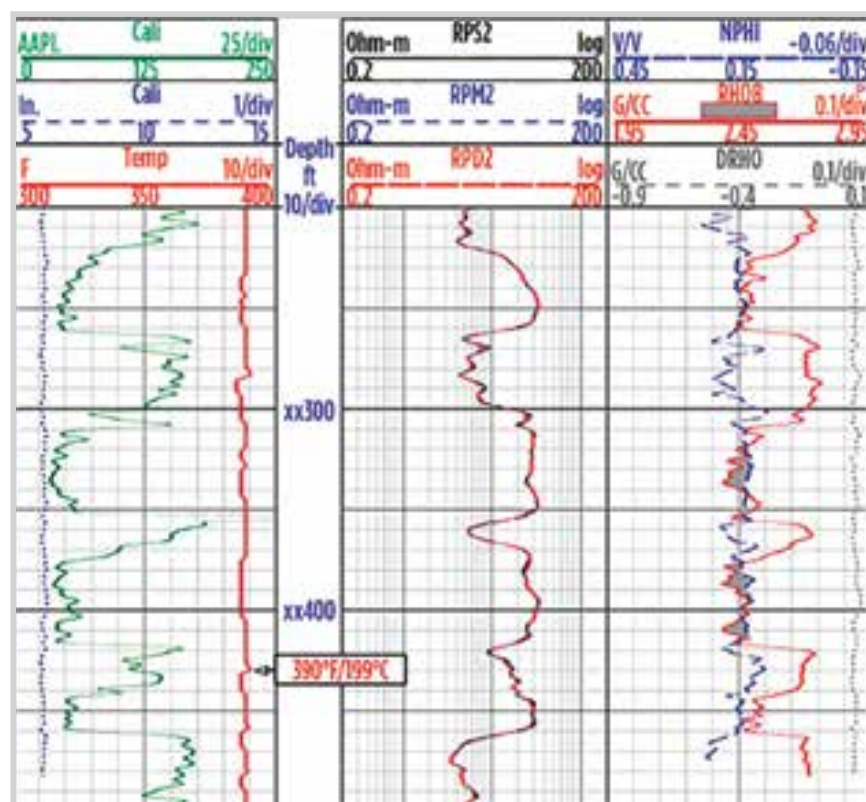
lở thành giếng. Hình ảnh thời gian truyền sóng thể hiện nguyên nhân gây ra nứt nẻ và biểu đồ biến thiên đường kính giếng giúp nghiên cứu độ ổn định của trạng thái giếng nhằm tối ưu hóa vị trí đặt giếng trong quá trình khoan tại các tầng chứa dầu khí phi truyền thống. Phương pháp log này giúp xác định tính liên thông của mạng lưới kẽ nứt nhân tạo nhằm xử lý kẽ nứt dính kết nhau trong khu vực lân cận các giếng khoan khi xuyên qua các lớp sét, giúp các nhà điều hành có phương pháp tối ưu để xử lý các kẽ nứt cũng như phương án hoàn thiện giếng hợp lý nhất.

Phương pháp điện môi đa tần số

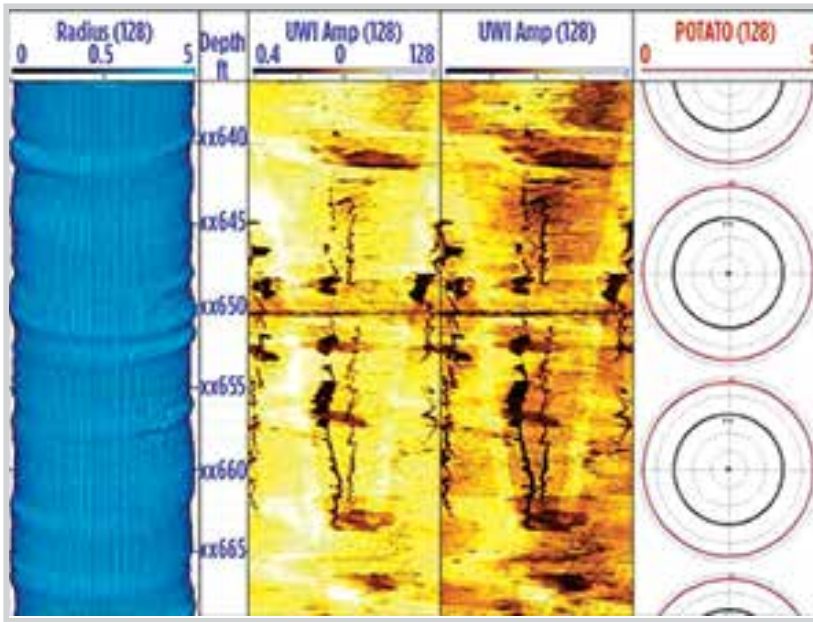
Công nghệ log bằng dây cáp trong giếng hồ tiếp tục được cải tiến và ngày càng phức tạp hơn với nhiều phương pháp đo mới thông qua lắp đặt thêm một chuỗi các sensors chuyên dụng.

Các phép đo log điện trở suất chuẩn dựa trên sự khác nhau về độ dẫn điện của dầu và nước vỉa (mặn) để phát hiện hydrocarbon nằm gần với lòng giếng. Khi nước vỉa ngọt và không dẫn điện thì các phương pháp logs không cho kết quả đáng tin cậy. Vì vậy khi dùng công nghệ điện môi đa tần số (multi-frequency dielectric) để đo hằng số điện môi (electric permittivity) có thể xác định được độ bão hòa dầu/khí với bất kỳ độ mặn nào của nước vỉa có trong lớp chứa sản phẩm.

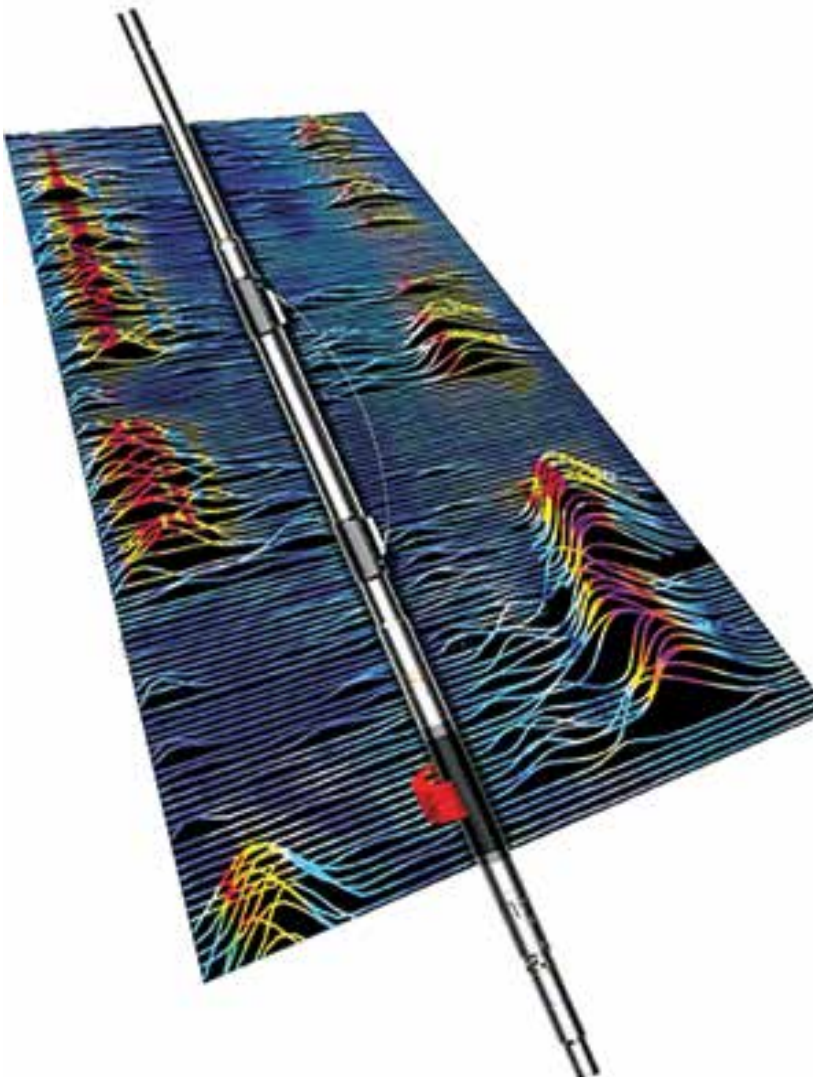
Một tiến bộ kỹ thuật nổi trội của thiết bị log Array Dielectric Explorer (ADX) của Baker Hughes trong lĩnh vực dầu khí so với các thiết bị dùng cho các ngành công nghiệp khác là có 4 thiết bị nhận tín hiệu đặt cách nhau 1" với 3 cặp thiết bị phát tín hiệu đối xứng với nhau ở phía trên và phía dưới tổ hợp thiết bị log. Thiết bị phát truyền sóng điện từ hoạt động



Hình 1. Log Heat Wave Extreme LWD đo ở môi trường có nhiệt độ 200°C (390°F)



Hình 2. Kết quả đo LWD âm học



Hình 3. XMR cung cấp các giá trị đo thể tích chất lỏng, độ rỗng và độ thấm

trên 5 tần số từ 10MHz đến 1GHz với các khoảng xuyên sâu vào lòng đất quanh giếng dài ngắn khác nhau. Dựa trên tổ hợp thu phát tín hiệu điện từ, hệ thống đo có 6 mức khoảng cách. Dữ liệu thu được từ mỗi khoảng đo theo 5 tần số sẽ cung cấp giá trị điện trở suất biểu kiến và hằng số điện môi được hiệu chỉnh của các lớp đất đá xung quanh giếng. Tính chất cơ lý đá được rút ra từ điện trở của khu vực bùn khoan xâm nhập vào môi trường cũng như độ rỗng ngậm nước, độ mặn của nước vỉa và các tham số cấu - kiến tạo của đất đá quanh lòng giếng. Công nghệ mới này cho phép đo log với tốc độ cao hơn các công nghệ truyền thống và được kết hợp với các phương pháp log dùng dây cáp thả máy đo vào lòng giếng khác như FLeX thạch/khoáng vật học, MReX cộng hưởng từ... giúp hiểu và thu thập đầy đủ thông tin thạch học và các loại độ rỗng của tầng chứa.

Phương pháp Array Dielectric Explorer đã được đưa vào ứng dụng thành công tại Mỹ, Trung Đông, châu Phi sau hơn 2 năm triển khai thực hiện để án.

Phương pháp cộng hưởng từ hạt nhân

Halliburton đã đưa công nghệ log cộng hưởng từ hạt nhân (NMR) hiện đại vào dịch vụ Xaminer Magnetic Resonance Service (XMR) (Hình 3). Thay vì đánh giá thành phần đá tầng chứa, NMR phát hiện các chất lỏng trong không gian rỗng, cung cấp các giá trị đo về thể tích chất lỏng, độ rỗng và độ thấm.

Các báo cáo của Halliburton cho thấy XMR cung cấp độ phân giải được nâng cấp của các lớp/beds mỏng, giúp đánh giá đá phiến sét chứa vật chất hữu cơ, carbonate, turbidites và các tầng chứa khí đốt trong đá chặt sít. XMR có thể phát hiện và định lượng hóa trữ lượng khí đốt, condensate, nước và dầu nặng hoặc dầu nhẹ trong thành tạo chứa dầu khí.

XMR nhận được số lượng dữ liệu cao hơn gấp 8 lần và mức tiêu thụ năng

lượng chỉ bằng 1/2 với các NMR sensors truyền thống. Ngoài ra, XMR còn cung cấp hình ảnh 2D và 3D và số liệu phân tích đủ để phân biệt các chất lỏng có thể dịch chuyển từ các ống mao dẫn và độ rỗng vi mô có chứa các lưu thể.

XMR thu được dữ liệu chỉ qua một lần đo và có thể kết hợp với kết quả đo của các sensors logging khác để có được sự đánh giá đúng thành tạo đang nghiên cứu. Qua đó, giúp cho các nhà điều hành xác định trữ lượng dầu khí chưa thu hồi trước khi quyết định đầu tư phát triển về sau. Halliburton cho biết log XMR đã giúp cho các nhà điều hành ở West Texas đánh giá các tầng chứa carbonate, phát hiện trữ lượng dầu khí chưa thu hồi và khu vực chứa nước vỉa (mặn), giảm giá thành khai thác thử.

Thử áp suất và phân tích mẫu chất lỏng

BHGE đang tiếp tục phát triển các phương pháp kỹ thuật tiến bộ dùng cho thử áp suất của các thành tạo chứa sản phẩm, sử dụng log thả vào lòng giếng bằng dây cáp cũng như lấy mẫu và phân tích chất lưu. Bộ phận dịch vụ thử áp suất của thành tạo chứa sản phẩm sử dụng công nghệ log FTeX để thu thập dữ liệu, cung cấp thông tin áp suất thông qua kết hợp tự động hóa ở mức rất cao các thiết bị đo log tích hợp được thiết kế thu gọn kích thước tối đa cũng như sử dụng công nghệ trí tuệ nhân tạo. Thiết bị log được đưa vào trong lỗ khoan, hoạt động ngay tại đối tượng nghiên cứu trong điều kiện tự nhiên tại chỗ. BHGE cho biết công nghệ mới này có thể cung cấp ngay các lát cắt áp suất, vị trí mặt tiếp xúc dầu - khí - nước, thông tin về động tính (mobility) của chất lưu sớm nhất trong quá trình đo log vì các thông tin này được trình bày dưới dạng tổng hợp với các kết quả đánh giá tầng chứa khác sẵn có.

Các công nghệ thử vỉa truyền thống đang được sử dụng tại các công ty dầu khí thượng nguồn chủ yếu kiểm tra thử công và tốn thời gian, đồng nghĩa với khả



Hình 4. Thiết bị log FTeX của BHGE

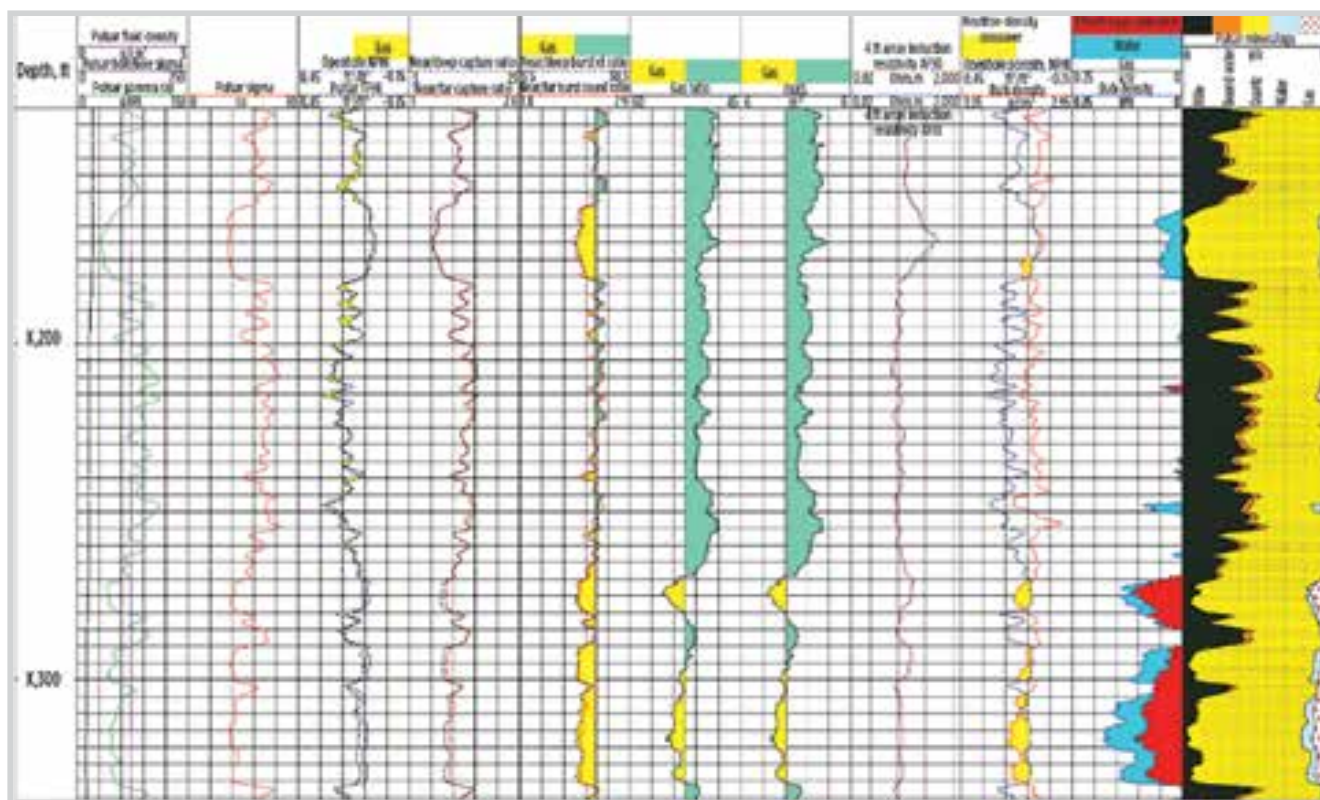


Hình 5. Thiết bị RCX eXcel lấy mẫu trong các thành tạo có độ thấm thấp và trong điều kiện áp suất - nhiệt độ cao mà không cần dùng packers trương nở

năng gia tăng rủi ro, giảm độ chính xác. Công nghệ mới của BHGE khắc phục được phần lớn nhược điểm trên và đã được áp dụng trong hoạt động thượng nguồn tại các mỏ ở Bắc Mỹ, Nam Mỹ, châu Á - Thái Bình Dương (trong đó có Việt Nam), Trung Đông, châu Phi, Bắc Cực, thời gian đo tại một điểm chỉ mất 6 phút, với động tính của lưu thể (mobility) trong tầng chứa dao động từ 0,1 - 1mD/cp.

Trong thời gian gần đây, công nghệ FTeX được cải tiến sử dụng ngay trên giàn khoan cố định đo

áp suất tầng chứa cũng như thu nhận nhiều loại mẫu chất lỏng sạch trong các loại đá chứa. Dịch vụ RCX gồm cả một packer section để có thể kiểm tra từ trên mặt giàn khoan mức độ thay đổi thể tích và hệ số giảm áp biến thiên, đánh giá chất lưu ngay trong lòng giếng để bảo đảm độ sạch của mẫu (dầu khí, nước) và đánh giá mức độ xê dịch của các thiết bị bơm. Một hệ thống có thể chứa được 52 mẫu trong một lần chạy máy log. Thiết bị RCX eXcel (Hình 5) đã mở rộng khả năng lấy mẫu trên RCX platform trong các thành tạo có độ



Hình 6. Kết quả đo log bằng công nghệ FNXS được hiệu chỉnh các yếu tố môi trường trong giếng trầm xi măng nhẹ ở các độ sâu khác nhau từ 200ft đến trên 330ft trong vành khuyên ống chống để xác định khu vực đá chặt sít không chứa sản phẩm và các khu vực có độ rỗng chứa khí

thấm thấp và trong điều kiện áp suất - nhiệt độ cao mà không cần dùng packers trương nở như hiện nay.

Log neutron trong giếng có chống ống

Đo log trong giếng có chống ống có thể là một giải pháp để đánh giá thành tạo chứa phía sau thành ống chống cũng như để phát hiện khu vực chứa dầu khí bị nước bơm ép cô lập, có thể bị bỏ sót trong quá trình khai thác mỏ.

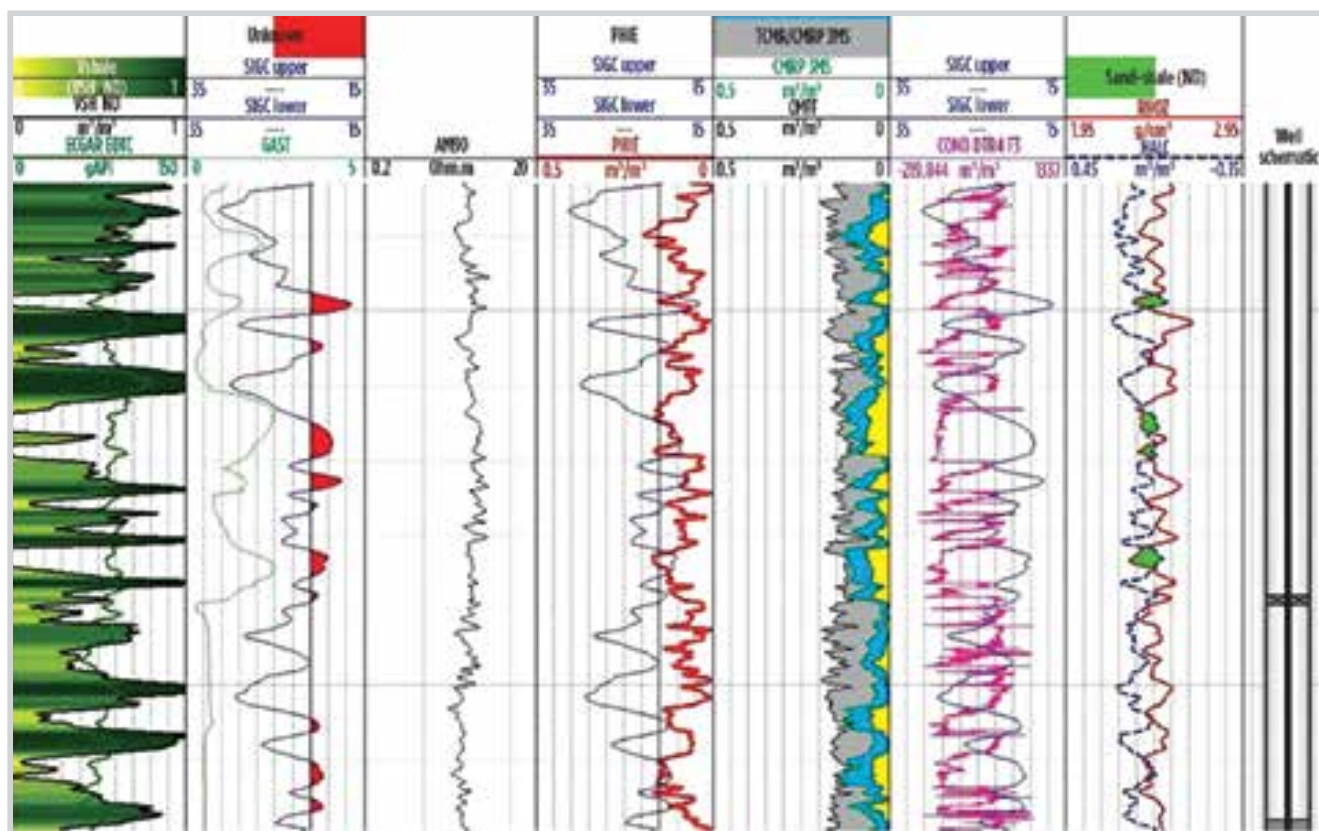
Schlumberger mới đây đã cung cấp dịch vụ log neutron (pulsed neutron service) mới để đánh giá và kiểm soát các thành tạo có các giếng chống ống. Thiết bị quang phổ kế đã chức năng dạng xung Pulsar kết hợp các detector đa cấp với nguồn neutron xung rất mạnh, đáp ứng các yêu cầu này. Kết quả thu được tương đồng với các phương pháp log neutron dùng trong các giếng

không có ống chống nên công nghệ này được sử dụng để tối ưu hóa thiết kế hoàn thiện giếng và trong các đề án gia tăng sản lượng.

Khác với công nghệ log neutron truyền thống, Pulsar không dựa trên dữ liệu đầu vào của giếng không chống ống để minh giải thạch học có độ phân giải cao và có thể tiến hành không phải ngừng khoan. Việc đo log sau khi giếng được chống ống cũng loại trừ được rủi ro giếng không ổn định thường gặp trong các giếng ngang và trong tầng chứa đá phiến sét. Chùm neutron phát ra và độ tinh/hiện đại của thiết bị nhận tín hiệu phản hồi làm tăng tốc độ đo log cũng như tăng độ chính xác của phép đo. Hệ thống này giúp thu được một chuỗi giá trị đo trong giếng truyền thống được tự bù sai số của các tham số đo như: sigma, độ rỗng, tỷ số carbon/oxygen và phát hiện hàng loạt các nguyên tố

hóa học chứa trong đá, gồm cả tổng hàm lượng carbon hữu cơ (TOC). Ngoài ra, phép đo lát cắt/tiết diện ngang của neutron nhanh (fast neutron cross section - FNXS) giúp phân loại và định lượng hóa các dạng lỗ hổng chứa khí cũng như xác định các khu vực đá đặc sít, rắn chắc. Bởi vì Pulsar không phụ thuộc vào cách tiếp cận dựa trên điện trở suất quy ước trong việc xác định loại đá cũng như chất lưu nên công nghệ này có thể xác định chính xác độ bão hòa dầu khí trong bất kỳ độ mặn nào của nước vỉa.

Pulsar có thể cung cấp thông tin thạch học, khoáng vật học các loại chất lưu trong các loại giếng thăm dò - khai thác thẳng đứng, khoan xiên, khoan ngang, nhất là thông tin về dầu khí trong đá chứa điện trở thấp giúp đánh giá tốt nhất những thành tạo chứa dầu khí, dự báo các khu vực chứa sản phẩm bị cô lập, các mỏ đã



Hình 7. Một số kết quả đo log dùng thiết bị Raptor 2.0 phục vụ chương trình bắn mở vỉa trong tầng chứa có độ rỗng thấp và bị phân chia thành nhiều khối

vào giai đoạn gần cạn kiệt, nghiên cứu lại các giếng đã bị đóng hoặc chưa được đo log bằng các công nghệ hiện đại, liên kết địa chất các giếng khoan thăm dò lại các diện tích cũ, mở rộng các diện tích gần kề các mỏ cũ... (Hình 6).

Thiết bị log hoạt động trong lòng giếng được chế tạo phù hợp cho các điều kiện/tính chất lý - hóa của môi trường khắc nghiệt, có vỏ bọc chống

ăn mòn cao. Đường kính thiết bị chỉ rộng 1,72", có thể làm việc ổn định khi nhiệt độ đến 175°C mà không bị hư hỏng.

Thiết bị log mới nhất có tên Raptor 2.0 của Weatherford được lắp một máy phát neutron xung, 4 detectors quang phổ lanthanum bromide (La Br3), thiết bị quan trắc từ xa (telemetry cartridge), được kết hợp với các thiết bị log phục vụ khai

thác và đánh giá chất lượng trầm tích (Hình 7). Tập đoàn này cung cấp các phần mềm và dịch vụ cơ lý đá, giúp xác định vị trí các khu vực chứa dầu khí, các loại dầu thô trong mỏ và cả đánh giá trữ lượng mỏ. Công nghệ Raptor 2.0 đang được sử dụng ở châu Âu, Canada, Malaysia.

Trần Ngọc Toàn (theo World Oil)
Hiệp hội Năng lượng Việt Nam

TIN TRONG NƯỚC

JBIC xem xét doanh nghiệp Việt Nam vay vốn phát triển các dự án điện



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc tiếp Thống đốc JBIC Tadashi Maeda. Ảnh: VNA

Ngày 16/5/2019, tại Trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc tiếp Thống đốc Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JBIC) Tadashi Maeda.

Thống đốc Tadashi Maeda khuyến nghị Việt Nam phát triển các

dự án nhiệt điện khí, kể cả khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG), tăng cường nhập khẩu khí LNG, đầu tư các kho trữ LNG... Để thực hiện các dự án lớn này, Thống đốc Tadashi Maeda cho rằng cơ chế hợp tác đối tác công - tư (PPP) là cần thiết, chia sẻ rủi ro từ phía Chính phủ và tư nhân liên quan

tới cho vay, hỗ trợ vốn đối với các dự án đặc biệt.

JBIC đang xem xét cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) vay vốn đầu tư phát triển các dự án điện lớn có sử dụng công nghệ hiện đại, tiên tiến, thân thiện môi trường.

Đánh giá cao công nghệ nhiệt điện của Nhật Bản giúp giảm thiểu ô nhiễm môi trường, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc cho biết Việt Nam đang xem xét phát triển một số dự án nhiệt điện sử dụng công nghệ hiện đại và một số dự án đầu tư theo hình thức PPP trong lĩnh vực này.

Thủ tướng Chính phủ mong JBIC với kinh nghiệm của mình, hỗ trợ Việt Nam hoàn thiện thể chế, pháp luật trong đầu tư PPP; hỗ trợ EVN và PVN trong đầu tư phát triển các dự án năng lượng điện.

Nguyễn Hoàng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với SOCO và Shell



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Shell. Ảnh: PVN

Ngày 25/5/2019, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh, đại diện các đơn vị Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã làm việc với các đối tác SOCO và Shell tại Vương quốc Anh.

Đại diện SOCO cho biết công tác thăm dò mở rộng diện tích Hợp đồng Lô 16-1 rất khả quan, tăng khả năng gia tăng trữ lượng và sản lượng trong thời gian tới. SOCO đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PVEP ủng hộ, sớm phê duyệt để Công ty Điều hành chung Hoàng Long - Hoàn Vũ có thể

triển khai thi công khoan đàn dày, bù sản lượng sụt giảm nhanh tại các mỏ dầu khí.

Trong chương trình làm việc với Shell, PVEP đã giới thiệu các dự án đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn và đại diện Shell cho biết mong muốn quay trở lại đầu tư trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam. Đối với vấn đề thương mại và LNG, PV GAS và Shell đã trao đổi kết quả hợp tác trên cơ sở Thỏa thuận ký kết năm 2014.

Với 50 năm kinh nghiệm, Shell đang sở hữu mạng lưới cung cấp LNG lớn nhất thế giới, dẫn đầu về công nghệ, năng lực vận hành cũng như quản lý phát triển dự án LNG, điển hình là dự án khai thác và sản xuất LNG nổi trên biển (FLNG). **Hoàng Anh**

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp làm việc với PVFCCo

Ngày 7/5/2019, ông Nguyễn Hoàng Anh - Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp đã làm việc với Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) và tham quan thực tế các dây chuyền công nghệ sản xuất của Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

Lãnh đạo PVFCCo đã báo cáo đoàn công tác về quá trình hình thành và phát triển, mô hình, cơ cấu tổ chức, hoạt động sản xuất kinh doanh, đầu tư phát triển các sản phẩm mới. Trên cơ sở đó, PVFCCo phân tích các khó khăn về chính sách thuế đối với phân bón, nguồn khí và chi phí giá khí đầu vào; đồng thời đề xuất, kiến nghị về lộ trình thoái vốn Nhà nước tại PVFCCo và các công ty con, công ty liên kết.

Theo ông Hồ Sỹ Hùng - Phó Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, Nhà máy Đạm Phú Mỹ là dự án tiêu biểu: hoàn thành vượt tiến độ, tiết kiệm chi phí đầu tư, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh



Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước ông Nguyễn Hoàng Anh làm việc với Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo). Ảnh: PVN

lương thực của Việt Nam; vận hành sản xuất kinh doanh hiệu quả, xây dựng được hệ thống phân phối tốt, cả Công ty mẹ và các công ty con cổ phần thành công, niêm yết cổ phiếu, thực hiện tốt công tác quản trị và minh bạch...

Tính đến nay, PVFCCo đã cung cấp trên 12 triệu tấn phân bón và hóa chất các loại, trong đó có khoảng 11 triệu tấn đạm, đáp ứng gần 40% nhu cầu phân bón trong nước; tổng

doanh thu đạt trên 111 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế đạt trên 24 nghìn tỷ đồng.

Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp Nguyễn Hoàng Anh đánh giá cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của PVFCCo, đặc biệt là chiến lược phát triển đúng, đầu tư dự án và đã có các sản phẩm, dịch vụ mới, phát triển hệ thống phân phối.

Vũ Đình

Nhà máy xử lý khí Cà Mau đã cung cấp 165 nghìn tấn LPG

Ngày 3/5/2019, Nhà máy xử lý khí Cà Mau đã xuất an toàn chuyển xe bồn LPG thứ 10.000, cung cấp 165 nghìn tấn LPG ra thị trường.

Với tổng mức đầu tư trên 6.100 tỷ đồng (270 triệu USD), Nhà máy xử lý khí Cà Mau là công trình chế biến sâu, gia tăng giá trị khí, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Trong năm 2018, chỉ tính riêng hoạt động sản xuất của Nhà máy xử lý khí Cà Mau (chưa bao gồm Hệ thống đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau), Công ty Khí Cà Mau đạt doanh thu 2.500 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 720 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 220 tỷ đồng.

Nguyễn Cẩm



Nhà máy xử lý khí Cà Mau xuất an toàn chuyển xe bồn LPG thứ 10.000. Ảnh: PV GAS

Ký Thỏa thuận chuyển nhượng Lô 09-2/09, bể Cửu Long



Phó Tổng giám đốc PVN Nguyễn Quốc Thập chứng kiến Lễ ký Thỏa thuận chuyển nhượng Lô 09-2/09 giữa PVEP và Vietsovpetro. Ảnh: PVEP

Ngày 17/5/2019, tại Tp. Vũng Tàu, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã ký Thỏa thuận chuyển nhượng Lô 09-2/09, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Tổng giám đốc PVEP Trần Quốc Việt và Tổng giám đốc Vietsovpetro Nguyễn

Quỳnh Lâm đã đại diện hai bên ký kết Thỏa thuận quan trọng này.

Lô 09-2/09 cách Vũng Tàu khoảng 140km về phía Đông Nam, phía Bắc giáp mỏ Rạng Đông (Lô 15-2), phía Tây giáp mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1) và phía Đông Nam là đới nâng Côn Sơn có diện tích là 992km² với độ sâu nước biển khoảng 50 - 70m. Hợp đồng chia

sản phẩm dầu khí Lô 09-2/09 đã được ký ngày 6/8/2009 giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PVEP. Hai phát hiện dầu khí trên diện tích Lô 09-2/09 là Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam là các mỏ nhỏ, cận biên.

Với việc chuyển nhượng cho Vietsovpetro một phần quyền lợi tham gia tại Dự án Lô 09-2/09 sẽ giúp PVEP chia sẻ rủi ro trong việc triển khai dự án, giảm bớt áp lực về nguồn vốn đầu tư, đặc biệt trong bối cảnh thủ tục đầu tư dự án dầu khí còn nhiều khó khăn, vướng mắc, góp phần sớm đưa dự án vào giai đoạn phát triển khai thác.

Tại Lễ ký, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng PVEP và Vietsovpetro sẽ hợp tác chặt chẽ, phát triển dự án Lô 09-2/09 thành công, tiết kiệm chi phí để mang lại lợi ích cho các bên tham gia dự án cũng như gia tăng sản lượng khai thác dầu khí trong nước.

Mạnh Hòa

Tổng giám đốc Tập đoàn Điện lực Việt Nam làm việc tại PV GAS



Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn phát biểu tại cuộc họp với EVN. Ảnh: PV GAS

Ngày 17/5/2019, tại Tp. Hồ Chí Minh, ông Trần Đình Nhân - Tổng giám đốc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã làm việc với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Tại cuộc họp, đại diện PV GAS đã giới thiệu Chiến lược phát triển đến

năm 2025 và định hướng đến năm 2035; công tác triển khai các dự án trọng điểm, trong đó có Dự án Kho cảng LNG Thị Vải, Sơn Mỹ; tình hình cấp khí cho sản xuất điện 4 tháng đầu năm 2019; kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lớn và khả năng cấp khí đến hết năm 2019.

PV GAS cũng dự báo khả năng cung cấp khí, cân đối cung - cầu khí giai đoạn 2020 - 2030, trong đó nhấn mạnh tính cấp bách của các dự án nhập khẩu LNG và mua khí qua đường ống từ Malaysia (dự kiến tháng 10/2019) nhằm bổ sung nguồn khí bị thiếu hụt trong nước.

Tổng giám đốc EVN Trần Đình Nhân cho biết nhu cầu điện gia tăng nhanh, hiện nay đạt khoảng 220 tỷ kWh và dự kiến sẽ tăng gấp đôi trong 7 năm tới, trong khi nguồn nhiên liệu khí cho phát điện đang suy giảm. Để đảm bảo nguồn cung khí cho phát điện, EVN cũng đề nghị hai bên thành lập Tổ công tác chung nhằm tăng cường phối hợp trong công tác cấp và nhận khí.

Hồ Cẩm

VPI phối hợp với EAGE tổ chức Hội nghị khoa học quốc tế

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đang hợp tác với Hiệp hội Kỹ sư Địa chất - Địa vật lý châu Âu (European Association of Geoscientists & Engineers - EAGE) tổ chức Hội nghị khoa học quốc tế lần thứ 2 (EAGE - VPI Conference on Reservoir Geoscience) từ ngày 2 - 4/12/2019 tại Hà Nội.

Chủ đề của Hội nghị bao gồm các phương pháp phân tích vỉa chứa và quản lý khai thác; thu hồi và xử lý địa chấn; địa tầng, cấu trúc và trầm tích; địa vật lý ứng dụng và mô phỏng; địa hóa và mô phỏng hệ thống dầu khí...

Hội nghị cũng trao đổi về các giải pháp ứng dụng công nghệ số, trí tuệ nhân tạo trong dự báo đặc điểm đá chứa; đánh giá và quản lý mỏ dầu khí trong móng nứt nẻ; tài nguyên phi truyền thống; dự báo áp suất và địa cơ học; địa vật lý giếng khoan; đánh giá trữ lượng và phân tích rủi ro địa chất...



Hội nghị là diễn đàn để các tổ chức nghiên cứu, các công ty dầu khí và các đơn vị tư vấn/dịch vụ liên quan gặp gỡ, cập nhật các kết quả nghiên cứu mới nhất, các cải tiến công nghệ hiện đại, các giải pháp và vấn đề liên quan đến về khoa học công nghệ địa chất - địa vật lý.

Cuối năm 2018, Hội nghị khoa học "EAGE Conference on Reservoir Geoscience" lần thứ nhất đã được EAGE tổ chức thành công tại Kuala

Lumpur, Malaysia, được giới chuyên môn đánh giá cao khi thu hút trên 300 chuyên gia, nhà khoa học hàng đầu đến từ 65 tổ chức/doanh nghiệp/trường đại học uy tín trên thế giới.

Các chuyên gia, nhà khoa học đăng ký gửi tóm tắt bài trình bày cho Hội nghị trước ngày 1/7/2019, theo đường link: <https://events.eage.org/en/2019/2nd-eage-conference-on-reservoir-geoscience>.

Lan Oanh

Định hướng công tác tìm kiếm thăm dò phía Bắc bể Sông Hồng

Ngày 22/5/2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghiệm thu kết quả thực hiện nhiệm vụ "Định hướng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trên cơ sở nghiên cứu tổng hợp các tài liệu cập nhật" do TS. Trịnh Xuân Cường - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) làm chủ nhiệm.

Nhóm tác giả đã tổng hợp khối lượng lớn các tài liệu địa chất, địa vật lý, khoan và hoạt động tìm kiếm thăm dò... ở khu vực nghiên cứu, đã cập nhật và minh giải 25.000km tuyến địa chấn 2D, 8.000km² địa chấn 3D, 27 giếng khoan tìm kiếm thăm dò, 196 mẫu thạch học và 185 mẫu địa hóa. Từ các nghiên cứu, tổng hợp và phân tích, nhóm tác giả đã chính xác hóa cấu trúc

lát cắt trầm tích đồng tách giãn (syn-rift) bao gồm: bể mặt tầng móng trước Cenozoic, xác định được nóc tập trong Oligocene - tập S1 (ranh giới U400) và nóc tầng Oligocene (ranh giới U300) cho khu vực phía Bắc bể trầm tích Sông Hồng. Đồng thời, nhóm tác giả đã xây dựng được bộ bản đồ gồm: 4 bản đồ cấu trúc (tầng Móng, nóc tập trong Oligocene (U400), nóc tầng Oligocene (U300), nóc tầng Miocene dưới (U260)) và bộ bản đồ đẳng dày cho các tập/tầng tương ứng. Đặc biệt đã làm rõ sự tồn tại tập S1 ở khu vực nghiên cứu.

Từ các kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đã tập trung phân tích, đánh giá hệ thống dầu khí ở khu vực nghiên cứu, xác định tập peak rift có tiềm năng

đá mẹ lớn, bằng việc chạy mô hình địa hóa, sơ bộ tính toán được lượng hydrocarbon đã được sinh ra và di thoát, đồng thời đã ước tính sơ lược lượng hydrocarbon có thể di nạp vào các bể chứa ở khu vực nghiên cứu. Nhóm tác giả đã làm rõ và xác định được tầng chứa, tầng chắn và các dạng bể chứa tiềm năng ở khu vực nghiên cứu.

Trên cơ sở các đánh giá về tiềm năng triển vọng dầu khí, VPI đã đề xuất định hướng công tác tìm kiếm thăm dò ở khu vực Bắc bể Sông Hồng theo các hướng: công tác nghiên cứu địa chất và địa vật lý; đề xuất đối tượng tìm kiếm thăm dò và phương thức triển khai thực hiện.

Thu Huyền

Đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án nhập khẩu LNG



Kho cảng Thị Vải. Ảnh: PV GAS

Ngày 8/5/2019, tại Tp. Hồ Chí Minh, Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp Nguyễn Hoàng Anh đã làm việc với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn đã báo cáo với đoàn công tác về kết quả sản xuất kinh doanh, Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Bên

cạnh đó, PV GAS kiến nghị Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp có ý kiến với Bộ Công Thương về phương án phân bổ, cơ chế bao tiêu và giá khí bán cho điện để ký hợp đồng mua khí với đối tác Petronas, đảm bảo nguồn cung khí cho khu vực Tây Nam Bộ.

Để đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án và nhập khẩu LNG, PV GAS kiến nghị Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại

doanh nghiệp sớm có ý kiến gửi Bộ Công Thương đề xuất phê duyệt mô hình kinh doanh LNG Thị Vải và cơ chế xác định giá bán khí cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3, Nhơn Trạch 4.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp hỗ trợ tháo gỡ các vướng mắc về mặt cơ chế chính sách, tạo sự đồng bộ giữa khâu đầu, khâu giữa và khâu sau, xây dựng hành lang pháp lý thuận lợi cho doanh nghiệp triển khai hoạt động sản xuất kinh doanh, đáp ứng nhu cầu của xã hội và sự phát triển của doanh nghiệp.

Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp Nguyễn Hoàng Anh đánh giá PV GAS đang hoạt động hiệu quả và có tiềm năng rất lớn, sẽ xây dựng chiến lược phát triển phù hợp, tiếp tục giữ vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, đóng góp xứng đáng cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Hồ Cẩm

VPI cung cấp 78 cặp anode chống ăn mòn cho các đường ống ngầm



Kho cảng Thị Vải. Ảnh: PV GAS

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã cung cấp sản phẩm anode hy sinh hợp kim nhôm cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để bảo vệ chống ăn mòn cho các đường ống ngầm đến giàn đầu giếng BK20, Lô 09-1, bể Cừ Long, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam.

Cụ thể, VPI đã bàn giao 78 cặp anode vành khuyên (gồm 3

loại BA-57, BA-44 và BA-28) cho Vietsovpetro tại Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí để lắp đặt cho các đường ống đường kính DN300, DN200. Sản phẩm anode được chế tạo tại cơ sở sản xuất của VPI tại Khu công nghiệp Đông Xuyên, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu được kiểm định chất lượng và đáp ứng các tiêu chuẩn

quốc tế DNV RP B401, ISO 15589-2, NACE RP0492.

Anode hy sinh được sử dụng để bảo vệ chống ăn mòn cho các thiết bị, công trình trong môi trường nước biển như: chân đế giàn khoan, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí, tàu thuyền, cầu cảng... Với điện thế âm hơn nhiều so với công trình thép, anode hy sinh có khả năng hòa tan để cung cấp dòng cathode, bảo vệ an toàn cho các công trình biển không bị ăn mòn.

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

Ngọc Linh

TIN THẾ GIỚI

Eni phát hiện dầu tại khu vực nước sâu ngoài khơi Angola

Eni vừa công bố phát hiện dầu nhẹ có trữ lượng tại chỗ đạt hơn 250 triệu thùng tại Lô 15/06, khu vực nước sâu ngoài khơi Angola.

Giếng thăm dò Ndungu-1 NFW được khoan bởi tàu khoan Poseidon tại cấu tạo triển vọng Ndungu ở khu vực nước sâu 1.076m, cách mỏ Mpungi 2km. Giếng được khoan tới độ sâu 4.050m.

Giếng đã phát hiện cột dầu cao khoảng 65m, chiều dày tầng sản phẩm đạt 45m có chất lượng tốt (35°API) nằm trong vỉa chứa cát kết tuổi Oligocene. Kết quả thu được cho thấy sản lượng khai thác của giếng ước đạt hơn 10.000 thùng dầu/ngày.

Sau các phát hiện Kalimba, Afoxé và Agogo, Ndungu là phát hiện thứ 4 của Eni có khả năng khai thác thương mại kể từ khi Lô 15/06 được khởi động lại chiến dịch thăm dò vào giữa năm 2018. Tổng trữ lượng tại chỗ của 4 phát hiện này ước đạt trên 1,4 tỷ thùng dầu nhẹ.



Phát hiện tại giếng Ndungu-1 NFW có thể sớm được đưa vào khai thác do nằm gần hệ thống khai thác Sub Sea và được chuyển đến FPSO N'goma tăng sản lượng cho dự án West Hub. Nguồn: Eni

Giai đoạn thăm lượng nhằm xác định trữ lượng các phát hiện trên sẽ sớm được thực hiện để đưa vào khai thác.

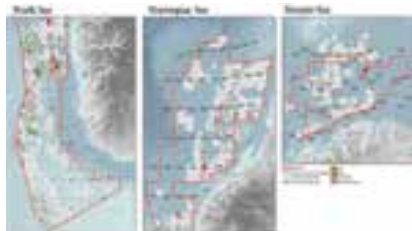
Những phát hiện quan trọng này chứng minh tiềm năng dầu khí của Lô 15/06 và hiệu quả của các công nghệ độc quyền mà Eni đã và sẽ được sử dụng để thăm dò khu vực này.

Lô 15/06 do Eni là nhà điều hành với 36,8421% cổ phần, cùng với các đối tác Sonangol P&P (36,8421%) và SSI Fifteen Limited (26,3158%).

Angola là địa bàn quan trọng trong chiến lược phát triển của Eni. Hoạt động tại Angola từ năm 1980, Eni đang đạt sản lượng khai thác khoảng 150.000 thùng dầu quy đổi/ngày. Tại Lô 15/06, Eni đang vận hành 2 dự án phát triển dầu lớn, West Hub và East Hub, với sản lượng khai thác đạt 155.000 thùng dầu/ngày (100%). Eni cũng là nhà điều hành của Lô Cabinda Norte trên đất liền của Angola.

Hiền Trang (theo Eni)

Na Uy mở đấu thầu khu vực mở mở trưởng thành



Sơ đồ APA 2019. Nguồn: Norwegian Petroleum Directorate

Ngày 29/5/2019, Bộ Dầu khí và Năng lượng Na Uy công bố vòng đấu thầu (Awards in Pre-defined Areas) - APA 2019 cho các khu vực được xác định trước gồm các lô ở Biển Bắc, biển Na Uy và biển Barents.

So với APA 2018, khu vực đấu thầu được mở rộng thêm 5 lô tại Biển Bắc, 37 lô tại biển Na Uy và 48

lô tại biển Barents. Các lô sẽ không được xét vào vòng đấu thầu nếu thời gian hoạt động gần nhất ít hơn 3 tháng so với hạn nộp đơn đấu thầu.

Tiêu chí đối với các bên tham gia đấu thầu gồm: hiểu biết địa chất khu vực, có kinh nghiệm hoạt động tại thềm lục địa Na Uy và khả năng tài chính. Chính phủ sẽ thỏa thuận với các bên tham gia đấu thầu về khu vực được cấp phép hoạt động, chi tiết công việc, thời hạn giấy phép. Giấy phép hoạt động dự kiến sẽ được cấp vào Quý I/2020.

Trần Anh
(theo Norwegian Petroleum Directorate)

QATAR PETROLEUM KÝ HỢP ĐỒNG FEED CHO DỰ ÁN MỞ RỘNG MỎ PHÍA BẮC

Qatar Petroleum vừa ký Hợp đồng Tư vấn thiết kế tổng thể (Front End Engineering Design - FEED) cho đường ống dẫn và khối thượng tầng ngoài khơi của Dự án mở rộng mỏ phía Bắc do McDermott Trung Đông phụ trách.

Phạm vi hợp đồng gồm thiết kế kỹ thuật cho: 8 khối thượng tầng (giàn đầu giếng không người), 4 đường ống dẫn chính 38" và 4 đường ống nội mô 28". Dự kiến công việc này sẽ được hoàn thành sau 12 tháng.

Bộ trưởng Bộ Năng lượng, Chủ tịch kiêm Giám đốc điều hành Dầu khí Qatar, Al-Kaabi cho biết việc ký kết hợp đồng này là dấu mốc quan trọng để thực hiện chiến lược nâng công suất sản xuất LNG của Qatar từ 77 lên 110 triệu tấn/năm.

Linh Chi (theo Qatar Petroleum)

Bộ Năng lượng Mỹ cấp quyền xuất khẩu cho dự án Freeport LNG



Train xuất khẩu LNG. Nguồn: Freeport LNG

Ngày 28/5/2019, Bộ Năng lượng Mỹ phê duyệt cho Freeport LNG xuất khẩu LNG từ Train 4, đảo Quintana ở Texas. Train 4 có thể xuất khẩu xấp xỉ 262,8 tỷ ft³ khí tự nhiên/ngày sang các quốc gia không ký Hiệp định Thương mại tự do với Mỹ.

Sản lượng dự kiến của Train 4 góp phần tăng thêm 5 triệu tấn LNG/năm cho dự án Freeport LNG, nâng tổng công suất của dự án với 4 dây chuyền sản xuất lên hơn 20 triệu tấn LNG/năm. Freeport LNG đã ký hợp đồng cung cấp gần 13,5 triệu tấn LNG/năm (trong vòng 20 năm) cho Osaka

Gas Trading & Export, JERA Energy America, BP Energy, Toshiba America LNG và SK E&S LNG; gần 0,5 triệu tấn LNG/năm (trong vòng 3 năm) cho Trafigura PTE Ltd. có hiệu lực từ năm 2020.

Các hoạt động tại Train 4 dự kiến bắt đầu vào năm 2023. Freeport LNG hiện có 3 dây chuyền sản xuất hóa lỏng khí: Train 1 dự kiến hoạt động thương mại vào Quý III/2019 và đến giữa năm 2020 cả 3 train sẽ cùng được đưa vào hoạt động. Với sản lượng của 3 train, Freeport LNG sẽ xếp thứ 7 về công suất sản xuất và hóa lỏng khí toàn cầu và sẽ trở thành nhà sản xuất LNG lớn thứ 5 thế giới sau khi Train 4 đi vào hoạt động.

Ngọc Lê (theo Freeport LNG)

Sembcorp Marine hoàn thành tàu cầu bán chìm lớn nhất thế giới



SSCV Sleipnir được lắp đặt tại nhà máy đóng tàu của Sembcorp Marine ở Tuas Boulevard, Singapore. Nguồn: Sembcorp Marine

Sembcorp Marine đã hoàn thành tàu cầu bán chìm (SSCV) Sleipnir cho Heerema Marine Contractors (HMC). Với diện tích sàn được gia cố 220 x 102m, 2 cần cẩu quay 10.000 tấn có thể nâng tải trọng lên tới 20.000 tấn cùng một lúc và có khả năng nâng tới độ cao 129m.

Đây là tàu cầu bán chìm lớn nhất thế giới có cấu trúc tích hợp, giúp giảm thiểu công việc lắp ráp ngoài khơi và nâng cao hiệu quả vận hành. SSCV Sleipnir là tàu cầu đầu tiên trên thế giới với động cơ sử dụng nhiên

liệu MGO và LNG nhằm giảm phát thải khí độc hại. Hệ thống quản lý nước dần được kiểm duyệt bởi IMO và Cảnh sát biển Mỹ.

Tàu có thể chứa 400 người, được sử dụng để lắp đặt và tháo dỡ các chân đế, khối thượng tầng... ở khu vực nước sâu, turbine gió và các công trình ngoài khơi khác.

HMC đã ký các hợp đồng gồm: lắp đặt khối thượng tầng Leviathan ở biển Địa Trung Hải; lắp đặt và tháo dỡ chân đế và khối thượng tầng Tyra ở biển Bắc Đan Mạch; tháo dỡ chân đế và khối thượng tầng Brae B và tháo dỡ khối thượng tầng ở biển Bắc Anh và vận chuyển và lắp đặt giàn Hollandse Kust Zuid (HKZ) Alpha HVAC ngoài khơi Hà Lan.

SSCV Sleipnir sẽ được thử nghiệm trên biển trong thời gian tới và dự kiến sau đó sẽ được chuyển đến Heerema.

Hiền Trang (theo Sembcorp Marine)

GAZPROM PHÁT HIỆN 2 MỎ KHÍ TẠI BIỂN KARA

Ngày 17/5/2019, Gazprom công bố phát hiện 2 mỏ khí mới Dinkov và Nyarmeynskoye tại thềm lục địa của Yamal Peninsula vừa được Cơ quan Tài nguyên và Khoáng sản Liên bang phê duyệt.

Nằm trong khu vực biển Kara, tổng trữ lượng ước tính của 2 mỏ này đạt hơn 500 tỷ m³. Trong đó, mỏ Dinkov thuộc khu vực cấp phép Lô Rusanovsky với trữ lượng thu hồi đạt khoảng 390,7 tỷ m³, mỏ Nyarmeynskoye thuộc khu vực cấp phép Lô Nyarmeyksky với trữ lượng thu hồi 120,8 tỷ m³.

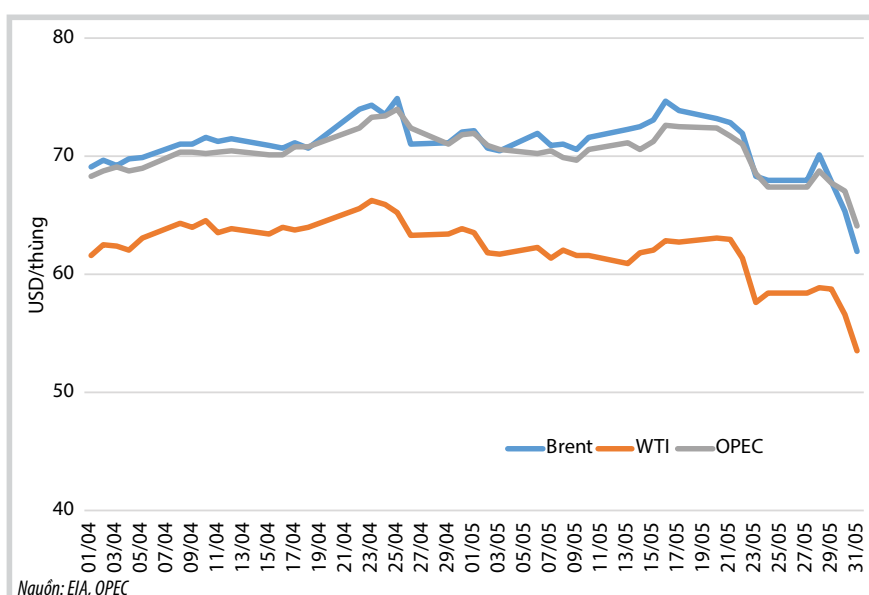
Gazprom được cấp giấy phép thăm dò tại các lô Rusanovsky và Nyarmeyksky vào năm 2013. Kể từ đó, Gazprom đã tiến hành khảo sát thu nổ 5.790km² địa chấn 3D và khoan 2 giếng khoan thăm dò vào năm 2018.

Ngoài ra, Gazprom cũng được cấp phép thăm dò tại các mỏ Leningradskoye và Rusanovskoye tại thềm lục địa biển Kara.

Quang Trung (theo Gazprom)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu giao ngay giai đoạn 1/4 - 31/5/2019

Bảng 1. Giá dầu trung bình của các nước xuất khẩu dầu chính trên thị trường thế giới (USD/thùng)

Loại dầu	Tháng 3/2019	Tháng 4/2019
OPEC basket chuẩn	66,37	70,78
Arab nhẹ - Saudi Arabia	67,40	71,88
Basrah nhẹ - Iraq	66,05	70,45
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	67,71	72,81
Es Sider - Libya	65,38	70,45
Girassol - Angola	67,16	72,88
Iran nặng - Iran	64,17	68,52
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	66,78	71,20
Merey - Venezuela	57,75	58,95
Murban - UAE	68,01	71,51
Oriente - Ecuador	63,66	67,61
Saharan trộn 44 - Algeria	66,38	71,15
Zafro - Equatorial Guinea	67,15	72,65
Fateh 32° - Dubai	66,91	70,93
Minas 34° - Indonesia	59,63	67,64
Isthmus 33° - Mexico	66,53	70,34
Brent 38° - Vương quốc Anh	66,08	71,15
Urals - Liên bang Nga	66,21	71,90

Nguồn: Oil & Gas Journal, 27/5/2019

Diễn biến giá dầu

Trong Báo cáo thị trường năng lượng ngắn hạn tháng 5/2019, Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo giá dầu Brent giao ngay trung bình ở mức 70 USD/thùng trong năm 2019 và 67 USD/thùng trong năm 2020, cao hơn khoảng 5 USD/thùng so với báo cáo đã công bố trước đó. Giá dầu WTI giao ngay được dự báo sẽ ở mức trung bình 62,79 USD/thùng trong năm 2019 và 63 USD/thùng trong năm 2020.

Sản lượng dầu của Mỹ sẽ đạt mức cao kỷ lục 12,45 triệu thùng dầu/ngày trong năm 2019 và sẽ tăng lên 13,38 triệu thùng/ngày trong năm 2020. Sản lượng dầu của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) sẽ ở mức trung bình 30,3 triệu thùng/ngày trong năm 2019 và 29,8 triệu thùng/ngày trong năm 2020, thấp hơn so với mức trung bình 32 triệu thùng/ngày trong năm 2018. Cũng theo dự báo của EIA, dự trữ dầu mỏ toàn cầu sẽ giảm khoảng 200.000 thùng/ngày trong năm 2019 và tăng khoảng 100.000 thùng/ngày vào năm 2020.

Các chuyên gia cho rằng, giá dầu đang chịu tác động từ các yếu tố: căng thẳng thương mại Mỹ - Trung, lệnh trừng phạt của Mỹ đối với Iran và Venezuela, sản lượng dầu của Mỹ

gia tăng, tình trạng gián đoạn nguồn cung ở một số nước, quyết định của OPEC+ trong cuộc họp vào tháng 6/2019...

Chốt phiên giao dịch ngày 31/5/2019, giá dầu WTI giao tháng 7/2019 giảm 3,09 USD, xuống 53,5 USD/thùng (mức giá thấp nhất kể từ ngày 12/2/2019); giá dầu Brent giảm 2,38 USD, xuống 64,49 USD/thùng (mức thấp nhất kể từ ngày 13/2/2019).

Cân bằng cung - cầu

Cơ quan Năng lượng Quốc tế

(IEA) nhận định thị trường dầu mỏ sẽ tiếp tục duy trì tình trạng như hiện nay dù còn có biến động về nguồn cung, đặc biệt là ở Libya, Iran và Venezuela. Việc gián đoạn nguồn cung từ Iran và các nước cần thời gian để tăng sản lượng, khiến EIA dự báo dự trữ dầu toàn cầu sẽ giảm khoảng 400.000 thùng/ngày trong Quý II và III/2019.

Nguồn cung dầu toàn cầu trong tháng 4/2019 giảm 300.000 thùng/ngày so với tháng trước, đạt 99,3 triệu thùng/ngày chủ yếu do sự suy giảm sản lượng ở Canada, Kazakh-

stan, Azerbaijan và Iran, song được bù lại từ sản lượng gia tăng của Brazil, Mỹ, Libya và Nigeria.

Tổng sản lượng dầu thô của OPEC tăng 60.000 thùng/ngày, đạt 30,21 triệu thùng/ngày, song vẫn thấp hơn 1,21 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm trước.

Sản lượng của Iran tiếp tục giảm trong tháng 5/2019 do chịu sức ép từ lệnh trừng phạt của Mỹ. Saudi Arabia vẫn duy trì sản lượng 9,8 triệu thùng/ngày, song có tín hiệu sẵn sàng tăng sản lượng thêm khoảng 500.000 thùng/ngày.

Bảng 2. Dự báo cung - cầu dầu toàn cầu của EIA, IEA và OPEC

	EIA					IEA					OPEC				
	Năm 2019	Năm 2018				Năm 2019	Năm 2018				Năm 2019	Năm 2018			
	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I
Tổng cầu	100,5	100,5	100,6	99,7	99,2	99,1	99,4	99,8	98,8	98,5	99,1	99,6	99,4	98,1	97,8
OECD	47,5	47,5	47,9	47,0	47,6	47,6	47,7	48,1	47,2	47,9	47,9	48,1	48,2	47,2	47,7
Ngoài OECD	53,0	52,9	52,7	52,7	51,6	51,5	51,7	51,7	51,6	50,6	51,1	51,5	51,2	50,8	50,1
Tổng cung	100,1	12,2	101,4	99,8	99,3	99,8	102,0	101,0	99,1	98,4	99,1	100,8	99,5	98,0	97,7
OECD ngoài OPEC	30,7	31,2	30,5	29,3	29,1	27,7	27,9	27,0	25,9	25,7	29,3	29,5	28,7	27,5	27,3
Ngoài OECD	33,5	(56,3)	33,6	33,4	32,7	31,4	31,4	31,0	31,0	30,9	34,5	34,5	34,1	34,1	33,9
OPEC	30,4	31,9	32,0	31,8	32,1	30,6	32,2	32,0	31,6	31,7	30,5	32,1	32,0	31,6	31,8
NGLs	5,4	5,4	5,3	5,3	5,4	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	4,8	4,8	4,8	4,8	4,7

Nguồn: Oil & Gas Journal, 27/5/2019

Bảng 3. Doanh thu và lợi nhuận ròng của một số doanh nghiệp dầu khí Mỹ và Canada

	Doanh thu		Lợi nhuận ròng	
	Năm 2019	Năm 2018	Năm 2019	Năm 2018
Baytex Energy Corp.	372,1	221,2	11,3	(62,7)
Canadian Natural Resources Ltd.	5.248,0	5.474,0	961,0	583,0
Cenovus Energy Inc.	5.004,0	4.610,0	110,0	(654,0)
Enbridge Inc.	12.856,0	12.726,0	1.891,0	445,0
EnCana Corp.	1.649,8	1.754,0	(327,3)	201,7
Husky Energy Inc.	4.574,0	5.182,0	328,0	248,0
Imperial Oil Ltd.	7.982,0	7.934,0	293,0	516,0
Paramount Resources Ltd.	230,7	253,8	(76,7)	(64,6)
Obsidian Energy Ltd.	96,0	109,0	(54,0)	(65,0)
Sheritt International Corp.	31,9	39,4	(61,8)	(0,6)
Suncor Energy Inc.	9.397,0	8.750,0	1.470,0	789,0
TransCanada Corp.	3.487,0	3.424,0	1.004,0	734,0
Canada	50.928,5	50.477,4	5.548,5	2.669,8
Anadarko Petroleum Corp.	3.218,0	3.045,0	(15,0)	121,0
Antero Resources Corp.	1.028,1	1.037,4	14,8	978,8
Apache Corp.	1.635,0	1.747,0	(47,0)	145,0
Black Stone Minerals LP	83,8	114,5	3,8	36,7
Bonanza Creek Energy Inc.	72,6	64,2	(7,0)	13,9
Cabot Oil & Gas Corp.	641,7	473,2	262,8	117,2

	Doanh thu		Lợi nhuận ròng	
	Năm 2019	Năm 2018	Năm 2019	Năm 2018
California Resources Corp.	690,0	609,0	(67,0)	(2,0)
Callon Petroleum Co.	153,0	127,4	(21,4)	53,9
Carrizo Oil & Gas Inc.	233,0	225,3	146,2	14,7
Centennial Resources Development Co.	214,6	215,9	(8,1)	66,1
Chesapeake Energy Corp.	2.196,0	2.524,0	(44,0)	(6,0)
Chevron Corp.	35.200,0	37.764,0	2.649,0	3.638,0
Cimarex Energy Co.	577,0	567,1	26,3	186,3
CNX Resources Corp.	278,4	495,7	(87,3)	527,6
Comstock Resources Inc.	126,9	72,6	13,6	(41,9)
Concho Resources Inc.	1.104,0	947,0	(695,0)	835,0
ConocoPhillips	10.057,0	8.961,0	1.833,0	888,0
Continental Resources Inc.	1.124,2	1.141,0	187,0	233,9
Denbury Resources Inc.	305,5	353,2	(25,7)	39,6
Devon Energy Corp.	1.501,0	2.198,0	(317,0)	(197,0)
Diamondback Energy Inc.	864,0	479,0	10,0	163,0
Dorchester Minerals LP	19,0	15,9	14,0	11,0
EOG Resources Inc.	4.058,6	3.681,2	635,4	638,6
EQT Corp.	1.143,2	1.312,0	190,7	(1.586,0)
Extraction Oil & Gas Inc.	221,9	230,2	(102,3)	(56,2)
ExxonMobil Corp.	63.625,0	68.211,0	2.350,0	4.650,0
Gulfport Energy Corp.	320,6	325,4	62,2	90,1
Hess Corp.	1.599,0	1.390,0	28,0	(117,0)
HollyFrontier Corp.	3.897,2	4.128,4	253,1	268,1
Jagged Peak Energy Inc.	129,6	129,1	(94,9)	(39,4)
Laredo Petroleum Inc.	208,9	259,7	(9,5)	86,5
Marathon Oil Corp.	1.197,0	1.733,0	174,0	356,0
Marathon Petroleum Corp.	28.615,0	18.984,0	(7,0)	37,0
Matador Resources Co.	173,9	191,2	(16,9)	59,9
Murphy Oil Corp.	591,0	374,8	40,2	168,3
Noble Energy Inc.	1.052,0	1.286,0	(313,0)	554,0
Oasis Petroleum Inc.	575,7	473,8	(114,9)	0,6
Occidental Petroleum Corp.	4.089,0	3.825,0	631,0	708,0
Parsley Energy Inc.	427,7	392,7	(24,1)	82,9
PDC Energy Inc.	134,5	260,6	(120,2)	(13,1)
Penn Virigina Corp.	105,2	77,2	(38,7)	10,3
Phillips 66	23.658,0	24.046,0	204,0	524,0
Pioneer Natural Resources Co.	2.413,0	2.150,0	350,0	178,0
QEP Resources Inc.	280,6	428,9	(116,7)	(53,6)
Range Resources Corp.	748,1	742,6	1,4	49,2
Ring Energy Inc.	41,8	29,9	11,1	5,7
Sanchez Energy Corp.	216,7	251,2	(89,4)	(24,6)
Sandridge Energy Inc.	73,2	87,1	(5,3)	(40,9)
SilverBow Resources Inc.	72,1	52,8	16,1	8,5
SM Energy Inc.	340,9	769,6	(177,6)	317,4
Southwestern Energy Co.	990,0	920,0	594,0	205,0
Unit Corp.	189,7	205,1	(3,5)	7,9
Valero Energy Corp.	24.263,0	26.439,0	141,0	469,0
W&T Offshore Inc.	116,1	134,2	(47,8)	27,6
Whiting Petroleum Corp.	389,5	515,1	(68,9)	15,0
WPX Energy Inc.	359,0	374,0	(48,0)	(119,0)
Mỹ	227.639,5	227.588,2	8.109,5	15.290,6

Nguồn: Oil & Gas Journal, 27/5/2019

Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC giảm 360.000 thùng/ngày so với tháng trước, đạt 63,6 triệu thùng/ngày.

Trong khi đó, IEA đã điều chỉnh giảm tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2019 xuống còn 1,3 triệu thùng/ngày, giảm 90.000 thùng/ngày so với dự báo trước đó. Đây là thay đổi đầu tiên đối với triển vọng nhu cầu dầu toàn cầu năm 2019 từ đầu năm tới nay.

Mặc dù nhu cầu dầu trong đầu năm 2019 thấp hơn dự báo (đặc biệt ở các quốc gia Ai Cập, Ấn Độ, Indonesia, Nigeria, Brazil, Trung Quốc và Nhật Bản), song IEA cho rằng tốc độ tăng trưởng nhu cầu dầu có thể sẽ tăng trong suốt thời gian còn lại của năm 2019.

Các nước ngoài khối OECD cho biết sẽ tiếp tục gia tăng nhu cầu dầu trong năm 2019 và dự kiến tăng trưởng sẽ đạt 1,1 triệu thùng/ngày. Đối với OECD, tăng trưởng nhu cầu dầu sẽ đạt 210.000 thùng/ngày, chủ yếu tập trung ở các quốc gia châu Mỹ. Nhu cầu dầu toàn cầu dự kiến sẽ lần đầu tiên đạt mốc 100,4 triệu thùng/ngày.

Hoạt động dầu khí

Theo EIA, sản lượng dầu thô của Mỹ trong Quý I/2019 trung bình đạt 11,85 triệu thùng/ngày, tăng 1,62 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2018. Khảo sát 56 doanh nghiệp dầu khí có trụ sở tại Mỹ cho thấy trong Quý I/2019, tổng doanh thu đạt 227,6 tỷ USD, tương đương cùng kỳ năm 2018; tổng lợi nhuận ròng đạt 8,1 tỷ USD, giảm gần 50% so với cùng kỳ năm ngoái. Khảo sát 12 công ty dầu khí có trụ sở tại Canada cho thấy tổng lợi nhuận đạt 5,5 tỷ CAD, cao gấp đôi so với mức 2,67 tỷ CAD cùng kỳ năm ngoái. Sự



gia tăng này chủ yếu do giá dầu tăng cao hơn, bù đắp lại tác động của việc cắt giảm sản lượng bắt buộc tại Alberta (Bảng 3).

ExxonMobil Corp. cho biết lợi nhuận ròng trong Quý I/2019 ước tính đạt 2,4 tỷ USD, giảm gần 50% so với cùng kỳ năm 2018. Chi phí đầu tư và thăm dò đạt 6,9 tỷ USD, tăng 42% so với năm 2018, tập trung chủ yếu vào bể Permian. Sản lượng khai thác đạt 4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, tăng 2% so với cùng kỳ năm 2018.

Chevron cho biết các hoạt động hạ nguồn tại Mỹ chỉ đạt lợi nhuận ròng 217 triệu USD trong Quý I/2019,

giảm 1/2 so với cùng kỳ năm 2018 (442 triệu USD). Sự sụt giảm này chủ yếu là do tỷ suất lợi nhuận thấp và lợi nhuận của Chevron Phillips không đạt như kế hoạch. Hoạt động hạ nguồn tại các khu vực khác chỉ mang lại cho Chevron lợi nhuận 35 triệu USD trong Quý I/2019, chỉ bằng 12% so với cùng kỳ năm 2018 (286 triệu USD).

ConocoPhillips đạt 1,8 tỷ USD lợi nhuận ròng trong Quý I/2019, gấp đôi so với cùng kỳ năm 2018. Sản lượng khai thác (không bao gồm ở Libya) đạt 1,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, tăng 94.000 thùng dầu quy đổi/ngày so với cùng kỳ năm trước,



Mô Goliat của Eni tại biển Barents ngoài khơi Na Uy. Nguồn: Eni

tập trung chủ yếu từ các dự án phi truyền thống Big 3 ở Alaska, châu Âu và châu Á - Thái Bình Dương...

EOG Resources Inc. cho biết lợi nhuận ròng đạt 635 triệu USD, tương đương cùng kỳ năm trước (639 triệu USD). Sản lượng khai thác dầu thô tăng 20% so với cùng kỳ lên mức 435.900 thùng/ngày. Sản lượng NGLs tăng 19%, trong khi sản lượng khí tăng 11%, đóng góp vào mức tăng trưởng sản lượng 17%. EOG dự kiến sẽ tăng sản lượng xuất khẩu từ 100.000 thùng/ngày năm 2020 lên 250.000 thùng/ngày vào năm 2022 và các năm tiếp theo.

Mặc dù sản lượng trong Quý I/2019 đạt 328.000 thùng dầu quy đổi/ngày (tăng 44% so với Quý I/2018 và 7% so với Quý IV/2018) song Concho Resources Inc. vẫn bị lỗ 695 triệu USD.

Suncor Energy Inc., đạt lợi nhuận ròng 1,47 tỷ CAD trong Quý I/2019, tăng cao so với cùng kỳ năm 2018 (789 triệu CAD). Tổng sản lượng khai thác đạt 764.300 thùng dầu quy đổi/ngày, tăng 74.900 thùng/ngày so với cùng kỳ năm trước chủ yếu do tăng sản lượng tại Fort Hills, độ tin cậy tài sản được cải thiện tại Syncrude và tăng cường khai thác tại Hebron.

Imperial Oil Ltd. đạt lợi nhuận ròng 293 triệu CAD, giảm 43% so với cùng kỳ năm 2018 (516 triệu CAD). Lợi nhuận từ các hoạt động thượng nguồn đạt 58 triệu CAD, tăng 102 triệu CAD so với cùng kỳ.

Cenovus Energy Inc. đã đạt lợi nhuận ròng 110 triệu CAD trong Quý I/2019 so với khoản lỗ ròng 914 triệu CAD cùng kỳ năm 2018. Để tuân thủ chương trình cắt giảm sản lượng bắt buộc của chính quyền bang Alberta, sản lượng dầu cát của Cenovus Quý I/2019 đạt 343.000 thùng/ngày, thấp hơn 5% so với cùng kỳ.

Hiền Trang

DUNG DỊCH KHOAN VI BỌT GỐC NƯỚC DÙNG CHO CÁC VỈA CHỨA CÓ ÁP SUẤT THẤP

Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ vừa ký Quyết định số 34727/QĐ-SHTT cấp Bằng độc quyền sáng chế số 21113 cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) với sáng chế “Dung dịch khoan vi bọt gốc nước dùng cho các vỉa chứa có áp suất thấp”.

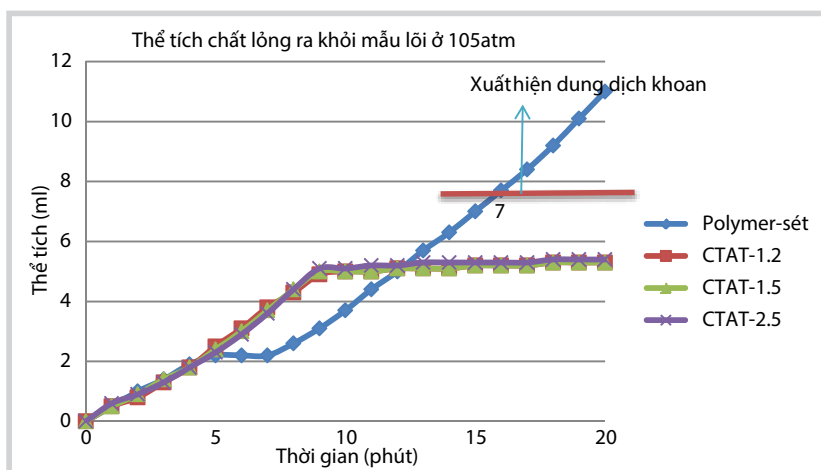
Mất tuần hoàn dung dịch khoan là vấn đề nghiêm trọng trong quá trình khoan, xuất hiện khi có sự chênh lệch áp suất giữa áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch và áp suất vỉa. Hiện tượng này dẫn đến dung dịch khoan đi vào các đới hàng hốc nứt nẻ, gây nhiễm bẩn thành hệ, gia tăng chi phí và gây ô nhiễm môi trường. Nếu không có giải pháp khắc phục phải ngừng khoan, đổ cầu xi măng hủ giếng khoan.

Khi xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch khoan, giải pháp cần ưu tiên áp dụng là sử dụng dung dịch khoan có hàm lượng pha rắn thấp, có tỷ trọng thấp nhằm làm giảm chi phí sửa chữa, bảo dưỡng giếng và tăng tuổi thọ giếng cũng như nâng cao hiệu quả khai thác.

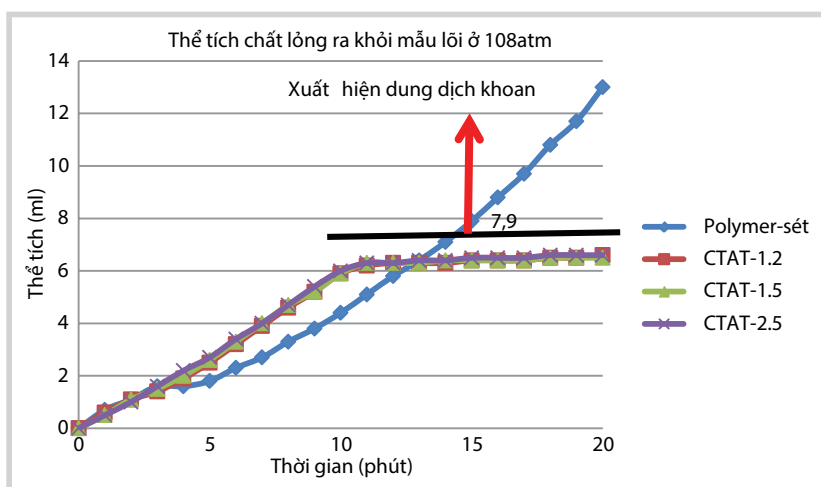
Dung dịch khoan vi bọt gốc nước là hệ dung dịch khoan, có thể điều chỉnh khối lượng riêng thấp, tái sử dụng và có chi phí hợp lý. Với việc sử dụng các chất hoạt động bề mặt, tổ hợp các polymer tạo nhót và các chất ổn định để tạo ra dung dịch khoan chứa các vi bọt có cấu trúc đặc biệt, không bị phá vỡ dưới điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Dung dịch khoan vi bọt có khối lượng riêng nhỏ, tạo ra cột áp chất lỏng thấp, có khả năng chống giảm mất dung dịch vào vỉa, mà vẫn duy trì khả năng vận chuyển mùn khoan cao, khả năng bôi trơn, giảm ma sát tốt, có thể tăng tốc độ khoan cao, do đó làm tăng hiệu quả công tác khoan.

Việc ứng dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước được các nhà khoa học Mỹ nghiên cứu chưa đáp ứng về độ bền trong



Hình 1. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 105atm, nhiệt độ 120°C



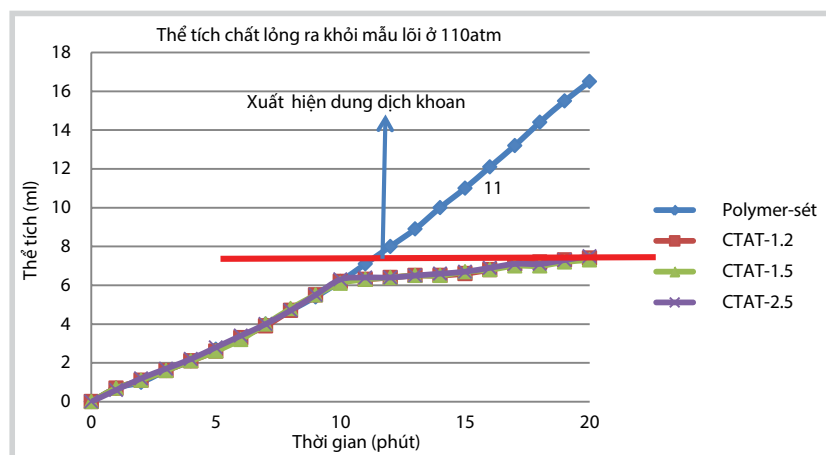
Hình 2. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi tại áp suất 108atm, nhiệt độ 120°C

điều kiện nhiệt độ lớn hơn 100°C. Chính vì vậy, việc VPI nghiên cứu thành công hệ dung dịch khoan vi bọt có khả năng chịu được nhiệt độ trên 100°C trong điều kiện áp suất thấp, có khả năng áp dụng cho khoan tầng chứa đá móng nứt nẻ, nơi thường xuyên xảy ra hiện tượng mất dung dịch rất có ý nghĩa thực tiễn.

Thành phần của dung dịch khoan vi bọt gồm: Chất hoạt động bề mặt anion natri ester sulphate (SLES), polymer xanthan gum, chất hoạt động bề mặt nonionic nonyl phenol ethoxylate, tác nhân duy

trì độ nhớt với chất ổn định nhiệt PTS200 và các thành phần chất đệm: Na_2CO_3 , NaHCO_3 , MgEDTA ...

Dung dịch khoan vi bọt được VPI chế tạo theo các bước sau: Bổ sung polymer xanthan gum vào nước biển, khuấy nhẹ với tốc độ 50 - 60 vòng/phút ở nhiệt độ phòng; bổ sung chất hoạt động bề mặt anion natri ester sulphate, tăng tốc độ khuấy từ 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường; bổ sung tác nhân ổn định nhiệt PTS 200, khuấy nhẹ ở tốc độ 50 - 60 vòng/phút; bổ sung chất hoạt động bề mặt nonionic nonyl phenol



Hình 3. Thể tích chất lỏng ra khỏi mẫu lõi ở 110atm và nhiệt độ 120°C

ethoxylate, tăng tốc độ khuấy lên 8.000 - 10.000 vòng/phút ở nhiệt độ thường. Sau đó, bổ sung lần lượt các chất Na_2CO_3 , NaHCO_3 , MgEDTA và bioxide, khuấy đều với tốc độ 50 - 60 vòng/phút; bổ sung polymer cellulose biến tính có độ nhớt cao, khuấy đều với tốc độ 50 - 60 vòng/phút thu được dung dịch khoan vi bột gốc nước.

Cấu trúc hạt bột thông thường

chỉ gồm 1 lõi không khí, được bao bọc bởi một lớp màng chất hoạt động bề mặt mỏng có độ bền rất thấp. Trong khi đó, hạt vi bột theo sáng chế của VPI có cấu trúc gồm 3 lớp: trong cùng là bóng khí, ở giữa là môi trường dung dịch polymer có độ nhớt cao và ngoài cùng là một lớp kép của chất hoạt động bề mặt bao bọc xung quanh hạt vi bột.

Nhờ cấu trúc đặc biệt này, khi

chịu tác động của áp suất, các hạt vi bột do VPI sáng chế chỉ bị nén lại, không bị phá vỡ khi di chuyển đến vùng có áp suất thấp. Các hạt vi bột di chuyển nhanh tới vùng nút nẻ, nở ra choán không gian rỗng của khe nứt, tạo thành lớp chắn ngăn cản không cho dung dịch khoan đi sâu vào các vùng có áp suất thấp. Do lớp chắn là các hạt vi bột chứa lõi là không khí nên dễ dàng phục hồi độ thấm vỉa mà không tổn hại đến vỉa chứa.

Từ kết quả nghiên cứu, VPI đã thử nghiệm đánh giá khả năng chống mất dung dịch của dung dịch khoan vi bột gốc nước trên mẫu lõi (đá móng mỏ Bạch Hổ) tại áp suất 108atm, so sánh với dung dịch khoan polymer - sét đang sử dụng tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Kết quả dung dịch khoan vi bột có khả năng bít nhét tốt đối với các khe rỗng trong mẫu lõi, chống mất dung dịch khoan hiệu quả hơn nhiều so với dung dịch khoan đang sử dụng tại Vietsovpetro.

Quang Minh



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

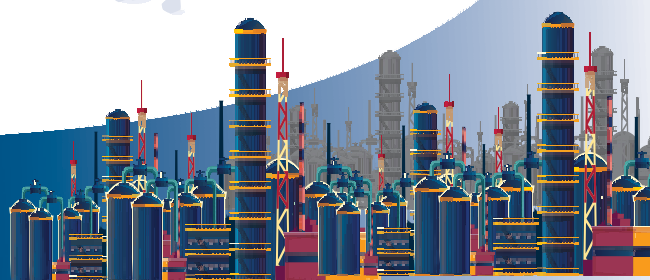
Địa chỉ nộp hồ sơ và tư vấn tuyển sinh:

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



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

