

Dầu Khí

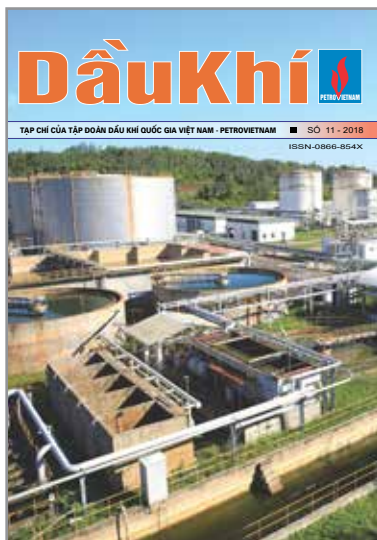


TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

■ SỐ 11 - 2018

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Tôn Anh Thi

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất. Ảnh: BSR



VIỆT NAM - AN ĐỘ NHẤT TRÍ TĂNG CƯỜNG HỢP TÁC DẦU KHÍ

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước tới Việt Nam từ ngày 18 - 20/11, Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind đã hội đàm với Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng, hội kiến Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân... để trao đổi về các giải pháp trong đàm phán đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Ấn Độ đi vào chiều sâu, trong tầm là lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo cấp cao hai nước nhất trí tiếp tục thúc đẩy đầu tư song phương, trong đó có các dự án hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC) trong thăm dò và khai thác dầu khí trên đất liền, thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; khuyến khích hai bên chủ động hơn nữa trong việc tìm kiếm mô hình hợp tác, kể cả với nước thứ ba.

Chung quanh hình ảnh đồng triển khai quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện giai đoạn 2017 - 2020.

Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind đánh giá cao thương mại song phương tăng trưởng mạnh thời gian qua và Ấn Độ trở thành một trong 10 đối tác thương mại lớn nhất của Việt Nam; đồng thời tin tưởng kinh doanh thương mại sẽ sớm đạt mục tiêu 15 tỷ USD.

Lãnh đạo hai nước nhất trí tiếp tục thúc đẩy đầu tư song phương, trong đó có các dự án hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC) trong

4

HỢP TÁC DẦU KHÍ VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Trong chuyến thăm chính thức Việt Nam, Thủ tướng Dmitry Medvedev và Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc bày tỏ hài lòng về kết quả hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Liên bang Nga, coi đây là một trong những trụ cột quan trọng của hợp tác Việt - Nga. Lãnh đạo hai nước khẳng định tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp hai nước hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, cũng như mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Ngày 19/11/2018, sau lễ đón chính thức tại Phủ Chủ tịch, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev tại Đại sảnh Chính phủ.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định chủ trương nhất quán của Việt Nam luôn coi trọng và tiến quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Lãnh đạo hai nước đã tiếp tục trao đổi các giải pháp thúc đẩy hợp tác trên nhiều lĩnh vực, nhằm đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng đi vào chiều sâu và bền vững.

Thủ tướng đánh giá cao kết quả Khóa họp lần thứ 21 Ủy ban Chính phủ Việt - Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật diễn ra tại Moscow vào cuối tháng 10/2018. Hai bên đánh giá hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga phát triển năng động thời gian qua với việc triển khai hiệu quả Hiệp định thương mại tự do giữa Việt Nam - Liên minh Kinh tế Á - Âu, phân đầu tư, nâng kim ngạch thương mại song phương lên tỷ lệ USD vào năm 2020.

Hai Thủ tướng bày tỏ hài lòng về kết quả hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Liên bang Nga, coi đây là một trong những trụ cột quan trọng của hợp tác Việt - Nga. Lãnh đạo hai nước khẳng định tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp hai nước hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, cũng như mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Về hợp tác kinh tế thương mại, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev cho rằng các công ty dầu khí và năng lượng của Liên bang Nga và Việt Nam đang hợp tác một cách thành công các dự án chung tại Liên bang Nga và Việt Nam với sự tham gia của các tập đoàn như Gazprom, Zarubezhneft, Rosneft và Petroservisier.

Trước đó, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng và Phó Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Maksim Kholmov đã đồng chủ trì khóa họp lần thứ 21 Ủy ban Chính phủ Việt - Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật tại Moscow, Liên bang Nga. Khóa họp đã ra soát kết quả thực hiện Biên bản Khóa họp lần thứ 20 Ủy ban Chính phủ, trao đổi và thống nhất các biện pháp thúc đẩy hợp tác song phương, trong

6

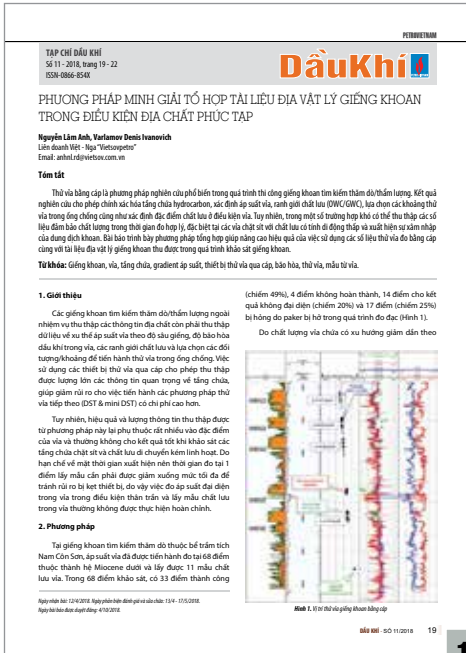
NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ**
- 19.** Phương pháp minh giải tổ hợp tài liệu địa vật lý giếng khoan trong điều kiện địa chất phức tạp
- 23.** Mô phỏng phương pháp khoan 2 tỷ trọng ở giếng khoan nước sâu bể Nam Côn Sơn

- HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ**
- 32.** Cải thiện hiệu quả cháy và giảm khí thải khi sử dụng phụ gia nano cerium oxide cho dầu đốt lò (FO) sử dụng làm nhiên liệu động cơ

- CÔNG NGHIỆP ĐIỆN**
- 41.** Ăn mòn và bảo vệ chống ăn mòn bên trong hộp nước biển làm mát trong thiết bị bình ngưng của các nhà máy nhiệt điện

- AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**
- 47.** Xây dựng hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí



FOCUS

| | |
|---|----|
| Vietnam, India agree to strengthen oil and gas co-operation | 4 |
| Oil and gas co-operation between Vietnam and Russia | 6 |
| Establishment and improvement of institutional framework for state-owned economic group development | 8 |
| Petrovietnam and the sustainable energy development goal | 12 |
| Petroleum is focal in marine economic development strategy | 16 |

RESEARCH AND DEVELOPMENT

| | |
|---|----|
| Integrated open-hole data interpretation technique in tight/deep invaded reservoirs | 19 |
| Simulation of dual gradient drilling at deepwater well, Nam Con Son basin | 23 |
| Nanoparticle cerium oxides as fuel oil additive in diesel engine for cleaner emissions and lower fuel consumption | 32 |
| Inside corrosion and protection for sea-water cooling box in condenser of thermal power plants | 41 |
| Development of guideline on environmental protection in implementation of oil and gas projects | 47 |
| Reformation of the gas industry in China and lessons drawn for Vietnam | 55 |

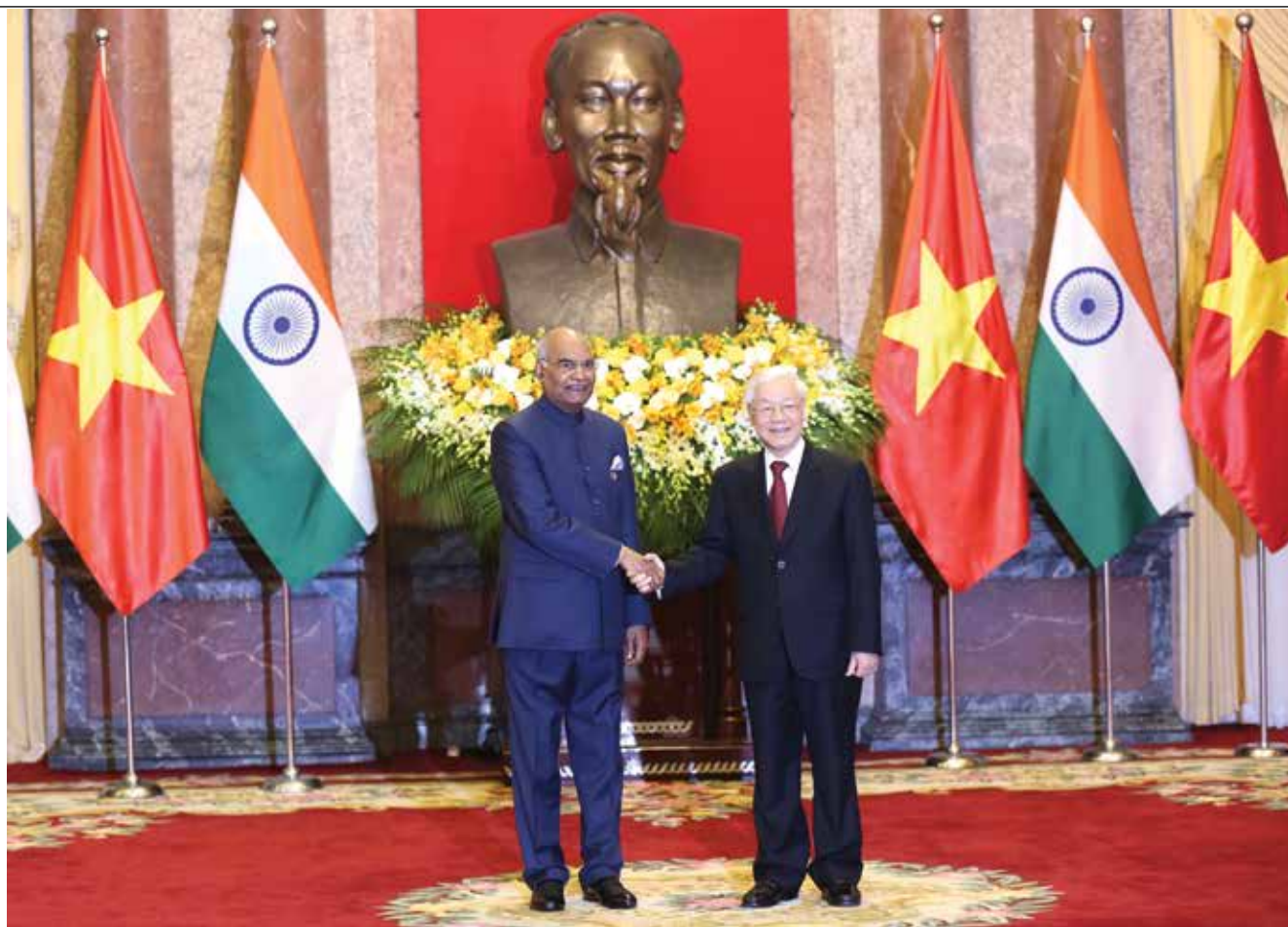
NEWS

| | |
|---|----|
| Launch of new AnPoly yarn product | 66 |
| PV GAS to bring gas from Tuna fields to Vietnam in 2024 | 68 |
| PVOIL Lao and Shell Thailand sign sale and purchase contract for petroleum products | 68 |
| PTSC M&C wins EPCI bid for Gallaf project in Qatar | 69 |
| Lukoil drills second well in eastern part of Yuri Korchagin field | 71 |
| Total, ADNOC to jointly explore unconventional gas in Abu Dhabi ... | 72 |



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

55. Vấn đề cải cách ngành công nghiệp khí Trung Quốc và bài học kinh nghiệm cho Việt Nam



Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng hội đàm với Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind. Ảnh: Nhật Bắc

VIỆT NAM - ẤN ĐỘ NHẤT TRÍ TĂNG CƯỜNG HỢP TÁC DẦU KHÍ

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước tới Việt Nam từ ngày 18 - 20/11, Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind đã hội đàm với Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng, hội kiến Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân... để trao đổi về các giải pháp trọng tâm đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Ấn Độ đi vào chiều sâu, trọng tâm là lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo cấp cao hai nước nhất trí tiếp tục thúc đẩy đầu tư song phương, trong đó có các dự án hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC) trong thăm dò và khai thác dầu khí trên đất liền, thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; khuyến khích hai bên chủ động hơn nữa trong việc tìm kiếm mô hình hợp tác, kể cả với nước thứ ba.

Ngày 20/11/2018, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng đã hội đàm với Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind. Lãnh đạo hai nước nhất trí tích cực trao đổi, phát huy hơn nữa các tiềm năng, lợi thế để tiếp tục đưa hợp tác Việt Nam - Ấn Độ trên các lĩnh vực đi vào chiều sâu, trong đó có

Chương trình hành động triển khai quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện giai đoạn 2017 - 2020.

Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind đánh giá cao thương mại song phương tăng trưởng mạnh thời gian qua và Ấn Độ trở thành một trong 10 đối tác

thương mại lớn nhất của Việt Nam; đồng thời tin tưởng kim ngạch thương mại sẽ sớm đạt mục tiêu 15 tỷ USD.

Lãnh đạo hai nước nhất trí tiếp tục thúc đẩy đầu tư song phương, trong đó có các dự án hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC) trong



ONGC đang cùng với các đối tác PVN, Rosneft tích cực triển khai hoạt động phát triển mỏ Phong Lan Đại. Ảnh: Thu Huyền



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc hội kiến Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind. Ảnh: Nhật Bắc

thăm dò và khai thác dầu khí trên đất liền, thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; khuyến khích hai bên chủ động hơn nữa trong việc tìm kiếm mô hình hợp tác, kể cả với nước thứ ba. Việt Nam hoan nghênh và nhất trí tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp Ấn Độ đầu tư vào các dự án năng lượng mới và năng lượng tái tạo tại Việt Nam.

Cùng ngày, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội kiến Tổng thống Ấn Độ Ram Nath Kovind; trao đổi về tầm nhìn chung đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Ấn Độ đi vào chiều sâu.

Hai nhà lãnh đạo cho rằng hợp tác kinh tế - thương mại là lĩnh vực cần được ưu tiên thúc đẩy trong thời gian tới để sớm đạt mục tiêu kim

ngạch 15 tỷ USD và cao hơn nữa. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc hoan nghênh Ấn Độ đầu tư vào các lĩnh vực Ấn Độ có thế mạnh và Việt Nam đang có nhu cầu như: năng lượng, năng lượng tái tạo, nông nghiệp công nghệ cao.

Lãnh đạo hai nước nhất trí đề nghị tăng cường hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ONGC trong lĩnh vực dầu khí, đẩy mạnh triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò các lô mới. Hai bên nhất trí tích cực thực hiện các thỏa thuận trong Biên bản ghi nhớ về hợp tác trong các dự án tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các nước thứ ba, đồng thời cân nhắc khả năng hợp tác với nước thứ ba để thăm dò, khai thác dầu khí.

Được biết, ONGC/OVL đã và đang triển khai hoạt động dầu khí ở Việt Nam theo các hợp đồng dầu khí đã ký như: PSC Lô 06-1, PSC Lô 128 ngoài khơi Việt Nam. Trong đó, ONGC đang cùng với các đối tác tích cực triển khai hoạt động phát triển mỏ Phong Lan Đại với mục tiêu đưa mỏ vào khai thác đầu năm 2019.

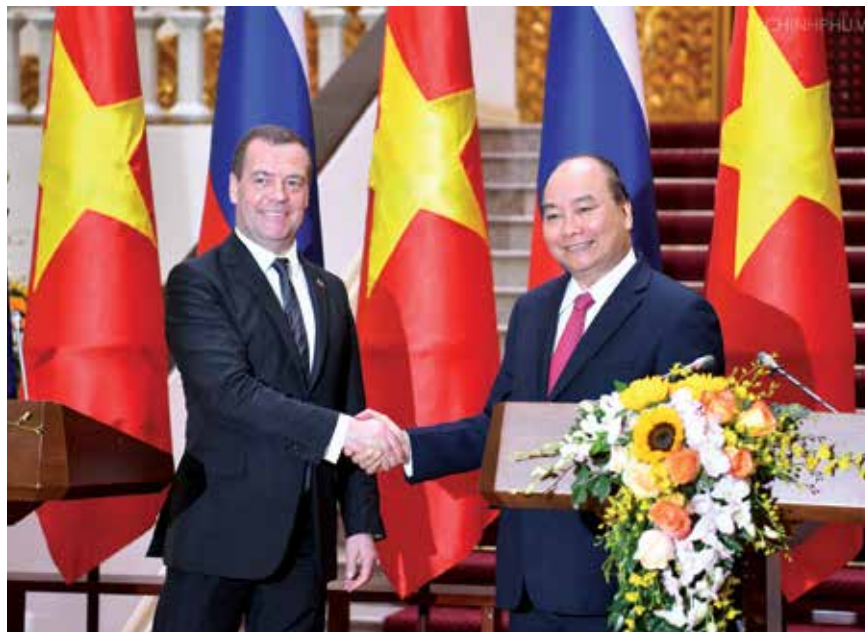
Nguyễn Hoàng

HỢP TÁC DẦU KHÍ VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Trong chuyến thăm chính thức Việt Nam, Thủ tướng Dmitry Medvedev và Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc bày tỏ hài lòng về kết quả hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Liên bang Nga, coi đây là một trong những trụ cột quan trọng của hợp tác Việt - Nga. Lãnh đạo hai nước khẳng định tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp hai nước hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, cũng như mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Ngày 19/11/2018, sau lễ đón chính thức tại Phủ Chủ tịch, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev tại Văn phòng Chính phủ.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định chủ trương nhất quán của Việt Nam luôn coi trọng, ưu tiên quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các giải pháp thúc đẩy hợp tác trên nhiều lĩnh vực nhằm đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng đi vào chiều sâu và bền vững.



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc hội đàm với Thủ tướng Medvedev. Ảnh: Quang Hiếu

Hai Thủ tướng đánh giá cao kết quả Khóa họp lần thứ 21 Ủy ban liên Chính phủ Việt - Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật diễn ra tại Moscow vào cuối tháng 10/2018. Hai bên đánh giá hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga phát triển năng động thời gian qua với việc triển khai hiệu quả Hiệp định thương mại tự do giữa Việt Nam - Liên minh Kinh tế Á - Âu, phần đầu tạo bước đột phá trong thương mại đầu tư, nâng kim ngạch thương mại song phương lên 10 tỷ USD vào năm 2020.

Hai Thủ tướng bày tỏ hài lòng về kết quả hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Liên bang Nga, coi đây là một trong những trụ cột quan trọng của hợp tác Việt - Nga. Lãnh đạo hai nước khẳng định tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp hai nước hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, cũng như mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác

như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Về hợp tác kinh tế thương mại, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev cho rằng, các công ty dầu khí và năng lượng của Liên bang Nga và Việt Nam đang hợp tác một cách thành công: "Chúng tôi mong muốn các mối quan hệ đó tiếp tục được củng cố, do đó sẽ tạo điều kiện thuận lợi để triển khai một cách thành công các dự án chung tại Liên bang Nga và Việt Nam với sự tham gia của các tập đoàn như: Gazprom, Zarubezhneft, Rosneft và Petrovietnam".

Trước đó, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng và Phó Thủ tướng Chính phủ Liên bang Nga Maksim Akimov đã đồng chủ trì Khóa họp lần thứ 21 Ủy ban liên Chính phủ Việt - Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật tại Moscow, Liên bang Nga. Khóa họp đã rà soát kết quả thực hiện Biên bản Khóa họp lần thứ 20 Ủy ban liên Chính phủ, trao đổi và thống nhất các biện pháp thúc đẩy hợp tác song phương, trong



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Minh Trí



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc PVN tham dự Phiên họp lần thứ 12 Tiểu ban Năng lượng, Ủy ban liên Chính phủ Việt - Nga. Ảnh: PVN

đó có việc triển khai các thỏa thuận cấp cao đạt được trong chuyến thăm chính thức Liên bang Nga của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng vào tháng 9/2018.

Hai bên tập trung trao đổi về các biện pháp cụ thể nhằm tăng cường hợp tác trong lĩnh vực năng lượng, khẳng định tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án dầu khí giữa hai nước, mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Trong khuôn khổ Khóa họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng đoàn công tác của Tập đoàn đã tham dự Phiên họp lần thứ 12 Tiểu ban Năng lượng do Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng và Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Yanovskiy Anatoli Borisovich

chủ trì. Trong lĩnh vực dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tiếp tục hoạt động có hiệu quả, mang lại lợi ích kinh tế cho cả Việt Nam và Liên bang Nga. Các bên tin tưởng rằng với sự ủng hộ và chỉ đạo tích cực của Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga, hợp tác trong lĩnh vực dầu khí sẽ tiếp tục phát triển mạnh mẽ hơn nữa. Đối với các khó khăn trong quá trình thực hiện dự án, các bên nỗ lực tìm kiếm cơ chế, giải pháp để tháo gỡ nhằm thúc đẩy hợp tác.

Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng khẳng định sẽ tiếp tục hợp tác chặt chẽ với Bộ Năng lượng Liên bang Nga và các cơ quan liên quan nhằm khai thác hiệu quả tiềm năng, triển vọng và cơ hội để cụ thể hóa các hoạt động, dự án hợp tác trong lĩnh vực dầu khí, điện...

Hoàng Anh



TỔNG BÍ THƯ, CHỦ TỊCH NƯỚC NGUYỄN PHÚ TRỌNG TIẾP THỦ TƯỚNG LIÊN BANG NGA DMITRY MEDVEDEV

Ngày 19/11/2018, tại Trụ sở Trung ương Đảng, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng đã tiếp Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đang ở thăm chính thức Việt Nam.

Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng khẳng định, Đảng, Nhà nước và nhân dân Việt Nam trước sau như một, coi trọng củng cố và phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện với Liên bang Nga; ủng hộ và mong muốn Liên bang Nga tăng cường hợp tác với các nước Đông Nam Á, nâng cao vai trò và vị thế tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương và trên trường quốc tế.

Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng nhấn mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí phát triển rất năng động, là một trong những lĩnh vực hợp tác mang tính chiến lược lâu dài cả về chính trị và kinh tế.

Khẳng định Việt Nam hoan nghênh và tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp Liên bang Nga tham gia các dự án trọng điểm về năng lượng, giao thông, dầu khí tại Việt Nam, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng đề nghị Chính phủ Liên bang Nga tích cực phối hợp với Chính phủ Việt Nam tháo gỡ khó khăn, tạo chuyển biến tích cực trong hợp tác kinh tế - thương mại và đầu tư, triển khai hiệu quả các dự án hợp tác quy mô lớn giữa hai nước đã được thống nhất tại kỳ họp của Ủy ban liên Chính phủ lần thứ 21.

XÂY DỰNG VÀ HOÀN THIỆN THỂ CHẾ PHÁT TRIỂN TẬP ĐOÀN KINH TẾ NHÀ NƯỚC

Trên cơ sở phân tích các cơ hội, thách thức, tồn tại, bất cập trong quá trình xây dựng, hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước, Hội thảo khoa học “Xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh hội nhập quốc tế” đã tập trung nghiên cứu, kiến nghị các giải pháp góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động, năng lực cạnh tranh của các tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh toàn cầu hóa, hội nhập quốc tế sâu, rộng.

Ngày 15/11/2018, tại Hà Nội, Bộ Biên tập Tạp chí Cộng sản, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Hội đồng Khoa học các cơ quan Đảng Trung ương đã tổ chức Hội thảo khoa học “Xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh hội nhập quốc tế”.

Hội thảo tập trung thảo luận các nhóm vấn đề chính: (i) Thể chế và vai trò của thể chế cho phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước, kinh nghiệm của một số quốc gia trong việc xây dựng thể chế cho phát triển các tập đoàn kinh tế nhà nước; (ii) Đánh giá thực trạng xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn phát biểu tại Hội thảo. Ảnh: PVN

nhà nước ở Việt Nam trong thời gian qua, phân tích các thành công, hạn chế, nguyên nhân của các hạn chế, đặc biệt là góc nhìn của một số tập đoàn kinh tế nhà nước; (iii) Các giải pháp, kiến nghị để hoàn thiện thể chế góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động, năng lực cạnh tranh của các tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh toàn cầu hóa, hội nhập quốc tế sâu, rộng.

Khẳng định ảnh hưởng của các tập đoàn kinh tế nhà nước đối với nền kinh tế là rất sâu, rộng, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho rằng trong quá trình hoạt động, mô hình tập đoàn kinh tế nhà nước đã bộc lộ một số vấn đề cần phải giải quyết. Biểu hiện chủ yếu là phát triển quá nóng, tập trung mở rộng quy mô, hoạt động đa ngành, đa lĩnh vực mà thiếu chú trọng vào lĩnh vực cốt lõi; phát triển vượt quá năng lực tài chính, quản trị... Kết quả, hiệu quả hoạt động chưa tương xứng với nguồn lực nắm giữ (tài nguyên, đất

đai, vốn, công nghệ...); gặp khó khăn trong quản lý khi tham gia vào các lĩnh vực rủi ro (tài chính, ngân hàng, bất động sản...). Phạm vi hoạt động của đa số các tập đoàn kinh tế nhà nước chủ yếu là thị trường trong nước, hội nhập khu vực và quốc tế còn hạn chế. Sự liên kết giữa các thành viên trong tập đoàn chưa cao, chưa thể hiện được bản chất của tập đoàn kinh tế, chưa thể hiện rõ được vai trò dẫn dắt, tạo động lực phát triển cho các lĩnh vực, các ngành khác.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, để nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp nhà nước nói chung, các tập đoàn kinh tế nhà nước nói riêng, cần giải quyết vấn đề then chốt là hoàn thiện thể chế. “Trong đó, vấn đề cần đặc biệt quan tâm là thể chế hóa các chủ trương, nghị quyết của Đảng trong quản lý, điều hành của Nhà nước đối với các tập đoàn kinh tế chủ lực của đất nước” - ông Nguyễn Vũ Trường Sơn nhấn mạnh.



Hội thảo khoa học “Xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước trong bối cảnh hội nhập quốc tế”. Ảnh: PVN

PGS.TS Vũ Văn Hà - Phó Tổng biên tập Tạp chí Cộng sản khẳng định vị trí, vai trò của doanh nghiệp nhà nước trong nền kinh tế Việt Nam: “Mặc dù quá trình cổ phần hóa được đẩy mạnh, cùng với sự phát triển của khu vực kinh tế tư nhân, doanh nghiệp nhà nước vẫn là thành phần chính trong các ngành, lĩnh vực then chốt như: tài chính, hạ tầng, chế tạo, năng lượng, khai khoáng. Đặc biệt, ngày càng nhiều doanh nghiệp nhà nước xuất hiện trong danh mục các doanh nghiệp có quy mô nhất, nhà đầu tư lớn nhất trên thị trường vốn... “Việc hình thành các tập đoàn kinh tế nhà nước giúp Nhà nước tập trung, kiểm soát các nguồn lực, khai thác ưu thế về thương hiệu, hoạt động đầu tư, thương mại, hệ thống dịch vụ đầu vào, đầu ra, nâng cao khả năng cạnh tranh, tối đa hóa lợi nhuận... Các tập đoàn kinh tế nhà nước đảm nhận nhiệm vụ là trụ cột quan trọng của nền kinh tế, là lực lượng, công cụ quan trọng để mở rộng thị trường,

nâng cao sức cạnh tranh trong bối cảnh hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng, giữ vai trò tiên phong đối với quá trình đổi mới khoa học và công nghệ quốc gia...”- PGS.TS. Vũ Văn Hà nhấn mạnh nhiệm vụ phải xây dựng và hoàn thiện thể chế phát triển tập đoàn kinh tế nhà nước phù hợp yêu cầu trong điều kiện mới.

Nghị quyết số 12-NQ/TW ngày 3/6/2017 Hội nghị Trung ương 5 (Khóa XII) về tiếp tục cơ cấu lại, đổi mới và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước đặt mục tiêu đến năm 2020 là: “Cơ cấu lại, đổi mới doanh nghiệp nhà nước giai đoạn 2017 - 2020 trên cơ sở các tiêu chí phân loại doanh nghiệp nhà nước, doanh nghiệp có vốn nhà nước thuộc các ngành, lĩnh vực. Phấn đấu hoàn thành thoái vốn tại các doanh nghiệp mà Nhà nước không cần nắm giữ, tham gia góp vốn; tập trung xử lý dứt điểm các tập đoàn kinh tế, tổng công ty nhà nước, các dự án, công trình đầu tư của doanh nghiệp

nhà nước kém hiệu quả, thua lỗ kéo dài” và đến năm 2030 là: “Củng cố, phát triển một số tập đoàn kinh tế nhà nước có quy mô lớn, hoạt động hiệu quả, có khả năng cạnh tranh khu vực và quốc tế trong một số ngành, lĩnh vực then chốt của nền kinh tế”.

Về công tác quản lý tài chính, TS. Phạm Tiến Đạt - Phó Viện trưởng Viện Chiến lược và Chính sách Tài chính, Bộ Tài chính cho rằng năng lực quản lý, giám sát tài chính tập đoàn kinh tế của các cơ quan đại diện chủ sở hữu chưa tương xứng với quy mô và mức độ phức tạp của các tập đoàn kinh tế được giao quản lý do thiếu cán bộ có năng lực chuyên ngành được phân công đại diện giám sát và thiếu công cụ quản lý hữu hiệu. “Phương thức giám sát chủ yếu thông qua giám sát sau, giám sát gián tiếp thông qua các báo cáo tài chính, chưa có giám sát mang tính chất cảnh báo, phòng ngừa rủi ro về chiến lược, kế hoạch, đầu tư thực hiện; việc áp dụng công



nghệ thông tin cho việc xây dựng cơ sở dữ liệu liên quan đến chỉ tiêu tài chính, hệ thống các phân tích tài chính còn thiếu...".

TS. Phạm Tiến Đạt cho rằng cần làm rõ nguyên tắc đầu tư và hoạt động kinh doanh đối với vốn Nhà nước là phải "bảo toàn và phát triển vốn"; tách bạch chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn của Ủy ban Quản

lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp theo tỷ lệ vốn Nhà nước đầu tư vào doanh nghiệp, phân định rõ quyền quản trị với quyền chủ sở hữu (cổ đông) trong doanh nghiệp. Chia sẻ khó khăn với các doanh nghiệp "đầu tư sinh lời càng cao, thì rủi ro càng cao", TS. Phạm Tiến Đạt cho rằng cần làm rõ thủ tục, cơ chế đầu tư, đặc biệt là nhìn nhận vấn đề

"hiệu quả" dưới góc độ tài chính (do trong kinh doanh có cái "được", có cái "mất").

Theo chuyên gia Trương Đình Tuyển - Nguyên Bộ trưởng Bộ Thương mại, cần xác định rõ vai trò của doanh nghiệp nhà nước từ đó mới có cách để quản lý và phát triển doanh nghiệp, đặt ra chức năng của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp. "Khi



Mô Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh

kinh tế tư nhân còn yếu kém thì cần phải có doanh nghiệp nhà nước để thực hiện chính sách công, đặc biệt là chính sách công nghiệp hóa. Trước khi xác định duy trì và thành lập mới doanh nghiệp nhà nước thì phải xác định có cơ chế, lực lượng nào thực hiện tốt hơn không?”. Chuyên gia Trương Đình Tuyển cho rằng việc đặt doanh nghiệp nhà nước vào kinh

tế thị trường là yếu tố mấu chốt để đổi mới và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước; tăng cường tính công khai, minh bạch, giám sát nội bộ, giám sát của cơ quan nhà nước. Đặc biệt, Chính phủ cần tách bạch rõ trách nhiệm của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp với trách nhiệm của đại diện chủ sở hữu tại doanh nghiệp.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San cho rằng, tập đoàn kinh tế nhà nước là mô hình kinh tế mang tính “động lực của một quốc gia” cần phải phát triển, tiếp tục hoàn thiện cơ chế chính sách và pháp luật về tập đoàn kinh tế. Những tập đoàn kinh tế mũi nhọn có tính đặc thù cần phải thiết kế riêng khung pháp lý cho hoạt động đặc thù bao trùm toàn bộ chuỗi công nghệ cốt lõi để các tập đoàn này có thể tích tụ vốn thực sự, phát triển đa ngành và đa dạng hóa các sản phẩm có giá trị gia tăng lớn và có tính tự chủ cao. Khung pháp lý phải tạo điều kiện cho sự liên thông sử dụng các sản phẩm và dịch vụ của nhau kể cả có cơ chế tạo điều kiện sử dụng vốn nhàn rỗi để mở rộng đầu tư vào các lĩnh vực tạo sản phẩm mang hiệu quả kinh tế trên nguyên tắc hiệu quả, phát huy tối đa nội lực và tận dụng các mặt tích cực của hội nhập quốc tế. Đối với ngành Dầu khí cần bổ sung, điều chỉnh Luật Dầu khí 2008 và các văn bản pháp quy dưới Luật phù hợp với hiện trạng kinh tế dầu khí thế giới, tiềm năng dầu khí trong nước kích thích đầu tư nước ngoài tận khai thác các mỏ đang suy giảm, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đầu tư phát triển các mỏ cận biên kinh tế, các vùng khó khăn nước sâu, xa bờ.

Các ý kiến tại Hội thảo cho rằng cơ quan quản lý cần thống nhất quan điểm “quản lý vốn Nhà nước” thay cho quan điểm “quản lý tài sản Nhà nước” như trước đây, theo đó cơ chế quản lý tài chính cần tập trung vào khâu giám sát tài chính, thông qua theo dõi, kiểm tra, thu thập thông tin để phân tích, đánh giá, cảnh báo rủi ro, từ đó giúp các tập đoàn kinh tế nhà nước nâng cao năng lực cạnh tranh và hoạt động ngày càng hiệu quả hơn.

Việt Hà

PETROVIETNAM VỚI MỤC TIÊU PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG BỀN VỮNG

Ngày 29/11/2018, tại Hội thảo “Phát triển năng lượng bền vững và bảo vệ môi trường tại Việt Nam”, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn khẳng định các khó khăn, thách thức đòi hỏi ngành Dầu khí Việt Nam phải tiếp tục đổi mới, kiên trì thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị “Về chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035” và triển khai đồng bộ các giải pháp để nâng cao năng lực cạnh tranh, bắt kịp xu hướng phát triển của ngành năng lượng trên thế giới.

Tại Hội thảo, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho biết: Ngoài các thành công quan trọng đạt được trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, Tập đoàn đã thực hiện thành công và đưa vào vận hành 3 cụm dự án/dự án trọng điểm quốc gia về dầu khí: Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau; Cụm Khí - Điện - Đạm Đông Nam Bộ và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Các cụm dự án/dự án này đang hoạt động rất hiệu quả, đóng góp to lớn cho phát triển kinh tế - xã hội của địa phương nói riêng và đất nước nói chung.

Tuy nhiên, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng chia sẻ các khó khăn “chưa từng thấy” trong giai đoạn từ năm 2015 đến nay: Giá dầu thế giới giảm mạnh và kéo dài đã khiến ngành dầu khí thế giới “lao đao”, trong đó có Việt Nam; nhiều dự án thăm dò, khai thác phải dừng, giãn tiến độ khiến lĩnh vực dịch vụ dầu khí cũng ảnh hưởng nặng nề; cạnh tranh giữa các doanh nghiệp (khai thác dầu khí, vận chuyển và dịch vụ...) trên thế giới ngày càng gay gắt và các nước tăng cường bảo hộ cho doanh nghiệp trong nước... Bên cạnh đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gặp rất nhiều khó khăn do cơ chế, chính sách chưa đồng bộ, hoặc đã



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn phát biểu tại Hội thảo “Phát triển năng lượng bền vững và bảo vệ môi trường tại Việt Nam”. Ảnh: PVN

lạc hậu so với sự phát triển trong bối cảnh hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng... Các cơ chế, chính sách tạo điều kiện cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện các mục tiêu chiến lược chưa được ban hành đầy đủ, kịp thời (Quy chế tài chính Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hiện vẫn chưa được ban hành).

Việc bảo lãnh vay vốn, thu xếp vốn cho các dự án đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gặp nhiều khó khăn, ví dụ như: Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất không được bảo lãnh Chính

phủ, việc xử lý các dự án đầu tư ở nước ngoài như Junin 2, SK 305... kéo dài và gặp nhiều khó khăn. Công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn do tiềm năng dầu khí hạn chế, trữ lượng nhỏ, thuộc vùng nước sâu, xa bờ hoặc có địa chất phức tạp, kết hợp với giá dầu giảm sâu nên công tác kêu gọi đầu tư gặp khó khăn...

Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn khẳng định các khó khăn, thách thức này đòi hỏi ngành Dầu khí Việt Nam phải tiếp tục đổi mới, kiên trì thực hiện Nghị quyết số



Mô Đại Hùng. Ảnh: PVEP

41-NQ/TW của Bộ Chính trị “Về chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035” và triển khai đồng bộ các giải pháp để nâng cao năng lực cạnh tranh, bắt kịp xu hướng phát triển của ngành năng lượng trên thế giới.

Tại Hội thảo, Chủ tịch Hiệp hội Năng lượng Việt Nam (VEA) Trần Viết Ngãi cho biết, VEA vừa có văn bản kiến nghị lên Tổng Bí thư, Chủ tịch nước, Thủ tướng Chính phủ, Chủ tịch Quốc hội để giải quyết các khó khăn, vướng mắc cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Theo VEA, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là 1 trong 3 trụ cột của ngành

năng lượng Việt Nam, song trong quá trình triển khai nhiệm vụ, Tập đoàn đã gặp nhiều khó khăn, vướng mắc trong quá trình sản xuất, kinh doanh, đầu tư xây dựng các công trình năng lượng, trong đó có việc chậm tiến độ các dự án trong Tổng sơ đồ điện VII (điều chỉnh).

Về khó khăn trong thu xếp vốn trong các dự án điện, theo Nghị định số 91/2015/NĐ-CP ngày 13/10/2015 của Chính phủ về đầu tư vốn nhà nước vào doanh nghiệp và quản lý, sử dụng vốn, tài sản tại doanh nghiệp sau khi nộp thuế thu nhập doanh nghiệp (22%), phần lợi nhuận sau

thuế chỉ được trích lập 3 quỹ (khoảng 30% giá trị lợi nhuận sau thuế), phần còn lại phải nộp vào ngân sách Nhà nước. Do đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam không đủ để thực hiện trách nhiệm của nhà đầu tư mà phải yêu cầu bảo lãnh vay vốn. Nhiều dự án có quy mô lớn, vốn đầu tư lớn như: Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1, Long Phú 1, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất... đều là các dự án đặc biệt quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Việc thu xếp 70% vốn vay để triển khai các dự án này là rất khó khăn, nếu không có bảo lãnh của Chính phủ.



Về cơ chế, chính sách ưu đãi khuyến khích các dự án điện khí LNG, VEA cho rằng thời điểm hiện nay và các năm tới, nguồn khí thiên nhiên giá thấp khai thác trong nước ngày càng suy giảm, Chính phủ đã có chủ trương và đã duyệt Quy hoạch phát triển chuỗi kho - cảng nhập khẩu khí hóa lỏng (LNG) để đa dạng hóa nguồn năng lượng cấp cho các dự

án sản xuất điện, phát triển hiệu quả và bền vững ngành điện Việt Nam, đáp ứng mục tiêu giảm ô nhiễm môi trường... Tuy nhiên do giá khí LNG nhập khẩu cao dẫn tới giá điện sản xuất cũng tăng cao, khó cạnh tranh với các nguồn điện khác.

Về khó khăn về định mức dự toán xây dựng và giá vật liệu xây dựng, đơn giá nhân công xây dựng,

giá cả máy móc và thiết bị, VEA cho rằng các bộ định mức đơn giá do các cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền ban hành hiện nay chưa đầy đủ, chưa phù hợp với yêu cầu kỹ thuật, điều kiện thi công, biện pháp thi công theo giá thị trường, dẫn tới chủ đầu tư gặp khó khăn trong công tác lập tổng mức đầu tư, tổng dự toán đối với các nhà máy nhiệt điện.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



PETROVIETNAM ĐỨNG ĐẦU TOP 500 DOANH NGHIỆP CÓ LỢI NHUẬN TỐT NHẤT VIỆT NAM NĂM 2018

Ngày 29/11/2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được Vietnam Report vinh danh là doanh nghiệp đứng số 1 trong Bảng xếp hạng Profit500 - Top 500 doanh nghiệp lợi nhuận tốt nhất Việt Nam năm 2018.

Trong Bảng xếp hạng, Vietnam Report vinh danh các doanh nghiệp có kết quả hoạt động kinh doanh ấn tượng, đạt khả năng sinh lời tốt, có tiềm năng trở thành trụ cột cho sự phát triển của nền kinh tế Việt Nam trong tương lai. Bảng xếp hạng góp phần khẳng định nâng cao uy tín, thương hiệu của doanh nghiệp, hỗ trợ doanh nghiệp trong việc thu hút nguồn lực, tiếp cận cơ hội kinh doanh mới thông qua việc gia tăng lòng tin của các đối tác, nhà đầu tư, giúp doanh nghiệp nâng cao năng lực cạnh tranh và phát triển bền vững trong bối cảnh hội nhập kinh tế ngày càng sâu rộng.

Chỉ trong 10 tháng năm 2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất từ 3,3 - 14,3%. Đặc biệt, Tập đoàn cũng đã hoàn thành kế hoạch cả năm chỉ tiêu nộp ngân sách Nhà nước, với 90,9 nghìn tỷ đồng, vượt 23,2% kế hoạch năm. Tổng doanh thu đạt 499,5 nghìn tỷ đồng, vượt 21,1% kế hoạch 10 tháng, tăng 23,6% so với cùng kỳ năm 2017.

Chủ tịch VEA Trần Viết Ngãi cho biết VEA kiến nghị Đảng, Nhà nước, Chính phủ, Quốc hội xem xét điều chỉnh Luật Xây dựng theo hướng cho phép chủ đầu tư các dự án điện đã có trong Quy hoạch phát triển điện Quốc gia không phải lập báo cáo nghiên cứu tiền khả thi.

VEA cũng đề nghị các cơ quan có thẩm quyền dưới sự chỉ đạo của

Đảng, Nhà nước, Chính phủ, Quốc hội tạo cơ chế chính sách để các dự án Nhiệt điện Sông Hậu 1, Long Phú 1 và Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được cấp bảo lãnh vay vốn, để đảm bảo đáp ứng kịp thời nguồn vốn cho các dự án và triển khai thực hiện đúng tiến độ.

Ngọc Linh



DẦU KHÍ LÀ TRỌNG TÂM

TRONG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN KINH TẾ BIỂN

Tại Tọa đàm “Ngành Dầu khí trong tầm nhìn mới về chiến lược biển”, các đại biểu tham dự cho rằng Luật Dầu khí đã đến lúc phải sửa đổi để tạo hành lang pháp lý cho ngành Dầu khí phát triển hiệu quả và thực hiện thành công Nghị quyết Trung ương 8 (Khóa XII) về Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

Tuy nhiên, trong bối cảnh Việt Nam đang triển khai tái cơ cấu mô hình kinh tế và đổi mới mô hình tăng trưởng, hành lang pháp lý cho hoạt động của ngành Dầu khí là Luật Dầu khí đã không còn phù hợp và cần phải được thay đổi để ngành Dầu khí phát triển mạnh mẽ và đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế. Theo ông Nguyễn Văn Phúc, Luật Dầu khí mặc dù được sửa đổi bổ sung vào năm 2000 và 2008 nhưng vẫn chỉ giới hạn ở hoạt động dầu khí thượng nguồn là tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ, khai thác dầu khí mà chưa đề cập đến khâu trung nguồn và hạ nguồn. Vì vậy, việc thu hút đầu tư vào chuỗi giá trị dầu khí từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn gặp nhiều khó khăn.

Cùng quan điểm này, Phó Viện trưởng Viện Nghiên cứu Quản lý Kinh tế Trung ương (CIEM) Trần Kim Chung chỉ rõ: Ngành Dầu khí là trọng tâm trong Chiến lược phát triển kinh tế biển Việt Nam. Vì vậy, Chiến lược này sẽ được thực hiện thành công nếu có khung pháp lý phù hợp, cùng với chiến lược tài chính và ngân sách đặc thù cho các ngành trọng điểm liên quan thực hiện mục tiêu nhiệm vụ, trong đó có ngành Dầu khí. Theo đó, bên cạnh việc sửa Luật Dầu khí, cơ chế tài chính ngân sách cho phát triển ngành Dầu khí phải được tính toán ngay cho tầm nhìn trung hạn và dài hạn thay vì chỉ trong ngắn hạn như hiện nay.

Theo ông Trần Kim Chung, ở giai đoạn trước đây khi giá dầu cao, sản lượng khai thác lớn, Chính phủ phải có giải pháp tạo quỹ dự trữ từ nguồn giá trị gia tăng dầu khí vượt trội cho đầu tư phát triển ngành Dầu khí, giải quyết các vấn đề phát sinh khi giá dầu xuống thấp như giai đoạn vừa qua. Vì vậy, đây là vấn đề mà Chính phủ cần xem xét trong thời gian tới để ngành Dầu khí có thể thực hiện

Tại Tọa đàm, Nguyễn Phó chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế Quốc hội Nguyễn Văn Phúc cho biết, ngành Dầu khí có vai trò vị trí quan trọng trong bảo đảm an ninh năng lượng, bảo đảm cân đối vĩ mô, bảo đảm an ninh quốc phòng trên biển và đối ngoại. Ngành Dầu khí còn tạo ra tác động lan tỏa đối với các ngành công nghiệp hỗ trợ, dịch

vụ, việc làm và có đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước. Đặc biệt, việc tìm kiếm, thăm dò dầu khí gắn với điều tra, khảo sát, đánh giá tiềm năng các tài nguyên khoáng sản biển khác, khoáng sản biển sâu, đặc biệt là các khoáng sản có trữ lượng lớn, giá trị cao, có ý nghĩa chiến lược; có vị trí rất quan trọng của kinh tế biển nói chung và Chiến lược phát triển kinh tế biển Việt Nam.



Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế Quốc hội Nguyễn Đức Kiên phát biểu tại Tọa đàm. Ảnh: Hiền Anh

tốt nhiệm vụ để ra trong Chiến lược phát triển kinh tế biển.

Bổ sung ý kiến về tạo cơ chế tài chính cho ngành Dầu khí, TSKH. Nghiêm Vũ Khải - Phó Chủ tịch Liên hiệp các hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam chỉ rõ: Để thực hiện Chiến lược phát triển kinh tế biển, Chính phủ và các cơ quan quản lý nhà nước như Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ cần đầu tư thích đáng cho ngành Dầu khí; trong đó có đầu tư cho khoa học công nghệ để phát triển công nghiệp dầu khí và phát triển kinh tế biển.

Tại Tọa đàm, Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Phạm Xuân Cảnh cho biết, Tập đoàn đang tập trung rất cao để phát triển lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính; đồng thời triển khai công tác tái cơ cấu toàn diện, (về mô hình hoạt động, đặc biệt là công tác quản trị)... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định: Nghị quyết 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về “Chiến lược phát triển ngành Dầu khí

Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035”, Nghị quyết Trung ương 8 (Khóa XII) ngày 21/10/2018 về Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết số 36-NQ/TW) chính là cơ hội, là định hướng, là động lực quan trọng, có tính chất quyết định sự phát triển của ngành Dầu khí trong thời gian tới.

Để thực hiện thành công Chiến lược quan trọng này, ông Phạm Xuân Cảnh cho rằng cần sớm hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí theo đúng tinh thần Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị; trong đó cần thiết phải sửa đổi Luật Dầu khí, xác lập lại vấn đề quản lý Nhà nước đối với ngành Dầu khí và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Đồng thời, cần xác định cơ chế chính sách để thu hút đầu tư trong nước và nước ngoài, cho hoạt động dầu khí; giải quyết nguồn lực và cơ chế tài chính cho hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí. Ông Phạm Xuân

Cảnh nhấn mạnh: “Tập đoàn đề xuất kiến nghị cơ chế nguồn lực và cơ chế tài chính cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, không phải cơ chế tài chính cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”.

Ghi nhận đề xuất của các đại biểu, Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế Quốc hội Nguyễn Đức Kiên khẳng định, các cơ quan quản lý Nhà nước và ngành Dầu khí phải có cách nhìn mới về vấn đề tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, về ứng dụng khoa học công nghệ và phương thức “đi tắt đón đầu” tổ chức sản xuất của ngành Dầu khí trong tương lai. Đại biểu Quốc hội ghi nhận các kiến nghị về việc cần sớm thay đổi khung pháp lý, nâng cao hiệu quả quản lý của Nhà nước, quản lý vốn và đối xử với từng dự án bình đẳng, công bằng. Ông Nguyễn Đức Kiên cũng cho biết, Hội đồng Dân tộc và các ủy ban của Quốc hội đã trao đổi với Chính phủ về kế hoạch sửa Luật Dầu khí trong năm 2019 - 2020 cho phù hợp với tình hình mới.

Minh Anh

PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI TỔ HỢP TÀI LIỆU ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN TRONG ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP

Nguyễn Lâm Anh, Varlamov Denis Ivanovich

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: anhnl.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Thử vỉa bằng cáp là phương pháp nghiên cứu phổ biến trong quá trình thi công giếng khoan tìm kiếm thăm dò/thẩm lượng. Kết quả nghiên cứu cho phép chính xác hóa tầng chứa hydrocarbon, xác định áp suất vỉa, ranh giới chất lưu (OWC/GWC), lựa chọn các khoảng thử vỉa trong ống chống cũng như xác định đặc điểm chất lưu ở điều kiện vỉa. Tuy nhiên, trong một số trường hợp khó có thể thu thập các số liệu đảm bảo chất lượng trong thời gian đo hợp lý, đặc biệt tại các vỉa chặt sít với chất lưu có tính di động thấp và xuất hiện sự xâm nhập của dung dịch khoan. Bài báo trình bày phương pháp tổng hợp giúp nâng cao hiệu quả của việc sử dụng các số liệu thử vỉa đo bằng cáp cùng với tài liệu địa vật lý giếng khoan thu được trong quá trình khảo sát giếng khoan.

Từ khóa: Giếng khoan, vỉa, tầng chứa, gradient áp suất, thiết bị thử vỉa qua cáp, bão hòa, thử vỉa, mẫu thử vỉa.

1. Giới thiệu

Các giếng khoan tìm kiếm thăm dò/thẩm lượng ngoài nhiệm vụ thu thập các thông tin địa chất còn phải thu thập dữ liệu về xu thế áp suất vỉa theo độ sâu giếng, độ bão hòa dầu khí trong vỉa, các ranh giới chất lưu và lựa chọn các đối tượng/khoảng để tiến hành thử vỉa trong ống chống. Việc sử dụng các thiết bị thử vỉa qua cáp cho phép thu thập được lượng lớn các thông tin quan trọng về tầng chứa, giúp giảm rủi ro cho việc tiến hành các phương pháp thử vỉa tiếp theo (DST & mini DST) có chi phí cao hơn.

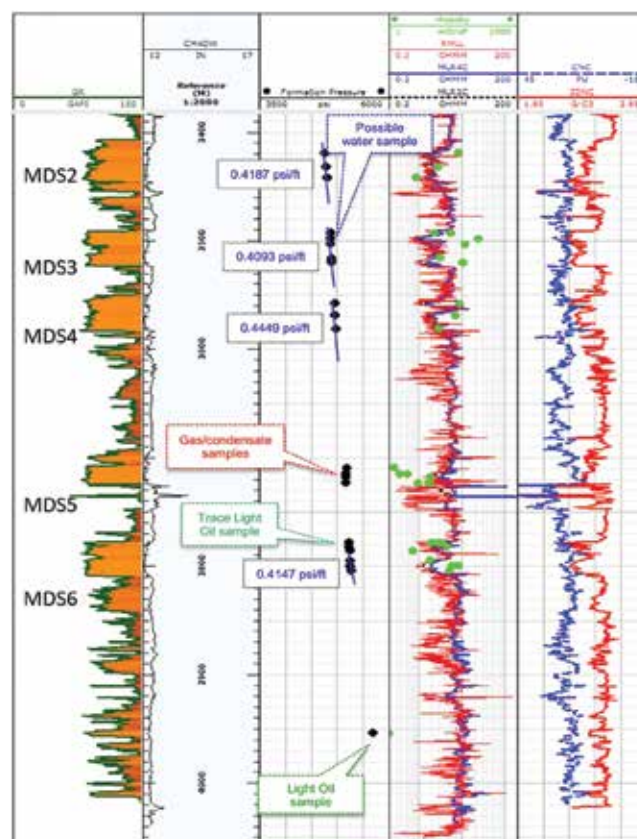
Tuy nhiên, hiệu quả và lượng thông tin thu thập được từ phương pháp này lại phụ thuộc rất nhiều vào đặc điểm của vỉa và thường không cho kết quả tốt khi khảo sát các tầng chứa chặt sít và chất lưu di chuyển kém linh hoạt. Do hạn chế về mặt thời gian xuất hiện nên thời gian đo tại 1 điểm lấy mẫu cần phải được giảm xuống mức tối đa để tránh rủi ro bị kẹt thiết bị, do vậy việc đo áp suất đại diện trong vỉa trong điều kiện thân trần và lấy mẫu chất lưu trong vỉa thường không được thực hiện hoàn chỉnh.

2. Phương pháp

Tại giếng khoan tìm kiếm thăm dò thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, áp suất vỉa đã được tiến hành đo tại 68 điểm thuộc thành hệ Miocene dưới và lấy được 11 mẫu chất lưu vỉa. Trong 68 điểm khảo sát, có 33 điểm thành công

(chiếm 49%), 4 điểm không hoàn thành, 14 điểm cho kết quả không đại diện (chiếm 20%) và 17 điểm (chiếm 25%) bị hỏng do paker bị hở trong quá trình đo đạc (Hình 1).

Do chất lượng vỉa chứa có xu hướng giảm dần theo



Hình 1. Vị trí thử vỉa giếng khoan bằng cáp

Ngày nhận bài: 12/4/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/4 - 17/5/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2018.

Bảng 1. Kết quả khảo sát bằng thiết bị thử vỉa qua cáp

| STT | Vỉa | Mẫu số | MDRT (m) | TVDRT (m) | TVDSS (m) | Dạng Packer | Áp suất hồi áp cuối (psia) | Độ linh hoạt (mD/cp) | Thể tích bơm ra tích lũy (litres) | Thời gian bơm ra tích lũy | Dạng IFX |
|-----|------|--------|----------|-----------|-----------|--------------|----------------------------|----------------------|-----------------------------------|---------------------------|--|
| 1 | MDS6 | 70 | 3800,02 | 3721,40 | 3690,90 | Dạng bầu dục | 5269,7 | 25,8 | 68,3 | 1 giờ 36 phút | Không áp dụng |
| 2 | MDS6 | 71 | 3778,50 | 3701,15 | 3670,65 | Dạng bầu dục | 5241,6 | 14,0 | 74,7 | 1 giờ 46 phút | Không áp dụng |
| 3 | MDS3 | 79 | 3492,96 | 3433,01 | 3402,51 | Dạng chuẩn | 4872,7 | 29,1 | 67,5 | 2 giờ | Nước vỉa + Dung dịch gốc nước |
| 4 | MDS5 | 81 | 3699,07 | 3626,40 | 3595,90 | Dạng bầu dục | NA | NA | 73,4 | 3 giờ 58 phút | Dung dịch gốc nước |
| 5 | MDS5 | 85 | 3703,02 | 3630,11 | 3599,61 | Dạng bầu dục | NA | NA | 13,5 | 3 giờ 47 phút | Khí condensate + Dung dịch gốc nước |
| 6 | MDS5 | 86 | 3715,00 | 3641,36 | 3610,86 | Dạng bầu dục | 5164,3 | 2,7 | 118,5 | 3 giờ 18 phút | Dung dịch gốc nước |
| 7 | MDS6 | 88 | 3778,60 | 3701,24 | 3670,74 | Dạng bầu dục | 5242,1 | 9,7 | 154,0 | 4 giờ 55 phút | Dung dịch gốc nước + Dầu hiệu khí condensate |
| 8 | MDS6 | 89 | 3786,04 | 3708,25 | 3677,75 | Dạng bầu dục | 5252,0 | 3,8 | 120,0 | 4 giờ 51 phút | Dung dịch gốc nước |
| 9 | MDS5 | 91 | 3709,71 | 3636,39 | 3605,89 | Dạng bầu dục | NA | NA | 36,0 | 4 giờ 13 phút | Dung dịch gốc nước |
| 10 | H120 | 93 | 3954,02 | 3866,29 | 3835,79 | Dạng bầu dục | 6601,6 | 1,0 | 24,0 | 2 giờ 53 phút | Dầu + Dung dịch gốc nước |
| 11 | MDS5 | 111 | 3723,42 | 3649,28 | 3618,78 | Dạng chuẩn | 5175,4 | 8,7 | 84,9 | 4 giờ 12 phút | Dung dịch gốc nước |

Bảng 2. Kết quả phân tích thí nghiệm các mẫu được trích từ bình chứa

| Vỉa | Độ sâu (MDRT) (m) | Thể tích phần lọc dung dịch (ml) | Thể tích hydrocarbon (ml) | Định dạng |
|-------|-------------------|----------------------------------|---------------------------|--------------------|
| MDS_3 | 3492,96 | 600 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_5 | 3699,07 | 600 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_5 | 3703,02 | 560 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_5 | 3709,71 | 700 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_5 | 3715,00 | 680 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_5 | 3723,42 | 560 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| MDS_6 | 3778,60 | 550 | 2 (condensate) | Dung dịch gốc nước |
| MDS_6 | 3786,04 | 660 | 0 | Dung dịch gốc nước |
| H_120 | 3954,02 | 50 | 500 (dầu) | Dầu nhẹ |

chiều sâu nên mức độ thành công của phép đo giảm dần theo chiều sâu. Trong khoảng độ sâu 3.800 - 4.000m, hầu hết các lần đo đều xuất hiện các điểm packer bị hở. Theo kết quả minh giải, gradient áp suất ở 4 khoảng vỉa cho thấy có sự hiện diện của vỉa chứa nước. Tại các khoảng khảo sát chính (các điểm tiến hành lấy mẫu chất lưu vỉa), kết quả đo nhận được khá phân tán do chất lượng tầng chứa giảm (các điểm 4, 5, 9 trên Bảng 1) nên không đủ tin cậy để xây dựng gradient áp suất vỉa.

Tổng cộng lấy được 11 mẫu chất lưu tại vỉa (Bảng 1). Thời gian dùng để lấy mẫu (tại các tầng chứa có chất lượng tốt) là 1 - 2 giờ và 4 - 5 giờ tại các tầng chứa chặt sít. Thiết bị đo dòng chất lưu (IFX) theo thời gian thực đã nhận diện được nước vỉa tại mẫu số 3, vết hydrocarbon tại các mẫu 4, 5, 7, 10. Tuy nhiên kết quả phân tích mẫu trong phòng thí nghiệm chỉ xác nhận sự hiện diện của hydrocarbon tại mẫu số 7 và 10 (Bảng 2).

Kết quả phân tích mẫu 10 (Bảng 1) cho thấy có sự hiện diện của dầu nhẹ có lẫn filtrate, các mẫu còn lại đều chứa filtrate.

Kết quả nhận diện trực tiếp loại chất lưu trong quá trình khảo sát và kết quả phân tích thí nghiệm mẫu thu được trong

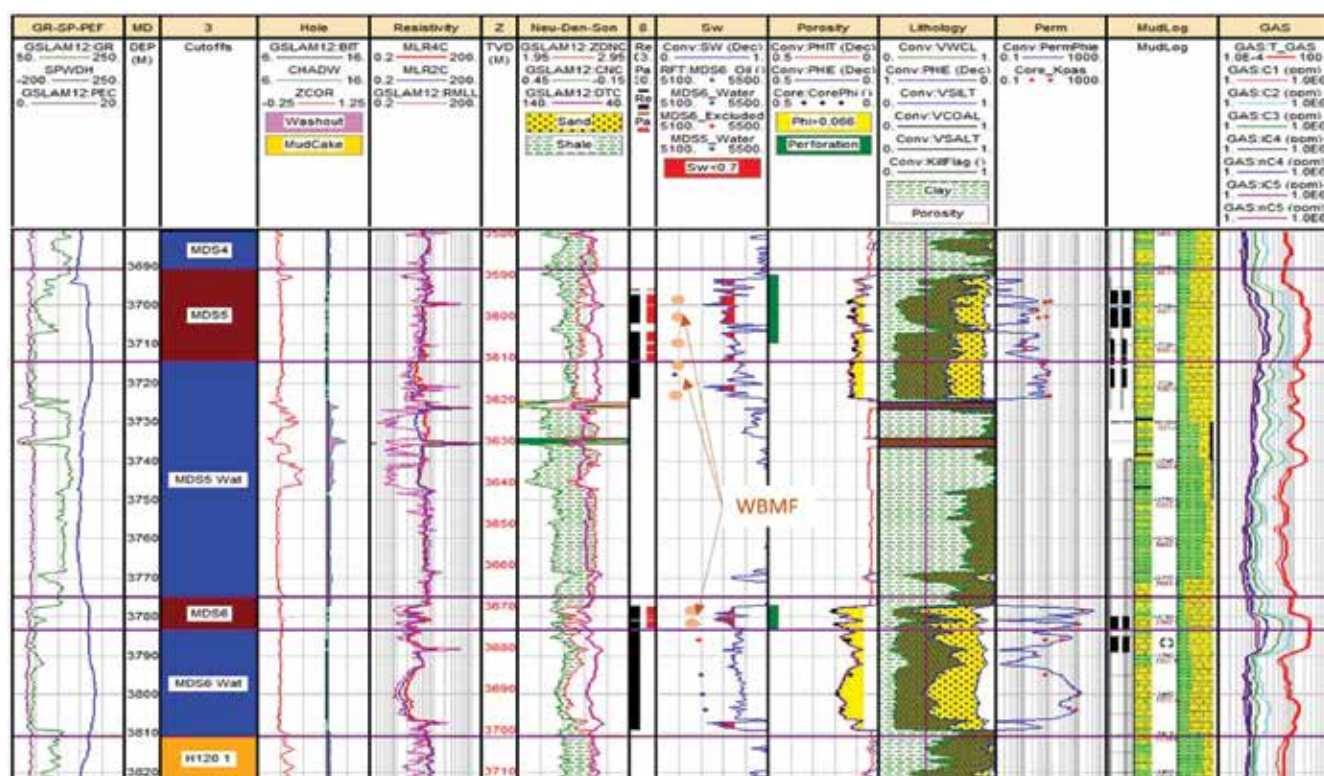
bình cho thấy không trùng khớp hoàn toàn với nhau. Trong khi hydrocarbon lỏng đã được xác nhận (Bảng 2) thì loại khí tại các mẫu 4 và 5 (Bảng 1) chưa được xác minh do các mẫu khí được tách từ tất cả các bình có thể tích không đủ để phân tích (chỉ 1 - 2 lít tại điều kiện tiêu chuẩn).

Kết quả phân tích pha lỏng (sau khi đã tách hydrocarbon) tại các mẫu 7 và 8 (Bảng 1) cho thấy sự hiện diện của hỗn hợp filtrate dung dịch khoan (WBMF) với một lượng nhỏ có thể là nước vỉa.

Sự hiện diện không đáng kể hydrocarbon trong các mẫu không cho phép xác minh tiềm năng dầu - khí công nghiệp của vỉa. Sự có mặt của vết dầu tại mẫu số 7, cho thấy vỉa bão hòa dầu, nhưng cũng có thể là vỉa nước do nước vỉa cũng có mặt. Vì vậy, việc minh giải kết quả thu được và mức độ tin cậy của việc xác định tính bão hòa của các khoảng khảo sát là chưa chắc chắn nếu dựa trên số liệu phân tích hiện có từ phòng thí nghiệm do tất cả những phần mẫu chất lỏng chủ yếu đều là dung dịch khoan lẫn cặn bản (WBMF) (Hình 2).

Công tác phân tích thành phần khí được thực hiện trên thể tích khí được tách ra từ mẫu vỉa. Kết quả phân tích thành phần khí cho thấy đây là khí thiên nhiên (Bảng 3).

Kết quả phân tích cho thấy có sự thay đổi thành phần khí CO₂ trong các mẫu. Hàm lượng khí CO₂ có sự chênh lệch đáng kể ở một số mẫu. Hàm lượng khí CO₂ hòa tan trong nước có thể được giả định là nồng



Hình 2. So sánh kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan và kết quả phân tích mẫu từ vỉa

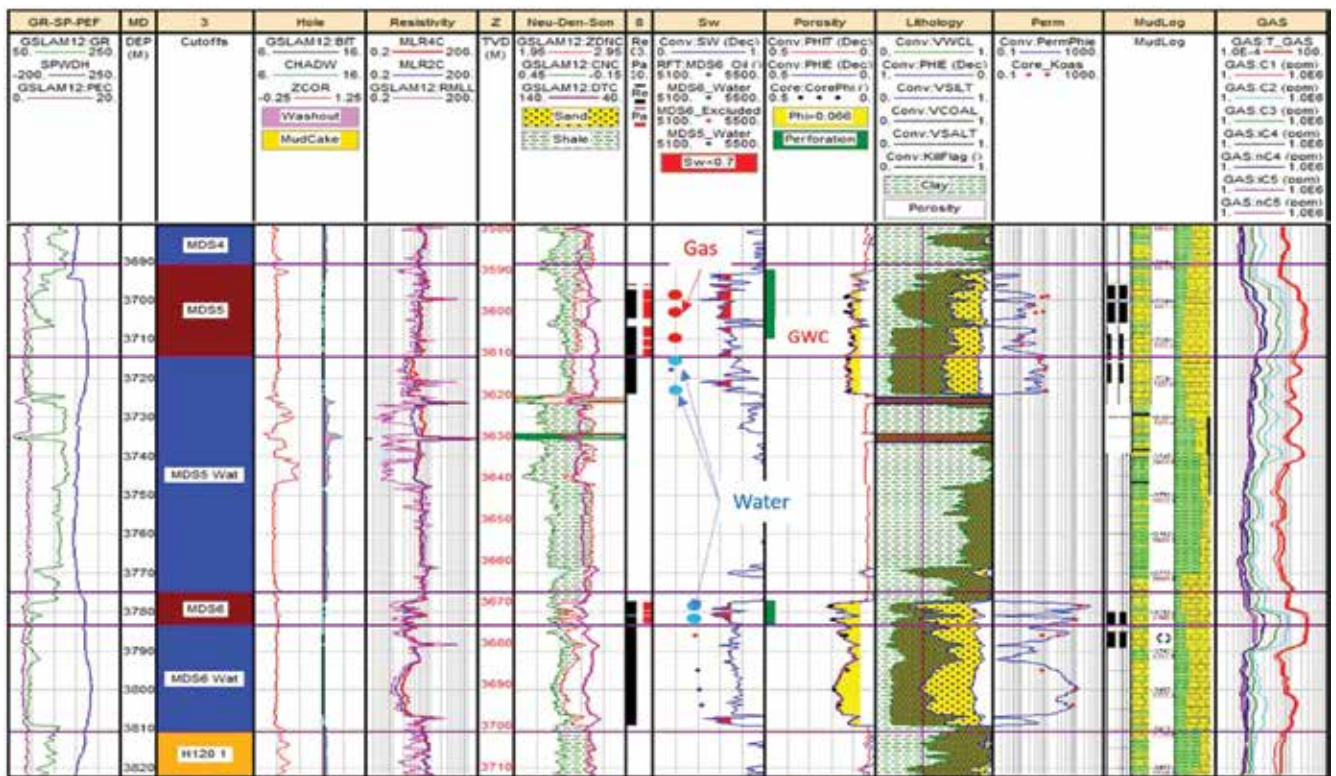
Bảng 3. Kết quả phân tích thành phần phân khí

| Thành phần/đặc tính | MDS3 @3493 | MDS5 @3699 | MDS5 @3703 | MDS5 @3709,7 | MDS5 @3715 | MDS5 @3723,4 | MDS5 @3778 | MDS6 @3786 |
|--|---------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|
| N ₂ hiếm, %mol | 2,19 | 1,78 | 1,57 | 2,31 | 1,36 | 1,99 | 1,69 | 0,94 |
| CO ₂ | 11,56 | 0,60 | 1,26 | 0,47 | 12,81 | 13,41 | 13,14 | 12,44 |
| H ₂ S | | | | | | | | |
| CH ₄ | 79,80 | 88,04 | 89,51 | 89,04 | 81,13 | 90,64 | 80,26 | 82,93 |
| C ₂ H ₆ | 4,15 | 6,28 | 4,93 | 4,92 | 3,42 | 4,21 | 3,15 | 2,73 |
| C ₃ H ₈ | 1,09 | 1,91 | 1,32 | 1,68 | 0,76 | 1,12 | 0,80 | 0,49 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0,22 | 0,39 | 0,27 | 0,39 | 0,11 | 0,17 | 0,18 | 0,07 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0,22 | 0,33 | 0,51 | 0,42 | 0,10 | 0,14 | 0,16 | 0,08 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0,09 | 0,12 | 0,10 | 0,15 | 0,03 | 0,03 | 0,07 | 0,03 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0,08 | 0,08 | 0,07 | 0,12 | 0,02 | 0,02 | 0,05 | 0,02 |
| C ₆ dự kiến | 0,16 | 0,12 | 0,11 | 0,11 | 0,02 | 0,01 | 0,07 | 0,01 |
| C ₇₊ dự kiến | 0,44 | 0,35 | 0,36 | 0,40 | 0,25 | 0,34 | 0,42 | 0,25 |
| RG, air = 1 | 0,7333 | 0,6448 | 0,6383 | 0,6407 | 0,7204 | 0,623 | 0,7336 | 0,7079 |
| Khối lượng phân tử, g/mol | 21,19 | 18,63 | 18,45 | 18,52 | 20,95 | 18,01 | 21,2 | 20,46 |
| LPG (C ₃₊ và C ₄₊), g/sm ³ | 101,6 | 121,3 | 111,92 | 129,4 | 50 | 68,1 | 79,5 | 41,1 |
| C ₅₊ (điều kiện ổn định), g/sm ³ | 29,7 | 25,3 | 24,5 | 29,3 | 12,8 | 16,2 | 24,1 | 12,4 |

độ CO₂ cao (11 - 13 %mol) tương ứng với các khoảng bão hòa nước, nồng độ CO₂ thấp (0,6 - 1,3 %mol) tương ứng với khoảng bão hòa khí. Như vậy, trong một số trường hợp, hàm lượng khí CO₂ có thể là chỉ tiêu để xác định độ bão hòa khí không có các mẫu chất lưu vỉa mang tính chất đại diện.

Việc tích hợp kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan, số liệu đo áp suất và phân tích hàm lượng CO₂ giúp chứng minh tính đúng đắn của những kết quả minh giải trước đây (Hình 3).

Trên cơ sở tài liệu đo áp suất vỉa từ tài liệu địa vật lý giếng khoan có thể xác định được vị trí của ranh giới khí - nước cho vỉa MDS₅ và khẳng định chắc chắn kết quả này cũng góp phần luận giải hàm lượng CO₂. Như vậy khoảng vỉa này có thể được đề xuất để tiến hành thử vỉa trong ống chống (DST) với mức độ tin cậy cao. Phần trên của tầng MDS₆ theo tài liệu địa vật lý giếng khoan được xem là vỉa mỏng bão hòa hydrocarbon. Tuy nhiên, cả 2 mẫu lấy từ tầng này đều có hàm lượng CO₂ cao và kết quả phân tích pha lỏng cho



Hình 3. Kết quả minh giải tổ hợp địa vật lý giếng khoan và thử vỉa bằng cáp

thấy nước vỉa có thể lẫn hàm lượng hydrocarbon thấp tại tầng này (bão hòa HC thấp). Do đó, có thể bỏ qua tầng này và không tiến hành công tác đánh giá tiếp theo.

3. Kết luận

Phương pháp phân tích tổ hợp địa vật lý giếng khoan (thử vỉa qua cáp và địa vật lý giếng khoan) giúp nâng cao hiệu quả công tác đánh giá chất lượng vỉa chứa và nhận

dạng loại lưu thể vỉa đồng thời trợ giúp cho các quyết định về công tác tiếp theo đối với khu vực có điều kiện địa chất phức tạp, ngoài ra còn tiết kiệm thời gian và chi phí đo trong thân trần cũng như công tác thử vỉa trong ống chống nói riêng và tăng hiệu quả của công tác tìm kiếm thăm dò nói chung. Tuy nhiên phương pháp này cần được thử nghiệm thêm trên thực tế.

INTEGRATED OPEN-HOLE DATA INTERPRETATION TECHNIQUE IN TIGHT/ DEEP INVADDED RESERVOIRS

Nguyen Lam Anh, Varlamov Denis Ivanovich

Vietsovpetro

Email: anhnl.rd@vietsov.com.vn

Summary

Modular Formation Dynamics Tester (MDT) and Reservoir Characterisation Instrument (RCI) are commonly used in appraisal/exploratory wells. The results of the MDT/RCI method help clarify the hydrocarbon pay zone, determine reservoir pressures, oil/gas-water contact (OWC/GWC), as well as intervals for drill stem test (DST), and examine the properties of reservoir fluids. However, it is sometimes quite difficult to get acceptable results with reasonable measure time, especially in tight reservoirs with low fluid mobility or deeply invaded zones. The paper describes a methodology which allows the efficiency of obtained information to be improved by integrating different kinds of well data.

Key words: Well, reservoir, pay zone, pressure gradient, MDT/RCI, saturation, well test, fluid sample.

MÔ PHỎNG PHƯƠNG PHÁP KHOAN 2 TỶ TRỌNG Ở GIẾNG KHOAN NƯỚC SÂU BỂ NAM CÔN SƠN

Trần Đăng Tú¹, Vũ Đức Ứng¹, Lê Vũ Quân¹, Lê Quốc Trung¹, Lê Quang Duyên², Lê Văn Nam²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mỏ - Địa chất

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các triển vọng dầu khí mới ở trong nước gần đây chủ yếu được phát hiện tại các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp, tiềm ẩn nhiều rủi ro (như: khu vực nước sâu xa bờ hoặc ảnh hưởng của dị thường về áp suất và nhiệt độ. . .) mà phương pháp khoan truyền thống thì công khó khăn hoặc không thể thi công được.

Giải pháp công nghệ khoan mới đã được nghiên cứu và phát triển để giải quyết vấn đề này là công nghệ khoan 2 tỷ trọng (Dual Gradient Drilling - DGD) - 1 trong 4 phương pháp của công nghệ khoan kiểm soát áp suất (Managed Pressure Drilling - MPD). Bài báo giới thiệu kết quả mô phỏng phương pháp khoan 2 tỷ trọng được thực hiện ở giếng khoan nước sâu bể Nam Côn Sơn. Việc mô phỏng phương pháp kiểm soát áp suất chính xác trong công nghệ khoan 2 tỷ trọng sẽ nâng cao hiệu quả thi công giếng khoan và có thể ngăn ngừa các phức tạp, sự cố xảy ra trong quá trình khoan.

Từ khóa: Khoan 2 tỷ trọng, khoan kiểm soát áp suất, bể Nam Côn Sơn.

I. Giới thiệu

Công nghệ khoan truyền thống hay còn gọi là phương pháp khoan 1 tỷ trọng là 1 hệ thống khoan có hệ thống tuần hoàn dung dịch hở, mùn khoan được đưa từ đáy giếng lên bề mặt rồi đi đến các thiết bị tách khí và tách chất rắn để xử lý.

Dung dịch khoan trong công nghệ khoan truyền thống được thiết kế với mục đích duy trì áp suất đáy giếng lớn hơn áp suất vỉa (khoan trên cân bằng) và nhỏ hơn áp suất vỡ vỉa để phòng chất lưu từ vỉa xâm nhập vào giếng và tránh làm vỡ vỉa. Hình 1 mô tả sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan ở 2 trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn.

Tuy nhiên, đối với các giếng có giới hạn khoan nhỏ (Hình 2) điển hình là ở khu vực nước sâu, sự chênh lệch áp suất đáy giếng giữa trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn có thể vượt quá giới hạn khoan, dẫn tới hiện tượng mất dung dịch khi khoan và dòng chất lưu xâm nhập vào giếng khi ngừng tuần hoàn.

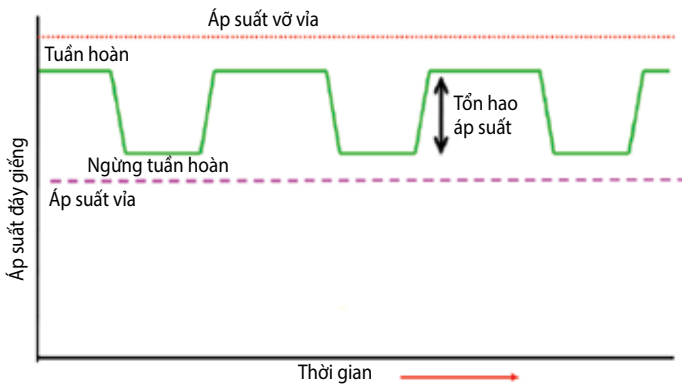
Để giải quyết vấn đề này, phương pháp khoan 2 tỷ trọng (DGD) đã và đang được áp dụng cho rất nhiều giếng khoan hiện nay.

Hệ thống khoan 2 tỷ trọng dựa trên hệ thống ống cách nước không có dòng hồi dung dịch (LRRS) là 1 hệ thống MPD được cấp bằng sáng chế bởi Ocean Riser Systems [1]. Hệ thống có sử dụng ống cách nước với sự thay đổi mực dung dịch trong ống cách nước để kiểm soát áp suất đáy. Các kịch bản mô phỏng phương pháp khoan 2 tỷ trọng được nhóm tác giả thực hiện cho giếng khoan nước sâu bể Nam Côn Sơn và lập trình trên Matlab.

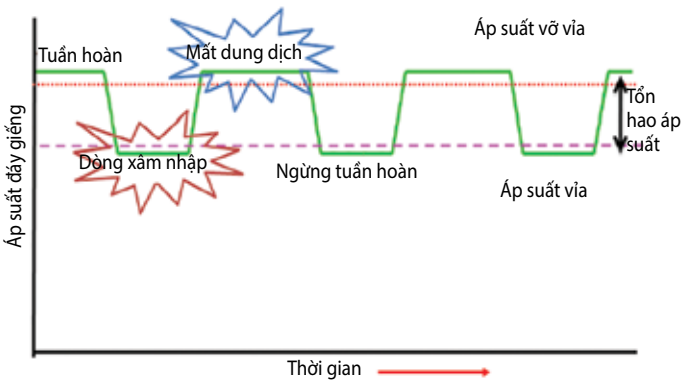
2. Công nghệ khoan 2 tỷ trọng

2.1. Định nghĩa

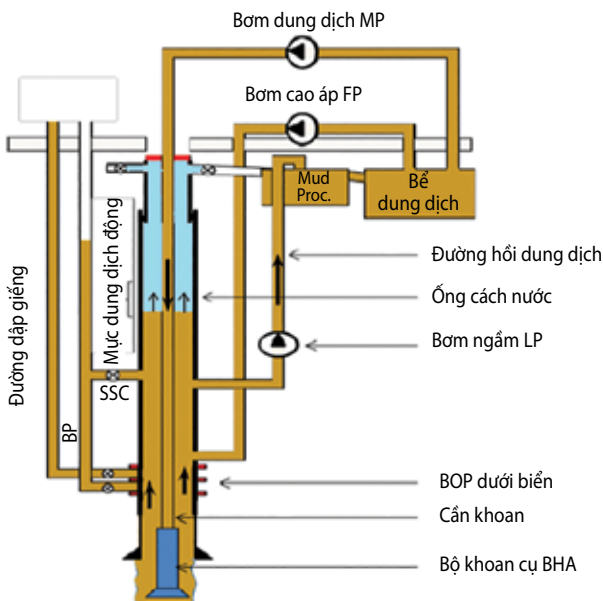
Khoan 2 tỷ trọng là phương pháp khoan kiểm soát áp suất, nhưng khác với phương pháp khoan truyền thống là sử dụng 2 hệ dung dịch với tỷ trọng khác nhau trong khi khoan. Dung dịch nhẹ ở phía trên, dung dịch nặng trong ống cách nước. Dung dịch nặng được sử dụng với mục đích tương tự như dung dịch trong phương pháp khoan truyền thống nhưng hệ dung dịch nhẹ chỉ tạo áp suất và không hoạt động.



Hình 1. Sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan [2]

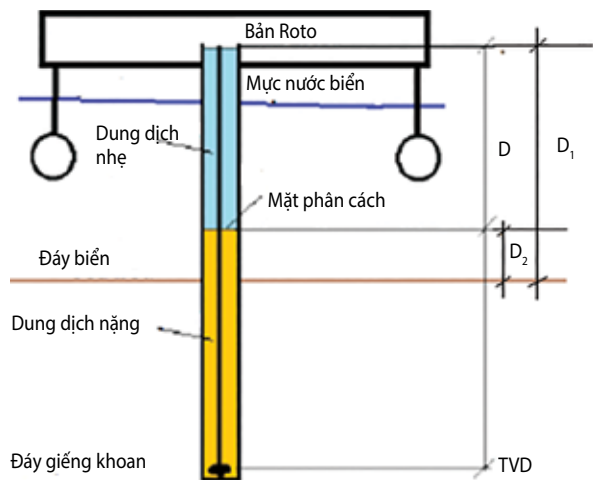


Hình 2. Phức tạp trong giếng có giới hạn khoan nhỏ [2]

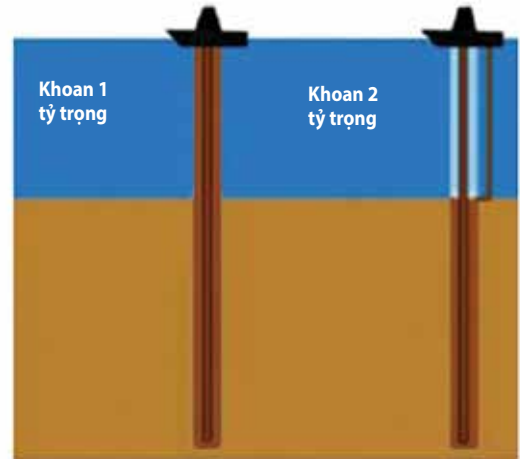


Hình 3. Hệ thống LRRS [3]

Các hệ thống khoan truyền thống có 2 cách kiểm soát áp suất đó là kiểm soát áp suất thủy tĩnh và kiểm soát áp suất tuần hoàn. Kiểm soát áp suất thủy tĩnh là phương pháp kiểm soát chính và được thực hiện bằng cách thay đổi tỷ trọng dung dịch. Kiểm soát áp suất ma sát liên quan đến việc thay đổi lưu lượng tuần hoàn và thay đổi tổn thất áp suất khoảng không vành xuyên. Sự thay đổi lưu lượng tuần hoàn gây ra sự thay



Hình 4. Phương pháp khoan 2 tỷ trọng [4]



Hình 5. Sự khác nhau giữa phương pháp khoan 1 tỷ trọng và 2 tỷ trọng [4]

đổi nhanh áp suất đáy giếng nhưng có nhược điểm là khó kiểm soát tổn hao áp suất ma sát khi bơm tắt.

Hệ thống LRRS có thể được sử dụng cả 2 phương pháp này để kiểm soát áp suất giếng nhưng kiểm soát áp suất giếng chính bằng cách điều chỉnh mức dung dịch nặng trong ống cách nước. Trong hệ thống khoan truyền thống, mức dung dịch nằm ngay tại bản Roto còn đối với hệ thống LRRS, dung dịch nặng được bơm xuống cột cần khoan và đi lên khoảng không vành xuyên đến ống cách nước. Sau đó, dung dịch được bơm thông qua đường hồi dung dịch lên giàn khoan bằng một máy bơm ngầm. Sự tuần hoàn này khác với phương pháp khoan truyền thống do dung dịch không đi lên bề mặt qua ống cách nước mà thông qua máy bơm ngầm (Hình 3).

Theo Hình 4, áp suất đáy khi sử dụng hệ thống khoan 2 tỷ trọng được tính theo công thức:

$$P_{bhp} = \rho_1 \cdot g \cdot D + \rho_2 \cdot g \cdot (TVD - D) + P_{ms} \quad (1)$$

$$D = D_1 - (D_2 + D_3) \quad (2)$$

Trong đó:

ρ_1 : Tỷ trọng của dung dịch nhẹ (g/cm³);

ρ_2 : Tỷ trọng của dung dịch nặng (g/cm³);

D_1 : Độ sâu đáy biển tính từ bàn Roto (mTVD);

D_2 : Chiều cao cột dung dịch nặng ban đầu trong ống cách nước (mTVD);

D_3 : Khoảng cách giữa 2 mặt phân cách trước và sau khi mô phỏng (mTVD);

P_{ms} : Tổn hao áp suất ma sát khoảng không vành xuyên (psi).

Từ phương trình (1) có thể thấy áp suất đáy giếng (P_{bhp}) tỷ lệ nghịch với độ sâu mặt phân cách giữa 2 dung dịch đến bàn Roto (D). Khi giá trị D nhỏ, có nghĩa là mặt phân cách giữa 2 hệ dung dịch trong ống cách nước nông hơn làm cho áp suất đáy cao hơn vì cột dung dịch nặng trong ống cách nước tăng và ngược lại.

Mối quan hệ giữa lưu lượng bơm và sự thay đổi độ sâu mặt phân cách giữa 2 hệ dung dịch trong 1s được mô tả ở phương trình (3).

$$D_3 = \frac{Q_{mud} + Q_{fill} - Q_{lift}}{A_{riser_annulus}} \times \Delta T \quad (3)$$

Trong đó:

D_3 : Độ sâu mặt phân cách giữa 2 hệ dung dịch (mTVD);

Q_{mud} : Lưu lượng bơm của giàn;

Q_{fill} : Lưu lượng bơm cao áp;

Q_{lift} : Lưu lượng bơm ngầm;

$A_{riser_annulus}$: Tiết diện ngang của dòng dung dịch đi lên trong giếng;

ΔT : Thời gian mô phỏng.

Tiết diện ngang được xác định:

$$A_{riser_annulus} = \frac{\pi}{4} (ID_{hole/casing/riser}^2 - OD_{pipe/BHA}^2) \quad (4)$$

Trong đó:

$ID_{hole/casing/riser}$: Đường kính trong của đoạn thân trần hoặc ống chống hoặc ống cách nước (m);

$OD_{pipe/BHA}$: Đường kính ngoài của cột cần khoan, bộ khoan cụ BHA (m).

2.2. Các thiết bị chính sử dụng trong phương pháp khoan 2 tỷ trọng

2.2.1. Máy bơm

Hệ thống LRRS sử dụng 3 máy bơm để kiểm soát mực

dung dịch trong ống cách nước. Máy bơm dung dịch (MP) bơm dung dịch xuống cột cần khoan và đi lên khoảng không vành xuyên đến ống cách nước. Dung dịch được tuần hoàn lên bề mặt bằng cách sử dụng máy bơm ngầm (LP) đặt ở dưới biển để hút dung dịch cùng với mùn khoan trở lại giàn khoan thông qua đường hồi dung dịch. Máy bơm cao áp (FP) cho phép điền đầy dung dịch trong ống cách nước nhanh hơn khi cần tăng áp suất đáy.

Các mô phỏng được thực hiện bỏ qua ảnh hưởng áp suất đầu ra trên máy bơm. Nó được giả định rằng các máy bơm có thể bơm với lưu lượng khác nhau ở áp suất cần thiết. Để ngăn ngừa hiện tượng hệ dung dịch nhẹ bị hút vào máy bơm ngầm, khoảng cách từ mặt phân cách giữa 2 hệ dung dịch trong ống cách nước và điểm đặt đầu hút dung dịch của máy bơm ngầm được đặt là 20m trong các mô phỏng trong bài báo này.

- Máy bơm dung dịch MP được đặt ở trên giàn khoan và thường là máy bơm piston do phải có áp suất cao nhất trong 3 bơm. Lưu lượng lớn nhất được giả định là 4.000 lít/phút và thời gian cho một quá trình tăng và giảm lên đến 30 giây.

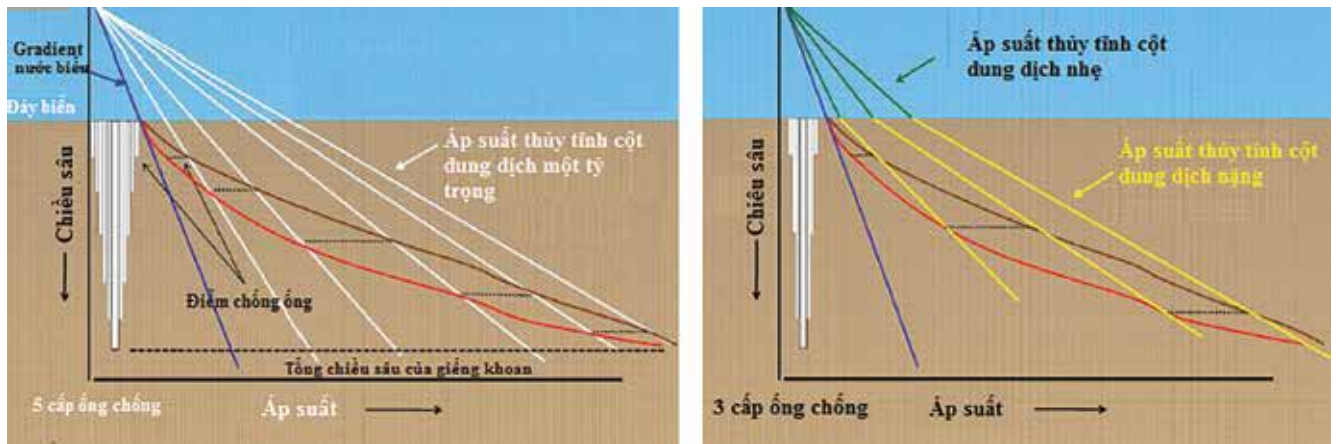
- Máy bơm ngầm LP thường được sử dụng là máy bơm ly tâm, được đặt dưới biển để bơm dung dịch khoan và mùn khoan từ ống cách nước lên giàn khoan. Lưu

Bảng 1. Các thông số của máy bơm

| Máy bơm | Lưu lượng lớn nhất (lít/phút) | Thời gian tăng/giảm (giây) |
|----------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Máy bơm dung dịch MP | 4.000 | 30 |
| Máy bơm ngầm LP | 6.000 | 30 |
| Máy bơm cao áp FP | 6.000 | 30 |



Hình 6. Van cột cần khoan



Hình 7. So sánh số điểm chống ống của khoan 1 tỷ trọng và khoan 2 tỷ trọng [2]

lượng lớn nhất được giả định là 6.000 lít/phút và thời gian cho một quá trình tăng và giảm lên 30 giây.

- Máy bơm cao áp FP được đặt trên giàn và được sử dụng để bơm dung dịch không chứa mùn khoan vào trong ống cách nước khi cần tăng mực dung dịch. Sự tăng mực dung dịch có thể được thực hiện mà không sử dụng máy bơm cao áp FP bằng cách khởi động máy bơm ngầm LP với lưu lượng thấp hơn lưu lượng máy bơm dung dịch MP nhưng khi sử dụng máy bơm cao áp FP cho phép điều chỉnh mực dung dịch nhanh hơn. Lưu lượng lớn nhất được giả định là 6.000 lít/phút và thời gian cho một quá trình tăng và giảm lên tới 30 giây.

2.2.2. Van cột cần khoan

Van cột cần khoan đóng vai trò rất quan trọng trong phương pháp khoan 2 tỷ trọng. Van cột cần là 1 loại van ngược nằm ở vị trí gần chòong khoan trong bộ khoan cụ (BHA) để ngăn mực dung dịch trong cột cần khoan tụt xuống khi ngừng tuần hoàn để tiếp cần. Van cột cần được nạp bằng lò xo và khi áp lực của máy bơm trên giàn đủ lớn sẽ làm van mở ra. Khi ngừng tuần hoàn, lực trên lò xo giảm xuống và van đóng lại để ngăn hiệu ứng U-tube (Hình 6).

2.3. Ưu điểm và hạn chế của việc sử dụng phương pháp khoan 2 tỷ trọng

2.3.1. Ưu điểm

Phương pháp khoan 2 tỷ trọng cho phép các tàu khoan cỡ nhỏ thi công các giếng khoan sâu hơn, làm tăng khả năng thi công các giếng khoan tại vùng nước sâu, đạt tới mục tiêu khoan mà cần ít số lượng ống chống, tối ưu về đường kính cột ống chống và cột ống khai thác, cho phép giếng khi đưa vào khai thác với lưu lượng lớn, đạt được các chỉ tiêu về kinh tế, giảm thời gian do không phá hủy đá (Hình 7).

- Việc sử dụng số lượng ống chống ít hơn giúp tiết kiệm thời gian chống ống và giảm chi phí giếng. Phương pháp khoan 2 tỷ trọng có thể giảm chi phí giếng lên tới 50%.

- Việc giảm số lượng cấp ống chống đem lại đường kính giếng khoan và cột ống khai thác lớn hơn, sẽ làm tăng lưu lượng khai thác và nâng cao năng suất giếng.

- Bằng cách theo dõi mực dung dịch trong ống cách nước và lưu lượng bơm ngầm, phương pháp khoan 2 tỷ trọng có thể phát hiện kick/mất dung dịch tốt hơn và giảm thiểu các sự cố liên quan đến vấn đề kiểm soát giếng.

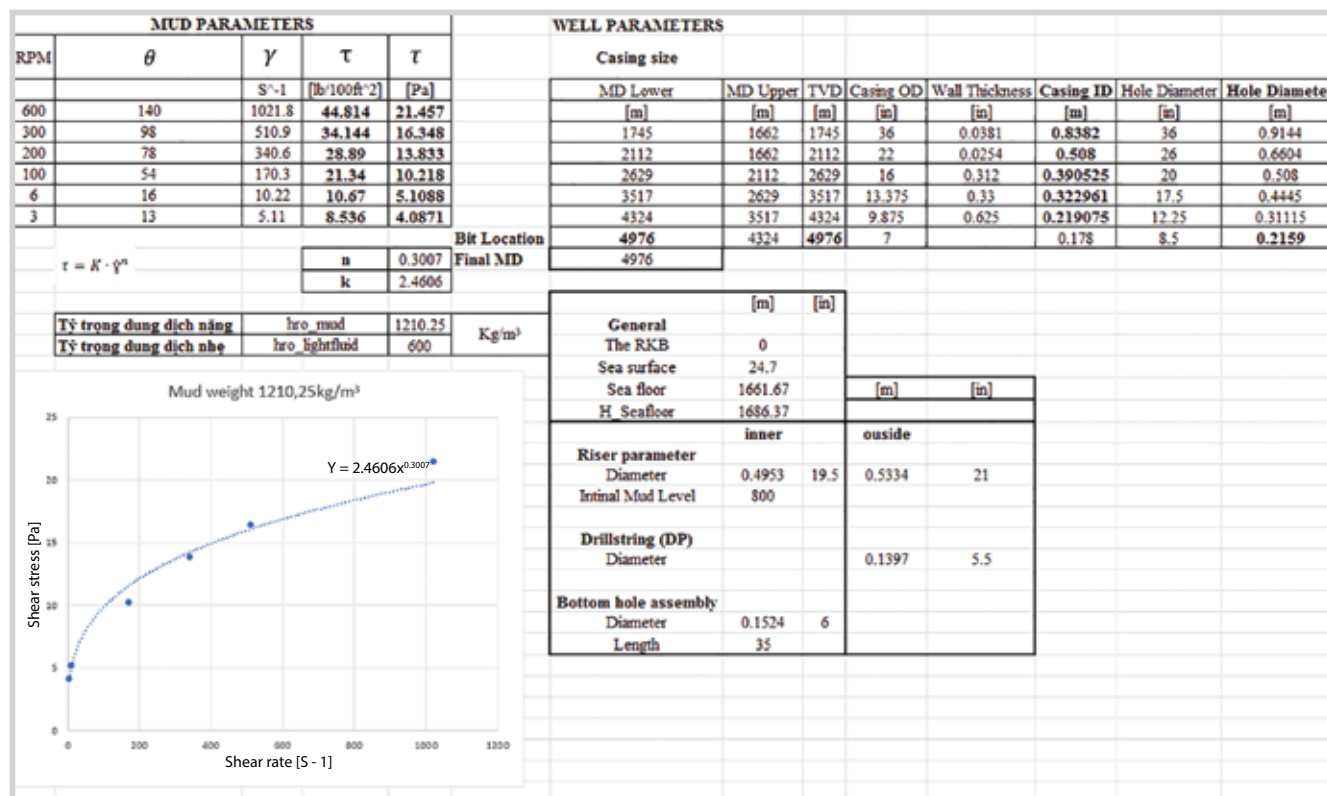
- Phương pháp khoan 2 tỷ trọng cho phép lưu lượng tuần hoàn tối ưu, khả năng làm sạch giếng và tăng tốc độ cơ học khoan (ROP). Điều này rất khó đạt được khi khoan bằng phương pháp truyền thống, bởi vì khi khoan ở khu vực nước sâu thường dẫn đến ECD cao và có thể gây ra vỡ vỉa, nhưng ở phương pháp khoan 2 tỷ trọng có thể giảm mực dung dịch trong ống cách nước và giữ cho áp suất đáy không đổi khi lưu lượng tuần hoàn tăng. Ngoài ra, phương pháp này còn sử dụng tỷ trọng dung dịch nặng trong một số trường hợp để làm sạch giếng.

- Việc sử dụng dung dịch nhẹ (nước biển hoặc khí nitrogen) trong ống cách nước sẽ giảm tải trọng cho ống cách nước, giảm thiểu các yêu cầu kéo căng.

- Giàn khoan nhỏ hơn có thể được sử dụng để khoan ở các khu vực có độ sâu nước biển lớn hơn trước đó.

2.3.2. Hạn chế

- Các thiết bị của phương pháp khoan 2 tỷ trọng là thiết bị dưới biển, sửa chữa và bảo dưỡng phải được thực hiện dưới nước hoặc bằng cách nâng các thiết bị lên bề mặt, tốn chi phí và thời gian.



Hình 8. Các thông số giếng và dung dịch khoan [9]

- Sự chênh áp giữa tỷ trọng dung dịch nhẹ được sử dụng trong ống cách nước và áp suất cột thủy tĩnh của nước biển gây ra ở bên ngoài ống cách nước, rất cần thiết để đánh giá rủi ro gây ra bóp méo ống cách nước.

- Phương pháp khoan 2 tỷ trọng đòi hỏi nhiều năng lượng hơn phương pháp khoan truyền thống. Các giàn khoan sẽ cần 1 máy phát điện diesel để tăng công suất năng lượng, do đó sẽ chiếm nhiều không gian của giàn.

- Cần phải sửa đổi giàn khoan thích hợp khi sử dụng công nghệ khoan 2 tỷ trọng.

3. Mô phỏng phương pháp khoan 2 tỷ trọng cho giếng khoan nước sâu bể Nam Côn Sơn

Công cụ mô phỏng được viết trên giao diện Matlab, chia thành một module chính và 4 hàm sau:

- Hàm tính toán tổn hao áp suất ma sát khoảng không vành xuyên.
- Hàm tính toán sự mở rộng đột ngột hay tổn thất các điểm đặc biệt (van, chỗ uốn, gấp khúc).
- Hàm tính toán mực dung dịch trong ống cách nước.
- Hàm tính toán mất dung dịch.

Module chính đọc dữ liệu đầu vào như: lưu lượng, các thông số ống chống và tính chất dung dịch, dữ liệu được

Bảng 2. Thông số về lưu lượng bơm

| Thời gian (giờ) | Máy bơm | | |
|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | MP | LP | FP |
| | Lưu lượng Q1 (m ³ /giờ) | Lưu lượng Q2 (m ³ /giờ) | Lưu lượng Q3 (m ³ /giờ) |
| 0 | 0,04 | 0,04 | 0 |
| 1 | 0,04 | 0,0375 | 0,0036 |
| 2 | 0,04 | 0,035 | 0,0072 |
| 3 | 0,04 | 0,0325 | 0,0108 |
| 4 | 0,04 | 0,03 | 0,0144 |
| 5 | 0,04 | 0,0275 | 0,018 |
| 6 | 0,04 | 0,025 | 0,0216 |
| 7 | 0,04 | 0,0225 | 0,0252 |
| 8 | 0,04 | 0,02 | 0,0288 |
| 9 | 0,04 | 0,0175 | 0,0324 |
| 10 | 0,04 | 0,015 | 0,036 |
| 11 | 0,04 | 0,0125 | 0,0396 |
| 12 | 0,04 | 0,01 | 0,0432 |
| 13 | 0,04 | 0,0075 | 0,0468 |
| 14 | 0,04 | 0,005 | 0,0504 |
| 15 | 0,04 | 0,0025 | 0,054 |

lấy từ Microsoft Excel và tính toán áp suất đáy bằng cách gọi các hàm được lập trình trong Matlab.

Dựa trên các thông số đầu vào (Hình 8 và Bảng 2), nhóm tác giả đã mô phỏng các kịch bản kiểm soát áp suất cho giếng khoan nước sâu ở bể Nam Côn Sơn với chiều sâu nước biển lên đến 1.660m.

3.1. Mô phỏng thử nghiệm

Nhóm tác giả mô phỏng các kịch bản sau: (i) tăng áp suất đáy giếng với lưu lượng máy bơm dung dịch MP không đổi; (ii) giữ áp suất đáy ổn định bằng cách giảm lưu lượng máy bơm dung dịch MP. Các mô phỏng được chạy khi chèo ở độ sâu 4.976mMD trong đoạn giếng thân trần 8½inch. Dung dịch nhẹ có khối lượng riêng là 600kg/m³, dung dịch nặng có khối lượng riêng là 1210,25kg/m³ và các tính chất lưu biến được trình bày trong Hình 8.

3.1.1. Tăng áp suất đáy giếng với lưu lượng máy bơm dung dịch MP không đổi

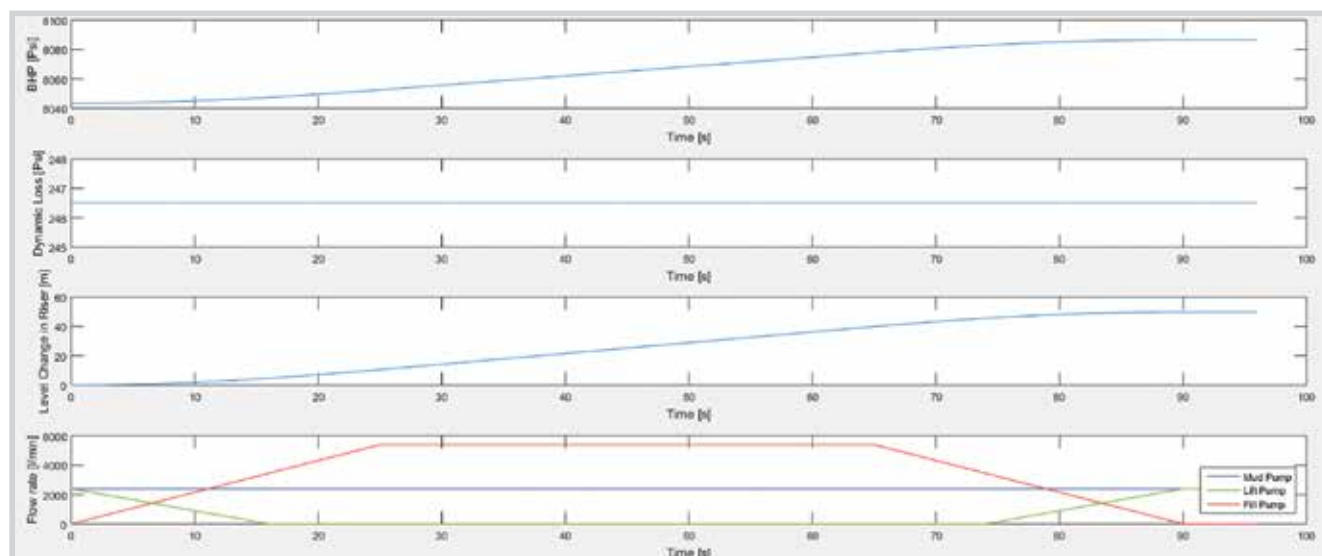
Nhóm tác giả sẽ mô phỏng tăng áp suất đáy lên 40psi bằng cách tăng mực dung dịch trong ống cách nước trong khi máy bơm dung dịch MP được chạy với lưu lượng là 2.400 lít/phút. Điều này được thực hiện bằng cách tạm thời tăng lưu lượng máy bơm cao áp FP và giảm lưu lượng máy bơm ngầm LP. Việc tăng lưu lượng này cần được thực hiện càng nhanh càng tốt. Kết quả mô phỏng được trình bày trong Hình 9.

Mô tả quá trình:

- Ban đầu máy bơm dung dịch MP và máy bơm cao áp FP được chạy cùng lưu lượng (2.400 lít/phút). Máy bơm ngầm LP tắt và không có dòng chảy vào ống cách nước.
- Khi thử nghiệm bắt đầu lưu lượng máy bơm ngầm LP giảm xuống và lưu lượng máy bơm cao áp FP tăng.

Bảng 3. Kết quả mô phỏng quá trình tăng áp suất đáy 40psi với lưu lượng máy bơm dung dịch MP không đổi

| Thời gian | 90 giây |
|--------------------|---------|
| Mực dung dịch tăng | 49,7m |
| Áp suất tăng | 40psi |



Hình 9. Kết quả mô phỏng kịch bản tăng áp suất đáy giếng 40psi với lưu lượng máy bơm dung dịch MP không đổi

Xuất hiện dòng vào ống cách nước và mực dung dịch bắt đầu tăng.

- Máy bơm ngầm LP tắt lúc 15 giây.
- Lưu lượng máy bơm cao áp FP đạt 5.400 lít/phút lúc 25 giây và duy trì đến 65 giây.
- Quá trình tăng lưu lượng của máy bơm ngầm LP đạt 2.400 lít/phút bắt đầu từ 75 giây, giảm lưu lượng của máy bơm cao áp FP về 0 ở 90 giây và kết thúc quá trình thử nghiệm.

3.1.2. Giảm lưu lượng máy bơm dung dịch MP để duy trì áp suất đáy không đổi

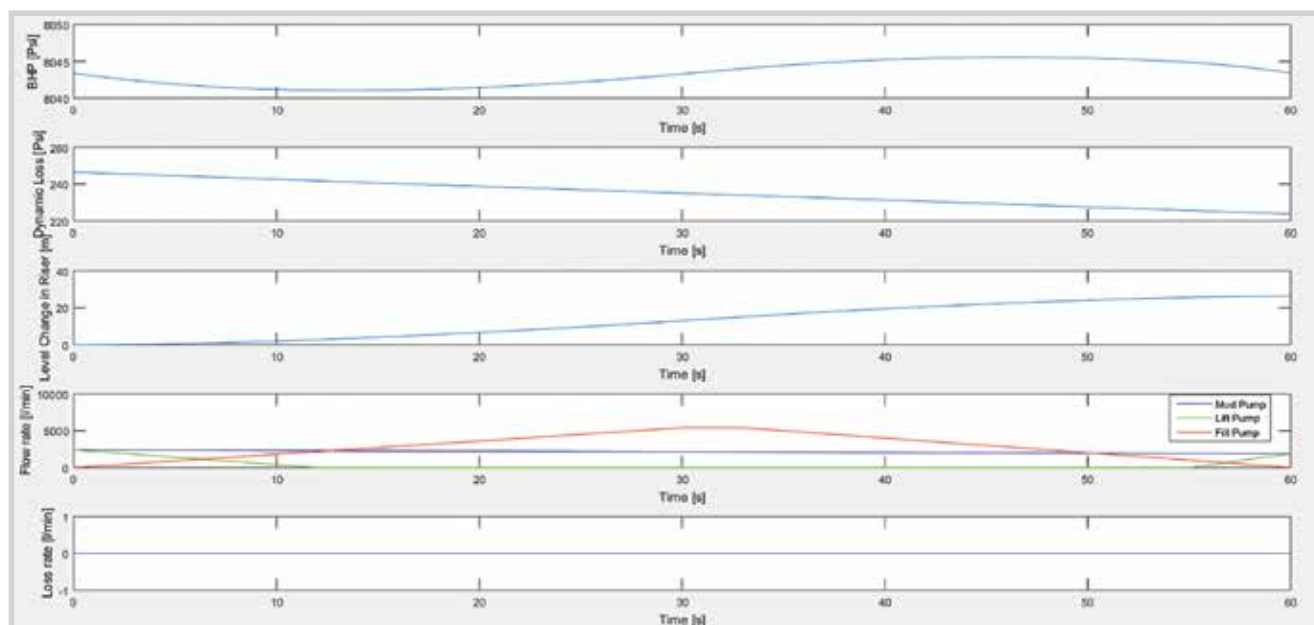
Khi lưu lượng máy bơm dung dịch MP giảm sẽ làm cho áp suất đáy giảm do giảm lưu lượng ở khoảng không vành xuyên. Nếu muốn duy trì áp suất đáy (gần như không đổi) thì có thể tăng mực dung dịch trong ống cách nước.

Mô tả quá trình:

- Ban đầu máy bơm dung dịch MP và máy bơm ngầm LP được chạy với cùng lưu lượng là 2.400 lít/phút, máy bơm cao áp FP tắt do đó không có dòng chảy vào ống cách nước.
- Hệ thống bắt đầu chạy thì lưu lượng máy bơm ngầm LP giảm về 0 càng nhanh càng tốt trong khi lưu lượng máy bơm cao áp FP đạt 5.400 lít/phút. Lưu lượng máy bơm dung dịch MP giảm xuống 1.860 lít/phút.
- Dòng chảy vào trong ống cách nước ngày càng tăng. Lưu lượng máy bơm ngầm LP bằng 0 ở 11 giây và lưu lượng máy bơm cao áp FP đạt lớn nhất ở 30 giây.
- Lưu lượng máy bơm cao áp FP được giảm xuống từ 33 - 60 giây.

Bảng 4. Kết quả mô phỏng giảm lưu lượng máy bơm dung dịch MP để giữ áp suất đáy không đổi

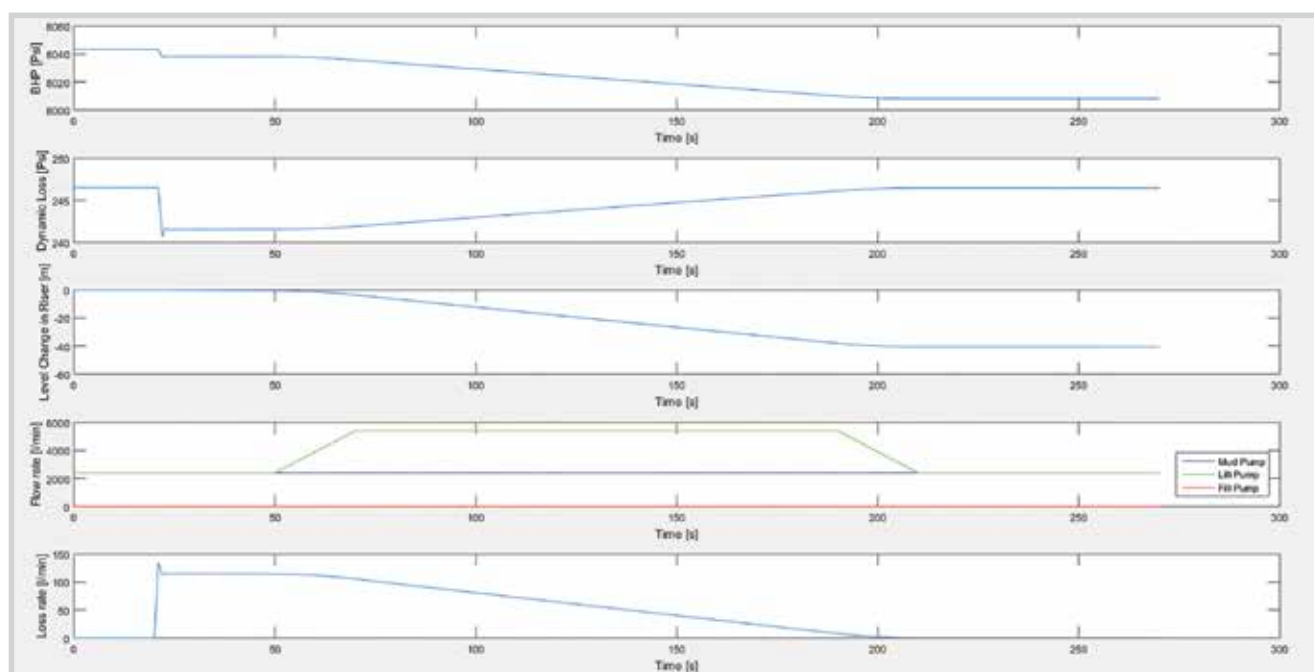
| | |
|--|-----------|
| Áp suất đáy ban đầu | 8.043 psi |
| Áp suất đáy cuối cùng | 8.043 psi |
| Áp suất đáy lớn nhất trong khi thay đổi lưu lượng máy bơm dung dịch MP | 8.045 psi |
| Áp suất đáy nhỏ nhất trong quá trình thay đổi lưu lượng máy bơm dung dịch MP | 8.042 psi |
| Mức chất lỏng tăng | 26,2m |
| Thời gian | 60 giây |



Hình 10. Kết quả mô phỏng kịch bản giảm lưu lượng máy bơm dung dịch MP để duy trì áp suất đáy không đổi

Bảng 5. Các kết quả mô phỏng khắc phục sự cố mất dung dịch bằng cách giảm áp suất 40psi

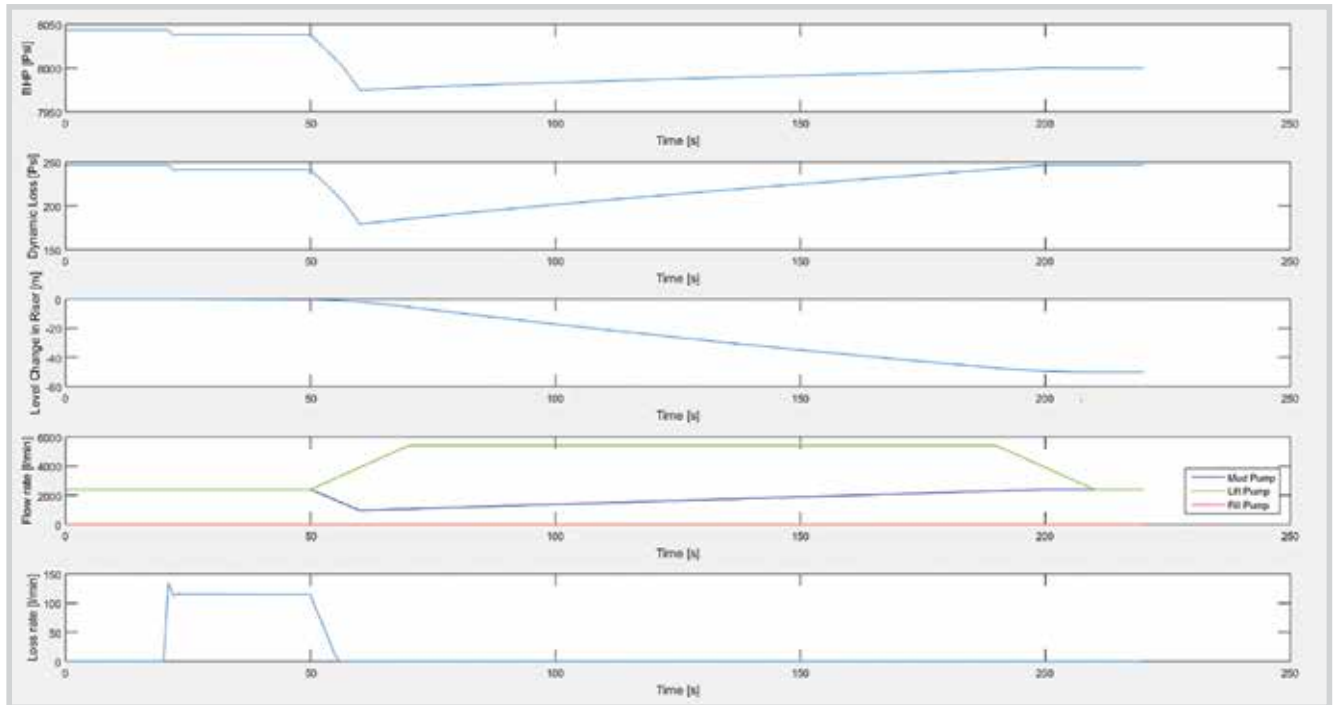
| | |
|---|----------|
| Áp suất đáy ban đầu | 8.045psi |
| Áp suất đáy cuối cùng | 8.005psi |
| Sự mất dung dịch trong quá trình giảm áp suất | 138 lít |
| Tổng số mất dung dịch | 192 lít |



Hình 11. Kết quả mô phỏng kịch bản giảm áp suất 40psi để khắc phục sự cố mất dung dịch

Bảng 6. Kết quả mô phỏng khắc phục sự cố mất dung dịch bằng cách giảm áp suất 40psi để chỉnh lưu lượng máy bơm dung dịch MP

| | |
|--|----------|
| Áp suất đáy giếng ban đầu | 8.040psi |
| Áp suất đáy giếng cuối cùng | 8.000psi |
| Mất dung dịch trong quá trình giảm áp suất | 9,2 lít |
| Tổng lượng mất dung dịch | 65 lít |



Hình 12. Kết quả mô phỏng kịch bản giảm áp suất 40psi bằng cách điều chỉnh lưu lượng máy bơm dung dịch MP để khắc phục sự cố mất dung dịch

- Lưu lượng máy bơm ngầm LP bắt đầu tăng ở 56 giây và đạt đến lưu lượng của máy bơm dung dịch MP (1.860 lít/phút) ở 60 giây. Lúc này, không có dòng chảy vào trong ống cách nước và kết thúc quá trình mô phỏng.

3.2. Mô phỏng quá trình xử lý mất dung dịch

Hiện tượng mất dung dịch khoan toàn phần hoặc một phần có thể xảy ra trong các tầng có độ thấm cao, thành hệ hang hốc và đứt gãy trong khi khoan; dẫn đến không có hoặc giảm dung dịch khoan chảy vào khoảng không vành xuyên khi bơm dung dịch khoan thông qua cột cần khoan. Sự giảm lưu lượng được phân loại là rò rỉ nếu sự mất dung dịch thấp hơn 3 m³/giờ (50 lít/phút) hoặc mất một phần nếu sự mất dung dịch lớn hơn 3 m³/giờ nhưng vẫn có dòng hồi đi lên khoảng không vành xuyên.

Để khắc phục hiện tượng mất dung dịch khoan 1 phần thì đầu tiên cần giảm áp suất đáy. Theo phương pháp khoan truyền thống sẽ phải thay thế dung dịch khoan cũ bằng dung dịch nhẹ hơn hoặc giảm lưu lượng bơm. Mô phỏng này giới thiệu phương pháp giảm mức dung dịch trong ống cách nước để giảm áp suất đáy để xử lý hiện tượng mất dung dịch.

3.2.1. Giảm áp suất 40psi để khắc phục sự cố mất dung dịch

Hiện tượng mất dung dịch khoan được khắc phục bằng cách giảm áp suất 40psi với kết quả mô phỏng như Hình 11. Mô tả quá trình:

- Lưu lượng máy bơm dung dịch MP và máy bơm cao áp FP là 2.400 lít/phút ở áp suất đáy ban đầu là 8.045psi.
- Sự cố mất dung dịch khi bắt gặp thành hệ nút nê sau 20 giây.
- Sau 30 giây, bắt đầu giảm áp suất 40psi bằng cách tăng lưu lượng máy bơm ngầm LP.
- Sự mất dung dịch bắt đầu giảm và được khắc phục hoàn toàn sau 200 giây. Quá trình mô phỏng kết thúc.

3.2.2. Giảm áp suất 40psi bằng cách điều chỉnh lưu lượng máy bơm dung dịch MP để khắc phục sự cố mất dung dịch

Khắc phục sự cố mất dung dịch bằng cách điều chỉnh lưu lượng máy bơm dung dịch MP để áp suất giảm 40psi. Kết quả mô phỏng được hiển thị trong Hình 12. Mô tả quá trình:

- Lưu lượng ban đầu của máy bơm dung dịch MP và máy bơm ngầm LP là 2.400 lít/phút và áp suất đáy là 8.040psi.

- Sự cố mất dung dịch xảy ra khi bắt gặp thành hệ nứt nẻ sau 20 giây.

- Máy bơm ngậm LP đạt lưu lượng lớn nhất 5.400 lít/phút ở 70 - 190 giây và sau đó giảm xuống lưu lượng ban đầu 2.400 lít/phút.

- Máy bơm dung dịch MP được điều chỉnh về lưu lượng ban đầu 2.400 lít/phút từ 51 - 200 giây.

- Ở 210 giây, máy bơm dung dịch MP và máy bơm ngậm LP được chạy với lưu lượng bằng nhau, do đó không có dòng chảy vào trong ống cách nước. Tiếp tục chạy đến 220 giây và sau đó kết thúc quá trình mô phỏng.

4. Kết luận

Các kịch bản mô phỏng phương pháp kiểm soát áp suất trong công nghệ khoan 2 tỷ trọng GDG được thực hiện ở giếng khoan nước sâu bể Nam Côn Sơn đã được mô phỏng thành công. Kết quả mô phỏng, đặc biệt là phương pháp kiểm soát áp suất trong công nghệ khoan 2 tỷ trọng cho thấy hệ thống LRRS trên lý thuyết có thể được sử dụng để khoan qua giới hạn khoan hẹp. Hiệu suất hệ thống LRRS phụ thuộc rất nhiều vào việc sử dụng mô hình tính toán thủy lực chất lượng cao, độ tin cậy của thông số đầu vào như áp suất, tính chất chất lưu, thời gian thực tế thi công và độ chính xác của các bộ điều khiển bơm áp suất cao.

Tài liệu tham khảo

1. Fossli, Sangesland Patents. *Assigned to ocean riser systems*. 2004.

2. Tran Dang Tu et al. *Building and applying surface back pressure calculation model using constant bottom hole pressure technique in managed pressure drilling for exploration well in Cuu Long basin*. Proceeding of the IPE-2017 HUMG. 2017.

3. Arne Handal. *Gas influx handling for dual gradient drilling*. Norwegian University of Science and Technology. 2011.

4. Kjartan Örn Sigurjonsson. *Dual gradient drilling simulations*. Norwegian University of Science and Technology, NTNU. 2011.

5. Lê Vũ Quân, Nguyễn Minh Quý, Nguyễn Văn Đô, Nguyễn Văn Khương. *Các phức tạp địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan ở bể Nam Côn Sơn*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 5: trang 31 - 36.

6. Nguyễn Thành Sơn. *Hiện trạng và thách thức phát triển Dầu khí Việt Nam*. Tạp chí Năng lượng Việt Nam. 2017.

7. Tarald Husevåg Gaup. *Simualtions of dual gradient drilling*. Norwegian University of Science and Technology, NTNU. 2012.

8. Petter Hejna. *Investigation of U-tube effect in drilling operation*. Master of Science Thesis, NTNU. 2010.

9. K.L.Smith, A.D.Gault, D.E Witt, C.E.Weddle. *Subsea mudlift drilling joint industry project: Delivering dual gradient drilling technology to industry*. SPE Annual Technical conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 30 September - 3 October, 2001.

SIMULATION OF DUAL GRADIENT DRILLING AT DEEPWATER WELL, NAM CON SON BASIN

Tran Dang Tu¹, Vu Duc Ung¹, Le Vu Quan¹, Le Quoc Trung¹, Le Quang Duyen², Le Van Nam²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Summary

Recently, prospects for new oil and gas in Vietnam have mainly been discovered in areas with complex geological conditions and potential risks (e.g. areas in deep water or with abnormal pressure and temperature), making it difficult or even impossible to apply the conventional drilling method.

A new technological solution has been researched and developed to solve this problem, namely dual gradient drilling (DGD), one of the four methods of managed pressure drilling (MPD). The paper presents the simulation results of dual gradient drilling method performed at a deepwater well in the Nam Con Son basin. The simulation of precise pressure control in dual gradient drilling technology will improve the efficiency of drilling operations and prevent complexities and problems during the drilling process.

Key words: Dual gradient drilling, managed pressure drilling, Nam Con Son basin.

CẢI THIỆN HIỆU QUẢ CHÁY VÀ GIẢM KHÍ THẢI KHI SỬ DỤNG PHỤ GIA NANO CERIUM OXIDES CHO DẦU ĐỐT LÒ (FO) SỬ DỤNG LÀM NHIÊN LIỆU ĐỘNG CƠ

Huỳnh Minh Thuận, Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Lê Hiền, Nguyễn Mạnh Huấn, Nguyễn Khánh Toàn

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài viết trình bày kết quả nghiên cứu sử dụng phụ gia chứa CeO_2 với kích thước nano (Nano - CeO_2) để nâng cao hiệu quả cháy và giảm khí thải ô nhiễm môi trường với dầu đốt lò (FO). FO trước và sau khi pha phụ gia Nano - CeO_2 được thử nghiệm trên động cơ HANSHIN 6LU32 (động cơ diesel thủy 4 kỳ, có tăng áp) được sử dụng để làm động cơ chính lai chân vịt cho các loại tàu với tải trọng từ 1.500 - 2.500DWT. Kết quả cho thấy, phụ gia nano CeO_2 có hiệu quả trong việc cải thiện hiệu quả cháy và phụ thuộc vào kích thước hạt nano CeO_2 . Với hàm lượng sử dụng 50ppm thì công suất động cơ tăng lên khoảng 5 - 8% tùy thuộc chế độ tải và kích thước phụ gia CeO_2 sử dụng (25nm, 50nm và 100nm). Tương tự, suất tiêu hao nhiên liệu khi sử dụng phụ gia CeO_2 giảm từ 7 - 12% so với FO không pha phụ gia. Đặc biệt, việc sử dụng phụ gia CeO_2 sẽ giúp giảm phát thải đáng kể (giảm 19% đối với CO, 18% đối với hydrocarbon, 12% đối với NO_x và 11% đối với CO_2).

Từ khóa: Dầu đốt lò, cerium oxides, tiêu hao nhiên liệu, phụ gia, nano.

1. Giới thiệu

Việc sử dụng CeO_2 với kích thước nano như là phụ gia cải thiện hiệu quả cháy và giảm khí thải cho nhiên liệu diesel được nghiên cứu và công bố trên thế giới [1 - 8], tuy nhiên ứng dụng CeO_2 cho FO chưa được đề cập và nghiên cứu.

Lợi ích của hạt nano CeO_2 có được là nhờ vào đặc tính nhiệt động học và tính chất hóa lý của các hạt nano CeO_2 . Theo nhiệt động học, trong hạt nano, số lượng lớn các nguyên tử nằm ở bề mặt và tỷ lệ tăng lên khi giảm kích thước. Sự đóng góp nguyên tử bề mặt tăng tương ứng trong năng lượng tinh thể nano. Sự giảm kích thước dẫn đến tăng năng lượng bề mặt và giảm nhiệt độ nóng chảy tinh thể nano. Hạt nano CeO_2 là chất dẫn hỗn hợp, tức là chất dẫn điện tử, cũng như ion. Phần trống (hay sự thay thế nguyên tử trong nút mạng) trong các hạt nano CeO_2 tăng khi giảm kích thước. Việc giảm kích thước hạt dẫn đến nhiệt độ biến đổi đa hình và tham số mạng giảm, còn tính chịu nén và độ tan tăng [6 - 10].

Bên cạnh đó, do tính dễ lưu trữ và dễ nhả oxy nên hạt CeO_2 có khả năng tích trữ O_2 cũng như giải phóng O_2 linh

động. Hạt CeO_2 có khả năng dễ chuyển trạng thái Ce^{3+}/Ce^{4+} và đặc biệt không gây nổ. Hình 1a cho thấy CeO_2 có khả năng phản ứng thay đổi giữa 2 trạng thái oxy hóa khử của Ce bởi oxy theo cơ chế hấp thụ - giải hấp. Hình 1b giải thích vai trò CeO_2 trong quá trình đốt: CeO_2 hấp thụ oxy từ NO do nhiệt độ cao của buồng đốt, sau đó để lại oxy này cho muội than (C) hay CO sinh ra bởi quá trình đốt cháy không hoàn toàn của hydrocarbon (HC) và chuyển chúng thành các phân tử CO_2 [11, 12].

Ở Việt Nam, việc sử dụng CeO_2 được thực hiện với một số nghiên cứu áp dụng trên khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) hoặc diesel. Việc nghiên cứu ứng dụng hạt CeO_2 để làm phụ gia nâng cao hiệu quả cháy cho diesel ở trong nước mới chỉ dừng lại ở quy mô phòng thí nghiệm. TS. Cù Huy Thành và nhóm tác giả đã thực hiện đề tài "Nghiên cứu sử dụng phụ gia diesel trên cơ sở hạt nano CeO_2 cho phương tiện cơ giới quân sự". Năm 2014, thông qua dự án sản xuất thử nghiệm cấp nhà nước "sản xuất thử nghiệm thiết bị tạo hỗn hợp nhũ tương nước/dầu FO nhằm tiết kiệm nhiên liệu khi khởi động và đốt kèm tại các nhà máy nhiệt điện đốt than", mã số KC05.DA03/11-15 thuộc Chương trình KC05/11-15, các nhà khoa học thuộc Viện Khoa học Năng lượng - Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam đã nghiên cứu và làm chủ được công nghệ sản xuất nhũ tương FO - nước, cho phép tiết kiệm năng lượng,

giảm thiểu ô nhiễm môi trường tại các cơ sở đốt sử dụng FO. Tuy nhiên, giải pháp sử dụng phụ gia CeO₂ cho FO chưa được nghiên cứu trong nước và trên thế giới.

Hiệu quả quá trình cháy của một nhiên liệu trên một động cơ sinh công được đánh giá bằng giá trị của công do động cơ đó thực hiện được trong cùng một khoảng thời gian (gọi là công suất). Do đó, hiệu quả quá trình cháy của FO thường được thực hiện bằng cách so sánh công suất động cơ trên cùng một tàu hoặc thuyền khi cùng sử dụng một lượng FO trong cùng một khoảng thời gian nhất định. Qua nghiên cứu các điều kiện quá trình cháy của FO trong lò đốt công nghiệp, cũng như các cơ chế hình thành các chất ô nhiễm trong phát thải sau đốt từ đó đưa ra những biện pháp nhằm nâng cao hiệu suất cháy cũng như giảm thiểu các chất ô nhiễm này. Các giải pháp này được chia thành 4 hướng sau: (i) Phát triển trong công nghệ đốt, kiểm soát khí thải sau đốt; (ii) Cải thiện chất lượng nhiên liệu hay sử dụng nhiên liệu thay thế; (iii) Thay đổi thành phần nhiên liệu và (iv) Sử dụng phụ gia nhiên liệu.

Việc cải thiện chất lượng hoặc thay thế nhiên liệu có thể làm giảm khí thải SO_x, NO_x nếu hợp chất chứa N và S trong nhiên liệu ít và khói thải dạng hạt (PM) giảm nếu dùng nhiên liệu nhẹ hơn. Tuy nhiên, giải pháp về thay đổi công nghệ hay nhiên liệu thay thế có nhược điểm khi phải thay đổi kết cấu thiết bị lò đốt hay chi phí vận hành cao trong khi hiệu quả cháy không cải thiện hơn. Những phát thải không có thông số xác định cụ thể như kim loại được kiểm soát bằng cách kiểm soát khí thải và cải tiến công nghệ đốt.

Giải pháp thay đổi thành phần nhiên liệu FO có thể được thực hiện bằng việc tạo hệ nhũ tương nước với FO. Khác với quá trình cháy của dầu thông thường, nhũ tương dầu nước có quá trình nguyên tử hóa thứ cấp, tức là quá trình phân tán hạt dầu (sau khi được phun vào buồng đốt) thành các hạt nhỏ hơn dưới tác dụng của nhiệt độ có kích thước cỡ khoảng 10 - 20µm đi vào buồng đốt. Đây gọi là quá trình nguyên tử hóa nhiên liệu (làm cho hạt dầu đạt đến kích thước nguyên tử). Khi đốt cháy nhiên liệu nhũ tương nước trong FO, hạt dầu được 2 lần "sương hóa". Khi nhiên liệu nhũ tương được phun vào buồng đốt hình thành các hạt nhỏ dầu bao bọc lấy các hạt nước. Tiếp đó, do nhiệt độ hóa hơi của chúng khác nhau, nước hóa hơi trước, thể

tích giãn nở mạnh, đột ngột phá vỡ những hạt dầu thành các hạt nhỏ (1 - 10µm), mịn, khi đó diện tích bề mặt tiếp xúc tăng lên, tiếp xúc với không khí tốt hơn, quá trình cháy sẽ hoàn toàn hơn so với nhiên liệu FO thông thường.

Khi đốt cháy nhiên liệu nhũ tương nước trong FO sẽ giảm lượng oxy dư, do đó, sẽ ức chế quá trình oxy hóa V₂O₅ - chất xúc tác cho sự hình thành SO₃ và ức chế sự lắng đọng của hợp chất vanadium gây thủng lò đốt.

Việc thay đổi thành phần nhiên liệu FO khi tạo thành hệ nhũ tương nhiên liệu nước/dầu FO có thể giúp đạt được hiệu quả trong việc sử dụng nhiên liệu. Tuy nhiên, hệ nhũ tương nước/dầu là hệ phân tán của 2 chất lỏng dầu và nước không tan vào nhau hoặc tan rất ít, khác nhau về bản chất phân cực, là hệ cân bằng động nên không bền vững, dễ bị tác động bởi các điều kiện của quá trình sử dụng, không ổn định theo thời gian, dễ bị phân tách pha và hàm lượng nước trong nhũ dầu thường không cao.

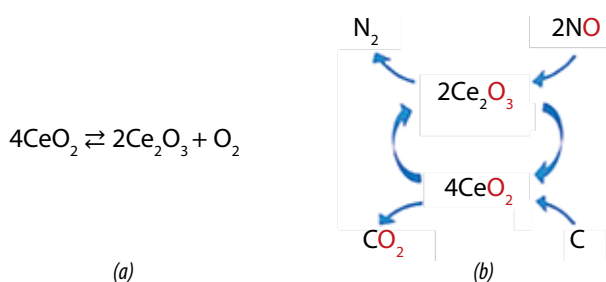
Giải pháp sử dụng phụ gia nhiên liệu cho FO để nâng cao hiệu quả cháy đã và đang được nghiên cứu phát triển trên thế giới [8, 9]. Phụ gia FOA #910[®] là carboxylate lỏng chứa 40% Mn, là phụ gia được sử dụng phổ biến và hiệu quả cho cải thiện sự cháy, giảm khói, ngăn cản sự tạo thành SO₃ trong quá trình đốt cháy FO. Loại phụ gia này còn được sử dụng cho than, dung dịch Mn phun vào than giúp cải thiện sự cháy, giảm tạo thành SO₃ và khói thải dạng hạt. Phụ gia FOA #910[®] có thể được sử dụng bằng cách đưa trực tiếp vào bể chứa dầu. Phụ gia Hex-Cem[®] là sản phẩm chứa 8% Cr, được sử dụng rộng rãi cho FO nhằm tăng cường hiệu quả cháy và giảm sự ăn mòn các hợp kim trong turbine khí do bị nhiễm muối biển.

Mục tiêu của nghiên cứu này là đánh giá ảnh hưởng của phụ gia chứa CeO₂ đến suất tiêu hao nhiên liệu và phát thải trên đối tượng là FO. Để đánh giá và nhận định, nhóm tác giả tiến hành pha chế và sử dụng CeO₂ với kích thước ban đầu khác nhau và hàm lượng khác nhau cho FO, các mẫu được tiến hành thử nghiệm và so sánh với mẫu dầu không chứa phụ gia.

2. Nguyên vật liệu và phương pháp thử nghiệm

2.1. Nguyên vật liệu

Trong nghiên cứu này, FO được sản xuất từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. CeO₂ được mua từ nhà cung cấp (Sigma Aldrich, APC) và được sử dụng trực tiếp,



Hình 1. Nguyên tắc hoạt động của hạt nano CeO₂

không cần qua xử lý. CeO_2 nhận được dưới dạng bột với các kích thước khác nhau và được mã hóa như sau:

- CeO_2 - 25 (kích thước hạt < 25nm);
- CeO_2 - 50 (kích thước hạt < 50nm);
- CeO_2 - 100 (kích thước hạt ~ 50 - 105nm).

2.2. Tổng hợp phụ gia chứa CeO_2 và ký hiệu mẫu trong nghiên cứu

Cân chính xác 0,1g CeO_2 (với kích thước hạt 25nm, 50nm, 100nm) cho vào 3 bình tam giác 250ml. Cho tiếp 99,9g biodiesel vào để thu được dung dịch 1.000ppm CeO_2 . Biodiesel sử dụng trong nghiên cứu này được tổng hợp từ dầu ăn thải và có chất lượng đáp ứng Quy chuẩn QCVN 01:2015/BKHCN. Để hòa tan và phân tán nano CeO_2 và tạo dung dịch đồng nhất sử dụng máy siêu âm (tần số 16 - 20hz, xung nhịp 0,7) để phân tán đều CeO_2 vào biodiesel trong khoảng thời gian 30 phút.

2.3. Đánh giá độ ổn định của phụ gia và kết quả đo kích thước hạt của hỗn hợp dầu và phụ gia chứa CeO_2

Các mẫu phụ gia CeO_2 được tổng hợp ở mục 2.2 với hàm lượng 1.000ppm CeO_2 tiếp tục được pha trộn với dầu để đảm bảo hàm lượng CeO_2 trong dầu khoảng 10 - 100ppm. Các mẫu sau khi pha trộn được thử nghiệm ở điều kiện nhiệt độ phòng để kiểm tra độ đồng nhất và ổn định của dung dịch CeO_2 . Kết quả cho thấy sau khoảng thời gian 2 tháng các mẫu có hàm lượng CeO_2 trên 50ppm xuất hiện kết tủa và lắng ở dưới đáy bình tam giác. Các mẫu có hàm lượng thấp hơn hoặc bằng 50ppm thì dung dịch đồng nhất và ổn định. Do đó, ở nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng các dung dịch có hàm lượng CeO_2 dưới 50ppm.

Để ký hiệu các mẫu CeO_2 với các kích thước khác nhau và tỷ lệ pha trộn vào FO cho các thử nghiệm, nhóm tác giả tiến hành ký hiệu mẫu như sau:

FO: mẫu trắng, không pha trộn phụ gia

FO-CeX-Y: mẫu FO có pha trộn với phụ gia CeO_2 với kích thước X (X = 25nm, 50nm, 100nm như đã nêu ở mục 2.1) và Y là hàm lượng CeO_2 được pha trộn vào dầu (Y = 10, 20, 30, 40 và 50ppm). Tính

toán lượng CeO_2 cần thiết đưa vào mẫu dầu ở các nồng độ khác nhau từ hỗn hợp CeO_2 50ppm. Sau khi pha, mẫu được lưu trữ và gửi đi đo thử nghiệm động cơ.

Để xem xét kích thước hạt của hỗn hợp dầu có chứa phụ gia chứa CeO_2 , thiết bị phân tích kích thước nano (Zetasizer Nano ZS) được sử dụng. Kết quả phân tích với mẫu bổ sung 50ppm CeO_2 trong dầu có kích thước trong khoảng từ 75 - 95nm (Hình 2), đây là một trong những yếu tố có thể ảnh hưởng đến cơ chế ảnh hưởng của phụ gia đến hiệu quả cháy và sẽ được thảo luận ở các phần tiếp theo.

2.4. Thiết bị thử nghiệm và phương pháp đánh giá

2.4.1. Thiết bị thử nghiệm

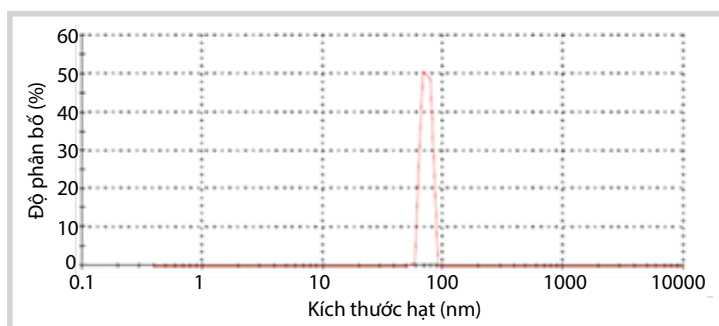
Đo đạc, phân tích và đánh giá các thông số kỹ thuật, mức tiêu hao nhiên liệu của 2 mẫu FO và FO đã pha phụ gia CeO_2 trên động cơ HANSHIN 6LU32 (động cơ diesel thủy 4 kỳ, có tăng áp) được sử dụng để làm động cơ chính lái chân vịt cho các loại tàu với tải trọng từ 1.500D - 2.500DWT gồm các phần chính sau:

- Hệ thống phanh thủy lực Omega 1500 (AVL Zollner GmbH) là thiết bị tạo tải cho động cơ. Thiết bị này thay cho chân vịt để tạo tải cho động cơ;
- Hệ thống đo và kiểm soát khí thải CO_2 , CO, HC và NO_x được đo bằng thiết bị chuyên dụng AVL AMA i60 R1 và bộ chia khí theo tiêu chuẩn Tổ chức Hàng hải Thế giới (IMO);
- Thiết bị đo áp suất cháy cực đại loại 2516A (Kistler);
- Các thiết bị khác gồm: nhiệt kế, áp kế, thiết bị đánh giá tình trạng kỹ thuật của vòi phun, bơm cao áp, thiết bị đo sự tiêu hao nhiên liệu, thiết bị nung nóng nhiên liệu, đồng hồ bấm giây.

Bảng 1 trình bày các thông số và đặc tính kỹ thuật của hệ thống thiết bị thử nghiệm.

2.4.2. Quy trình và đánh giá kết quả thử nghiệm

Mỗi loại nhiên liệu được chạy thử nghiệm 3 nội dung với các chế độ tải khác nhau (50%, 75% và 100%). Với mỗi loại nhiên liệu, thiết bị chạy khoảng 60 phút để đạt độ ổn định và hâm nóng. Tiến



Hình 2. Phân bố kích thước hạt của phụ gia chứa CeO_2

hành đo công suất và tiêu hao nhiên liệu và độ phát thải ở các chế độ khác nhau.

Đánh giá kết quả thử nghiệm: Dùng phương pháp đánh giá so sánh khách quan tương đối giữa FO không pha phụ gia và FO có pha phụ gia với các nồng độ và kích thước khác nhau ứng với mỗi chế độ thử. Tiêu chí đánh giá dựa trên công suất, suất tiêu hao nhiên liệu và phát thải.

Ở nghiên cứu này, sai số của phép đo dưới 3% và nằm trong khoảng cho phép của phép đo.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của hàm lượng CeO₂ và kích thước CeO₂ đến công suất và tiêu hao nhiên liệu

Kết quả thử nghiệm với hàm lượng phụ gia CeO₂ đưa vào

Bảng 1. Thông số và đặc tính kỹ thuật của hệ thống thử nghiệm

| TT | Thông số | Giá trị |
|--|---|----------------------|
| I Động cơ HANSHIN 6LU32 | | |
| 1 | Model | 6LU32 |
| 2 | Số xy lanh | 6 |
| 3 | Số vòng quay ứng với công suất định mức | N = 340 vòng/phút |
| 4 | Công suất định mức | 1.300 HP/970kW |
| 5 | Số piston và hành trình | 4 piston, S = 510mm |
| 6 | Tốc độ trung bình của piston | W = 5,78m/s |
| 7 | Áp suất cháy lớn nhất | 90kg/cm ² |
| 8 | Tỷ số nén | 13 |
| II Hệ thống phanh thủy lực Omega 1500 | | |
| 1 | Công suất cho phép (kW) | 1.500 |
| 2 | Vòng quay (vòng/phút) | 4.800 |
| 3 | Moment cho phép (Nm) | 9.500 |
| 4 | Nhiệt độ tối đa cho phép (°C) | 60 |

Bảng 2. Kết quả thử nghiệm với FO không pha phụ gia và FO có pha phụ gia CeO₂ hàm lượng 10ppm

| Nhiên liệu | Công suất (kW) | | Tiêu hao nhiên liệu (g/kW.h) | |
|-----------------------------------|----------------|--------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| | Giá trị | Sai khác so với FO không pha phụ gia | Giá trị | Sai khác so với FO không pha phụ gia |
| Chế độ tải định mức (100%) | | | | |
| FO | 945 | - | 241 | - |
| FO-Ce25-10 | 967 | 2,3% | 232 | -3,7% |
| FO-Ce50-10 | 964 | 2,0% | 234 | -2,9% |
| FO-Ce100-10 | 963 | 1,9% | 239 | -0,8% |
| Chế độ tải 50% | | | | |
| FO | 460 | - | 280 | - |
| FO-Ce25-10 | 480 | 4,3% | 270 | -3,6% |
| FO-Ce50-10 | 479 | 4,1% | 268 | -4,3% |
| FO-Ce100-10 | 480 | 4,3% | 279 | -0,4% |
| Chế độ tải 75% | | | | |
| FO | 701 | - | 259 | - |
| FO-Ce25-10 | 726 | 3,6% | 250 | -3,5% |
| FO-Ce50-10 | 724 | 3,3% | 255 | -1,5% |
| FO-Ce100-10 | 723 | 3,1% | 256 | -1,2% |

10ppm được thể hiện ở Bảng 2. Nhìn chung, với việc đưa vào khoảng 10ppm phụ gia CeO₂ với các kích thước hạt khác nhau thì công suất động cơ và tiêu hao nhiên liệu không thay đổi nhiều so với mẫu chưa cho phụ gia. Ở 100% tải, công suất chỉ tăng lên khoảng 1,9 - 2,3% so với mẫu FO không pha phụ gia. Tương tự, về tiêu hao nhiên liệu thì có giảm so với mẫu dầu chưa pha phụ gia, tiết kiệm được khoảng 0,8% với mẫu CeO₂ có kích thước hạt 100nm, trong khi đó, với phụ gia có kích thước hạt 25nm và 50nm thì mức tiêu hao nhiên liệu lại giảm nhiều hơn (từ 2,9 - 3,7%) so với mẫu FO chưa pha phụ gia. Trường hợp ở chế độ tải 50%, kết quả cho thấy tiêu hao nhiên liệu đạt cao nhất với CeO₂ có kích thước hạt 50nm, có thể kết quả nằm ở trong khoảng sai số của phép đo.

Để tiếp tục khảo sát, nhóm tác giả thử nghiệm với hàm lượng phụ gia CeO₂ 50ppm và kết quả được trình bày ở Bảng 3. Khi sử dụng FO có pha phụ gia CeO₂, động cơ sẽ sinh ra công suất lớn hơn so với khi sử dụng FO không pha phụ gia, giá trị sai khác lớn nhất khoảng 5,5% ở chế độ tải 100% và 6,3% với chế độ tải 50%. Trong khi đó, suất tiêu hao nhiên liệu lại giảm đi rõ rệt, cụ thể, với FO có pha phụ gia CeO₂ với kích thước hạt 25nm có sự sai khác đến 12,14% so với nhiên liệu không pha phụ gia ở chế độ tải 50%. Với chế độ tải 75% và 100% thì tiêu hao nhiên liệu giảm từ 9,54 - 10,42%. Kết quả cũng cho thấy phụ gia CeO₂ có kích thước hạt càng nhỏ thì cho hiệu quả tăng công suất và giảm suất tiêu hao nhiên liệu càng lớn. Điều đó giải thích qua việc tăng diện tích bề mặt tiếp xúc khi kích thước hạt phụ gia giảm, từ đó tăng khả năng cung cấp thêm oxy cho quá trình cháy dẫn đến tăng khả năng đốt carbon của nhiên liệu. Kết quả là tăng công suất và giảm suất tiêu hao nhiên liệu. Kết quả phù hợp với cơ chế đề xuất của CeO₂ làm phụ gia cho nhiên liệu diesel.

Khảo sát ở hàm lượng phụ gia 20ppm, 30ppm và 40ppm với các kích thước hạt khác nhau cho 2 mức chế độ tải 100% và 50% để xem ảnh hưởng đến công suất và suất tiêu hao nhiên liệu. Kết quả ở Bảng 4 và 5 cho thấy công suất có ích tăng trong khoảng 3 - 6% tùy theo kích thước hạt nano của phụ gia CeO₂ và chế độ tải. Bên cạnh đó, suất tiêu hao nhiên liệu khi có phụ gia CeO₂ cũng giảm khá nhiều từ 2,1 - 8,9% so với khi sử dụng FO chưa pha phụ gia.

Bảng 3. So sánh kết quả thử nghiệm giữa FO không pha phụ gia và FO có pha phụ gia CeO₂ hàm lượng 50ppm

| Nhiên liệu | Công suất (kW) | | Tiêu hao nhiên liệu (g/kW.h) | |
|-----------------------------------|----------------|--------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| | Giá trị | Sai khác so với FO không pha phụ gia | Giá trị | Sai khác so với FO không pha phụ gia |
| Chế độ tải định mức (100%) | | | | |
| FO | 945 | - | 241 | - |
| FO-Ce25-50 | 997 | 5,5% | 218 | -9,5% |
| FO-Ce50-50 | 995 | 5,3% | 219 | -9,1% |
| FO-Ce100-50 | 993 | 5,1% | 223 | -7,5% |
| Chế độ tải định mức (50%) | | | | |
| FO | 460 | - | 280 | - |
| FO-Ce25-50 | 489 | 6,3% | 246 | -12,1% |
| FO-Ce50-50 | 487 | 5,9% | 251 | -10,4% |
| FO-Ce100-50 | 483 | 5,0% | 259 | -7,5% |
| Chế độ tải định mức (75%) | | | | |
| FO | 701 | - | 259 | - |
| FO-Ce25-50 | 741 | 5,7% | 232 | -10,4% |
| FO-Ce50-50 | 739 | 5,4% | 235 | -9,3% |
| FO-Ce100-50 | 737 | 5,1% | 239 | -7,7% |

Bảng 4. Kết quả công suất và tiêu hao nhiên liệu phụ thuộc vào kích thước hạt và hàm lượng phụ gia ở chế độ tải 100%

| Nhiên liệu | Công suất (kW) | | Tiêu hao nhiên liệu (g/kW.h) | |
|-----------------------------------|----------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| | Giá trị | Sai khác so với FO không phụ gia | Giá trị | Sai khác so với FO không phụ gia |
| Chế độ tải định mức (100%) | | | | |
| FO | 945 | - | 241 | - |
| FO-Ce25-20 | 980 | 3,7% | 229 | -5,0% |
| FO-Ce50-20 | 975 | 3,2% | 231 | -4,1% |
| FO-Ce100-20 | 972 | 2,9% | 236 | -2,1% |
| Chế độ tải định mức (100%) | | | | |
| FO | 945 | - | 241 | - |
| FO-Ce25-30 | 982 | 3,9% | 225 | -6,6% |
| FO-Ce50-30 | 975 | 3,2% | 231 | -4,1% |
| FO-Ce100-30 | 974 | 3,1% | 230 | -4,6% |
| Chế độ tải định mức (100%) | | | | |
| FO | 945 | - | 241 | - |
| FO-Ce25-40 | 990 | 4,8% | 220 | -8,7% |
| FO-Ce50-40 | 980 | 3,7% | 228 | -5,4% |
| FO-Ce100-40 | 982 | 3,9% | 229 | -5,0% |

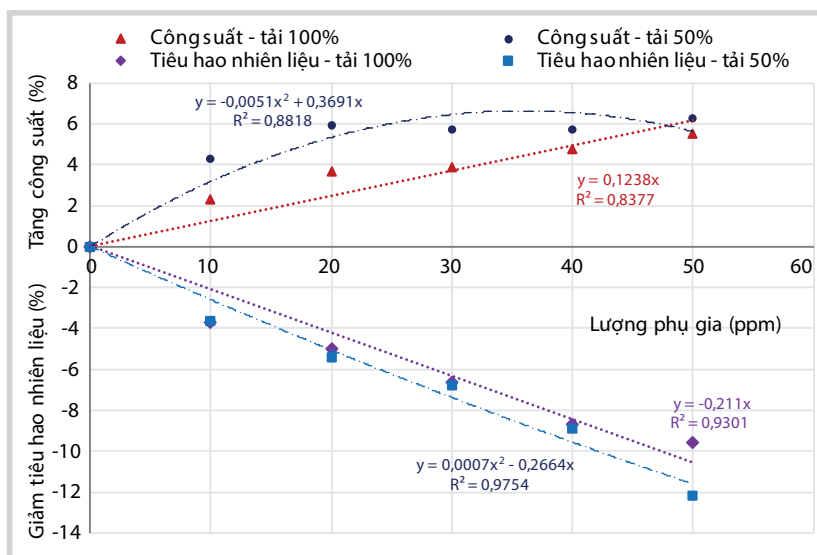
Bảng 5. Kết quả công suất và tiêu hao nhiên liệu phụ thuộc vào kích thước hạt và hàm lượng phụ gia ở chế độ tải 50%

| Nhiên liệu | Công suất (kW) | | Tiêu hao nhiên liệu (g/kW.h) | |
|-----------------------|----------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| | Giá trị | Sai khác so với FO không phụ gia | Giá trị | Sai khác so với FO không phụ gia |
| Chế độ tải 50% | | | | |
| FO | 460 | - | 280 | - |
| FO-Ce25-20 | 487 | 5,9% | 265 | -5,4% |
| FO-Ce50-20 | 485 | 5,4% | 270 | -3,6% |
| FO-Ce100-20 | 483 | 5,0% | 276 | -1,4% |
| Chế độ tải 50% | | | | |
| FO | 460 | - | 280 | - |
| FO-Ce25-30 | 486 | 5,7% | 261 | -6,8% |
| FO-Ce50-30 | 484 | 5,2% | 278 | -4,7% |
| FO-Ce100-30 | 483 | 5,0% | 276 | -1,4% |
| Chế độ tải 50% | | | | |
| FO | 460 | - | 280 | - |
| FO-Ce25-40 | 486 | 5,7% | 255 | -8,9% |
| FO-Ce50-40 | 483 | 5,0% | 260 | -7,1% |
| FO-Ce100-40 | 482 | 4,8% | 271 | -3,2% |

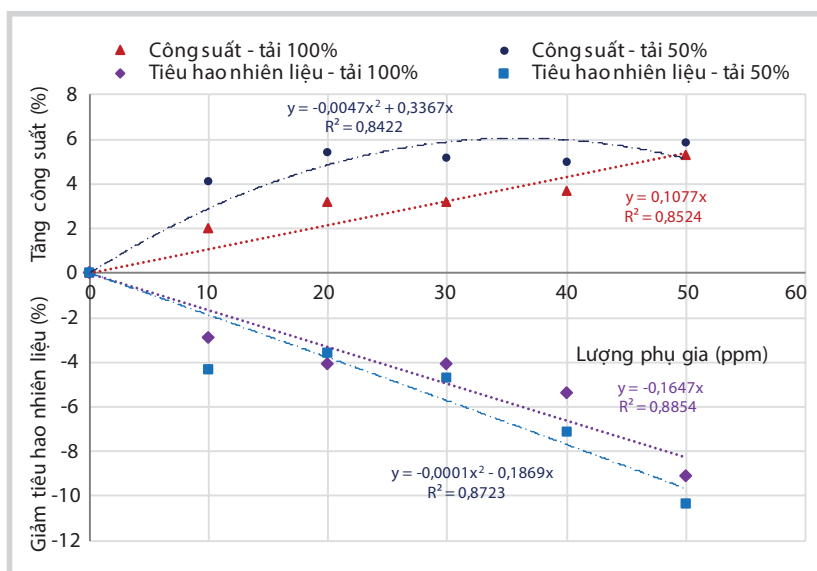
Dựa trên kết quả thử nghiệm, mối liên hệ gần tuyến tính giữa công suất tăng thêm hoặc tiêu hao nhiên liệu giảm với hàm lượng phụ gia chứa nano CeO₂ (có kích thước hạt 25nm, 50nm và 100nm) ở 2 chế độ tải 100% và 50% được thể hiện ở Hình 3 - 5. Qua đó, với công suất tải 100% thì mối liên hệ tìm được phù hợp với quan hệ tuyến tính (với R² > 0,84) cho cả công suất tăng thêm và giảm tiêu hao nhiên liệu. Trong khi đó, mối quan hệ dạng bậc 2 phù hợp với chế độ tải 50%. Có thể thấy, với chế độ tải 50% thì động cơ làm việc ở chế độ thấp do đó mức độ ảnh hưởng của phụ gia không được tuyến tính so với chế độ tải cao là phù hợp. Mức độ ảnh hưởng của phụ gia thông qua việc cung cấp oxy cho quá trình cháy và khi ở chế độ tải cao thì mức độ ảnh hưởng càng ổn định và phù hợp với công suất động cơ. Ngoài ra, mức độ ảnh hưởng việc tăng công suất và giảm tiêu hao nhiên liệu của phụ gia rõ rệt với lượng cung cấp phụ gia thấp (20 - 30ppm). Tuy nhiên, sau khi tăng lượng phụ gia trong nhiên liệu thì mức độ tăng/giảm không được tuyến tính như với lượng phụ gia thấp. Vì mức độ ảnh hưởng phụ thuộc vào lượng oxy cung cấp từ phụ gia cho quá trình cháy.

Kết quả trên cho thấy, để công suất tăng lên trên 5% thì lượng phụ gia đưa vào FO khoảng 45ppm và 50ppm tương ứng với phụ gia có kích thước hạt 25nm và 50nm. Trong khi đó, phụ gia chứa CeO₂ có kích thước hạt 100nm thì cần lượng lớn hơn 50ppm. Tuy nhiên, do giới hạn về hàm lượng CeO₂ đưa vào FO (≤ 50ppm), do đó, phụ gia chứa CeO₂ có kích thước hạt 25nm hoặc 50nm được lựa chọn nếu mục tiêu cần đạt là tăng công suất lớn hơn 5%. Tương tự, để giảm tiêu hao nhiên liệu khoảng 5% thì lượng phụ gia đưa vào khoảng 25ppm, 30ppm và 35ppm tương ứng với phụ gia chứa CeO₂ kích thước 25nm, 50nm và 100nm.

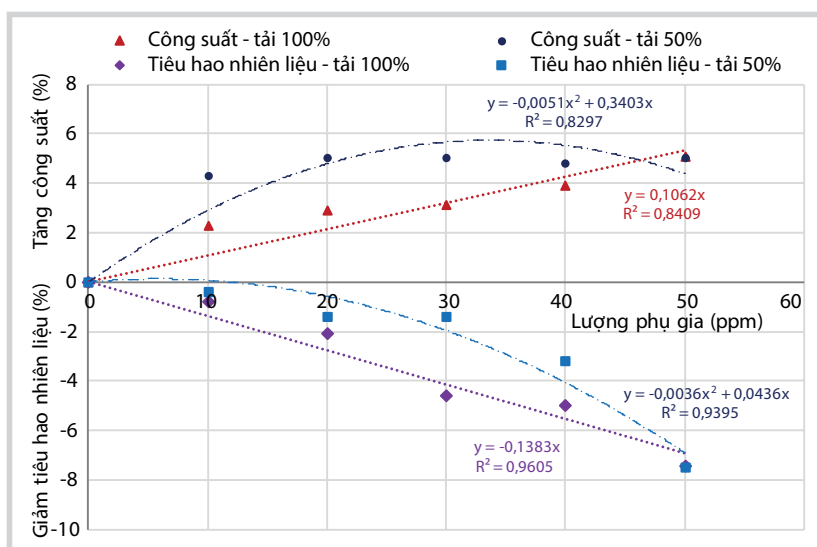
Với mối liên hệ được thiết lập như trên, phụ gia chứa CeO₂ có kích thước hạt càng nhỏ thì hiệu quả giảm tiêu hao



Hình 3. Mối liên hệ giữa công suất, tiêu hao nhiên liệu với lượng phụ gia chứa CeO₂ - 25nm



Hình 4. Tương quan giữa công suất, tiêu hao nhiên liệu với lượng phụ gia chứa CeO₂ - 50nm

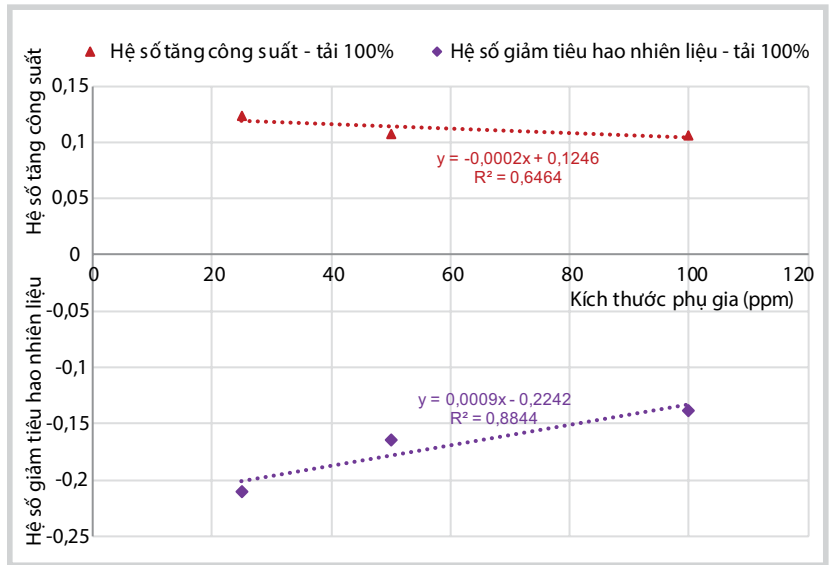


Hình 5. Tương quan giữa công suất, tiêu hao nhiên liệu với lượng phụ gia chứa CeO₂ - 100nm

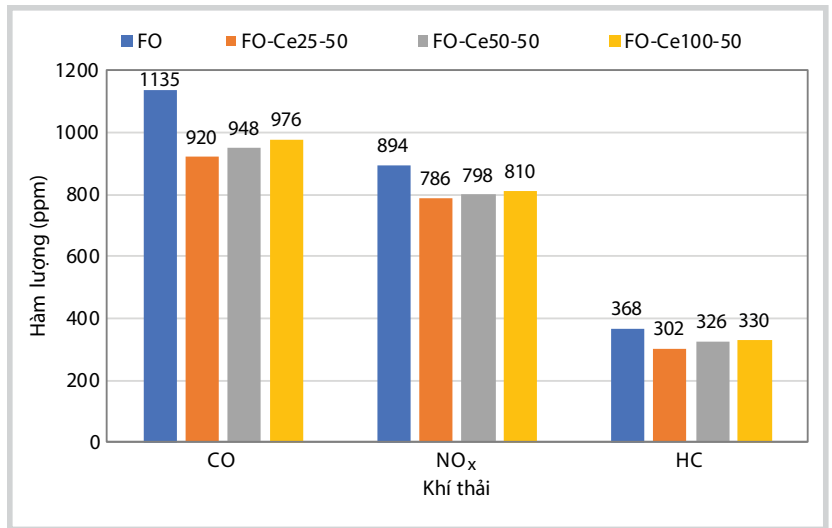
nhiên liệu và tăng công suất nhiều hơn so với CeO_2 có kích thước hạt lớn, khi đó hàm lượng phụ gia chứa CeO_2 có kích thước hạt nhỏ hơn đưa vào ít hơn. Do đó, tùy theo mục tiêu về tăng công suất và giảm tiêu hao nhiên liệu, để lựa chọn phụ gia chứa CeO_2 có kích thước hạt phù hợp và lượng phụ gia đưa vào FO tương ứng.

Để có sơ bộ về định lượng, nhóm tác giả xác định mối tương quan giữa hệ số tuyến tính tăng công suất hoặc giảm tiêu hao nhiên liệu với chế độ tải 100% được thể hiện ở Hình 6. Qua đó, có thể nội suy hệ số tuyến tính và ước tính sơ bộ công suất tăng thêm hoặc tiêu hao nhiên liệu giảm cho các phụ gia CeO_2 có kích thước hạt khác nhau. Kết quả cũng cho thấy mức độ ảnh hưởng của việc tăng công suất với kích thước phụ gia không rõ rệt so với việc giảm tiêu hao nhiên liệu. Mức độ tương quan hệ số tăng công suất và kích thước phụ gia không cao (với $R^2 = 0,65$), trong khi mức độ tương quan hệ số giảm tiêu hao nhiên liệu khá ổn định (với $R^2 = 0,88$). Qua đó, việc tăng công suất với phụ gia chứa CeO_2 ít thay đổi so với kích thước phụ gia. Có thể nói hệ số tăng công suất không thay đổi nhiều với kích thước phụ gia trong giới hạn thử nghiệm 25 - 100ppm và tăng 5% công suất có thể là giới hạn cho việc sử dụng hỗn hợp phụ gia chứa CeO_2 từ 25 - 100ppm. Trong khi đó, hỗn hợp phụ gia chứa CeO_2 khá phù hợp với mục đích giảm tiêu hao nhiên liệu.

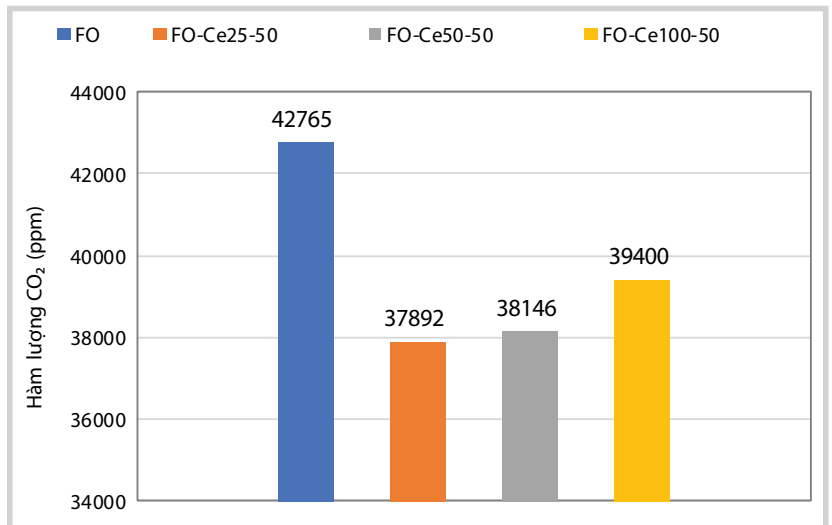
Về phạm vi áp dụng đối với kích thước phụ gia trong khoảng giới hạn đã thử nghiệm 25 - 100nm. Tuy nhiên, tùy theo mục đích của việc sử dụng phụ gia (tăng/giảm bao nhiêu %) và hàm lượng CeO_2 pha vào FO phù hợp ($\leq 50ppm$) thì kích thước phụ gia được chọn thông qua phương trình hệ số tương quan (Hình 6). Ví dụ, để giảm tiêu hao nhiên liệu 10% thì cần chọn phụ gia chứa CeO_2 có kích thước hạt 25nm với hàm lượng bổ sung gần 50ppm, trong khi đó để giảm tiêu hao nhiên liệu 7% thì với hàm lượng bổ



Hình 6. Tương quan giữa hệ số tăng công suất, giảm tiêu hao nhiên liệu với kích thước phụ gia



Hình 7. So sánh lượng khí thải (CO , NO_x , HC) với FO không pha phụ gia và FO có pha phụ gia CeO_2 với hàm lượng 50ppm



Hình 8. So sánh lượng khí thải CO_2 với FO không pha phụ gia và FO pha phụ gia CeO_2 với hàm lượng 50ppm

sung CeO₂ tương tự (gần 50ppm) chỉ cần chọn phụ gia chứa CeO₂ có kích thước hạt 90nm. Qua đó cũng cho thấy để tiếp tục mở rộng giới hạn tăng/giảm cần có thử nghiệm với phụ gia chứa CeO₂ kích thước hạt nhỏ hơn 25nm và được thực hiện ở các nghiên cứu tiếp theo.

3.2. Ảnh hưởng phụ gia CeO₂ đến giảm phát thải

Hiệu quả quá trình đốt cháy cũng được thể hiện qua thành phần khí thải thu được như trong Hình 7 và 8. Kết quả thử nghiệm phân tích khí thải cho thấy lượng khí thải giảm đáng kể. Với trường hợp 100% tải, lượng CO giảm từ 14 - 18% tùy theo kích thước phụ gia CeO₂ sử dụng. Lượng NO_x giảm từ 9 - 12%, lượng HC cũng giảm từ 10 - 18%. CO trong khí thải giảm đáng kể, qua đó cho thấy CeO₂ đã xúc tiến quá trình oxy hóa làm giảm đáng kể hàm lượng CO, đồng thời tính chất khử của CeO₂ cũng cho thấy quá trình chuyển hóa NO_x thành N₂. Lượng HC và CO trong khí thải giảm đáng kể cho thấy quá trình cháy hiệu quả hơn.

Từ các kết quả thử nghiệm trên động cơ, có thể thấy, khi sử dụng FO hàm lượng phụ gia 50ppm, công suất động cơ đã tăng lên trên 5% với chế độ tải định mức. Ngoài ra, với chế độ tải 50% thì công suất có thể tăng lên đến 6,3%. Song song với sự cải thiện về công suất động cơ thì tiêu thụ nhiên liệu cũng giảm đáng kể, có thể tiết kiệm đến 12%. Đồng thời, quan trọng hơn là lượng khí thải đã giảm rõ rệt, từ 8 - 19% tùy theo loại khí thải và kích thước phụ gia CeO₂ sử dụng.

Với kết quả trên, việc bổ sung phụ gia chứa các hạt nano CeO₂ có khả năng cải thiện đặc tính của nhiên liệu FO khi cháy trong động cơ. Cụ thể, hạt nano CeO₂ trong nhiên liệu giúp quá trình oxy hóa muội than trên thành buồng đốt của động cơ và các hydrocarbon có trong khí thải của động cơ ở vùng nhiệt độ thấp tốt hơn tạo điều kiện cho động cơ hoạt động hiệu quả hơn. Trong điều kiện động cơ/lò đốt khi ít nhiên liệu và dư oxy, sẽ thu hồi lượng oxy thừa trong khí thải và khí NO_x, khử NO_x thành N₂ không gây độc hại. Trong điều kiện dư nhiên liệu và ít O₂, CeO₂ nhà O₂ để đốt cháy nhiên liệu làm cho nhiên liệu cháy hoàn toàn hơn, ít tạo thành sản phẩm phụ CO_x và CH_x dư, làm tăng hiệu suất lò đốt hay động cơ.

4. Kết luận

Phụ gia chứa CeO₂ với kích thước hạt nano trong khoảng 75 - 95nm được tổng hợp. Kết quả đánh giá thông số công suất, suất tiêu hao nhiên liệu, thành phần khí phát thải của động cơ diesel tàu thủy HANSHIN 6LU32 chạy bằng FO và FO sau khi pha phụ gia được đánh giá so sánh thông qua tỷ lệ tăng (+) hoặc giảm (-). Kết quả cho thấy,

phụ gia nano CeO₂ có hiệu quả trong việc cải thiện hiệu quả cháy của nhiên liệu FO. Mức độ hiệu quả của phụ gia phụ thuộc vào kích thước hạt nano CeO₂, hàm lượng phụ gia sử dụng và chế độ tải trọng của động cơ trong điều kiện thực hiện thử nghiệm. Cụ thể, với hàm lượng phụ gia phù hợp khoảng 50ppm thì công suất động cơ tăng lên trên 5 - 8% tùy thuộc chế độ tải và kích thước phụ gia CeO₂ sử dụng (25nm, 50nm và 100nm). Tương tự, suất tiêu hao nhiên liệu khi sử dụng phụ gia CeO₂ sẽ giảm khá cao, từ 7 - 12% so với FO không pha phụ gia. Đặc biệt, việc sử dụng phụ gia CeO₂ sẽ giúp thành phần phát thải giảm đáng kể (giảm 19% đối với CO, 18% đối với HC, 12% đối với NO_x và 11% đối với CO₂). Như vậy, khi sử dụng phụ gia nano CeO₂ cho nhiên liệu FO, ngoài tác dụng cải thiện hiệu suất động cơ thì còn có thêm lợi ích về môi trường do việc giúp giảm phát thải trong quá trình đốt cháy nhiên liệu. Dựa trên mối liên hệ được thiết lập, tùy theo mục tiêu đặt ra ban đầu, có thể lựa chọn phụ gia chứa CeO₂ kích thước hạt khác nhau cũng như lượng phụ gia đưa vào. Kết quả nghiên cứu mở ra hướng mới trong việc cải thiện hiệu quả cháy và giảm tác động đến môi trường trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. Birgit K.Gaiser, Teresa F.Fernandes, Mark Jepson, Jamie R.Lead, Charles R.Tyler, Vicki Stone. *Assessing exposure, uptake and toxicity of silver and cerium dioxide nanoparticles from contaminated environments*. Environment Health. 2009; 8(1).
2. Paul JA Borm, David Robbins, Stephan Haubold, Thomas Kuhlbusch, Heinz Fissan, Ken Donaldson, Roel Schins, Vicki Stone, Wolfgang Kreyling, Jurgen Lademann, Jean Krutmann, David Warheit, Eva Oberdorster. *The potential risks of nanomaterials: A review carried out for ECETOC*. Particle and Fibre Toxicolog. 2006.
3. Bary Park, Patricia Martin, Chris Harris, Robert Guest, Andrew Whittingham, Peter Jenkinson, John Handley. *Initial in vitro screening approach to investigate the potential health and environmental hazards of Enviroxtrade mark - a nanoparticulate cerium oxide diesel fuel additive*. Particle and Fibre Toxicolog. 2007.
4. Health Effects Institute. *Evaluation of human health risk from cerium added to diesel fuel*. Communication 9. 2001.
5. Heejung Jung, David B.Kittelson. *Measurement of electrical charge on diesel particles*. Aerosol Science and Technology. 2005; 39 (12): p. 1129 - 1135.
6. Gareth Wakefield. *Fuel or fuel additive containing*

doped cerium oxide nanoparticles. US Patent US 7169196 B2. 2007.

7. Roger Scattergood. *Cerium oxide nanoparticles as fuel additives*. US Patent US 2006/0254130 A1. 2006.

8. Flemming R.Cassee, Erna C.Van Balen, Charanjeet Singh, David Green, Hans Muijser, Jason Weinstein, Kevin Dreher. *Exposure, health and ecological effects review of engineered nanoscale cerium and cerium oxide associated with its use as a fuel additive*. *Critical Reviews in Toxicology*. 2011; 41(3): p. 213 - 229.

9. Barry Park, Kenneth Donaldson, Rodger Duffin, Lang Tran, Frank Kelly, Ian Mudway, Jean-Paul Morin, Robert Guest, Peter Jenkinson, Zissis Samaras, Myrsini Giannouli, Chariton Kouridis, Patricia Martin. *Hazard and risk assessment of a nanoparticulate cerium oxide-based diesel fuel additive - A case study*. *Inhalation Toxicology*. 2008; 20(6): p. 547 - 566.

10. Tiziano Montini, Michele Melchionna, Matteo Monai, Paolo Fornasiero. *Fundamentals and catalytic applications of CeO₂ - based materials*. *Chemical Reviews*. 2016; 116(10): p. 5987 - 6041.

11. R.Sathiyamoorthi, M.Puviyarasan, B.Bhuvanesh Kumar, D.Breslin Joshua. *Effect of CeO₂ nano additive on performance and emission characteristics of diesel engine fuelled by Neem oil - biodiesel*. *International Journal of Chemical Sciences*. 2016; 14: p. 473 - 484.

12. Sagar Gunturkar, Gund Sagar, C.Srinidhi. *Performance and emission effect of nanofuels additives for diesel in diesel engine - a review study*. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*. 2017; 4(4): p. 478 - 480.

NANOPARTICLE CERIUM OXIDES AS FUEL OIL ADDITIVE IN DIESEL ENGINE FOR CLEANER EMISSIONS AND LOWER FUEL CONSUMPTION

Huynh Minh Thuan, Nguyen Huu Luong, Nguyen Thi Le Hien, Nguyen Manh Huan, Nguyen Khanh Toan

Vietnam Petroleum Institute

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

In this study, the use of CeO₂ nanoparticles for fuel oil (FO) additive to increase combustion efficiency and to decrease soot emissions was systematically investigated. CeO₂ containing FO and FO were tested in HANSHIN 6LU32 engine (diesel engine) which is used for 1,500 DWT - 2,500 DWT ships. The result revealed that CeO₂ nanoparticles is really effective for lower fuel consumption and cleaner emissions depending on CeO₂ nanoparticle size and used content. The addition of only 50ppm into the FO led to an increase of power by app. 5 - 8%. Similarly, energy consumption for CeO₂ containing FO was reduced significantly by 7 - 12% compared to that of FO. More importantly, the use of CeO₂ resulted in a vast decrease in emission (e.g. 19% CO, 18% hydrocarbon, 12% NO_x and 11% CO₂).

Key words: Fuel oil, cerium oxides, combustion efficiency, emissions, additive, nanoparticle.

ĂN MÒN VÀ BẢO VỆ CHỐNG ĂN MÒN BÊN TRONG HỘP NƯỚC BIỂN LÀM MÁT TRONG THIẾT BỊ BÌNH NGUNG CỦA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

Nguyễn Thị Lê Hiền, Phạm Vũ Dũng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các nhà máy điện sử dụng turbine hơi (Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhà máy Nhiệt điện Phú Mỹ 3, Nhà máy Nhiệt điện Vĩnh Tân 4...) chủ yếu dùng nước biển làm mát cho thiết bị bình ngưng. Thiết bị này bao gồm: giàn ống titan, giá đỡ ống và hộp chứa nước làm mát chế tạo bằng thép carbon. Bài báo phân tích nguyên nhân, cơ chế ăn mòn bên trong của hộp chứa nước biển làm mát của các nhà máy nhiệt điện, từ đó đề xuất các biện pháp kiểm soát ăn mòn hiệu quả.

Từ khóa: Ăn mòn tiếp xúc, hộp nước làm mát, thiết bị bình ngưng, nhà máy nhiệt điện, bảo vệ cathode.

1. Mở đầu

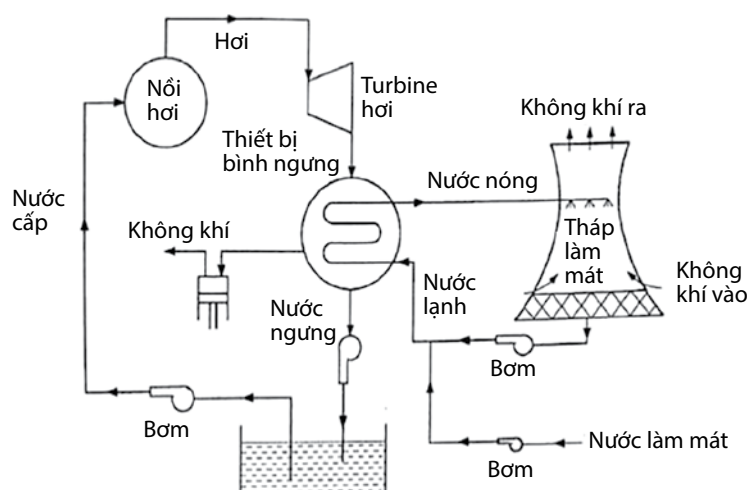
Trong các nhà máy nhiệt điện sử dụng turbine hơi, hệ thống tuần hoàn bình ngưng là bộ phận rất quan trọng quyết định hiệu quả thải nhiệt và hiệu quả của chu trình nhiệt. Tại bình ngưng, hơi quá nhiệt sau khi sinh công được ngưng tụ thành nước nhờ trao đổi nhiệt với nước làm mát qua thành ống trao đổi nhiệt. Nước làm mát thường được lấy từ sông hoặc biển có hàm lượng muối cao, lưu thông trong hệ thống ống trao đổi nhiệt và hộp nước làm mát ở nhiệt độ cao, nên tốc độ ăn mòn và mài mòn rất lớn. Ngoài ra, vật liệu ống trao đổi nhiệt, giá đỡ ống và vật liệu chế tạo hộp nước thường khác nhau nên dẫn đến hiện tượng ăn mòn do tiếp xúc (galvanic). Quá trình ăn mòn diễn ra trong hệ thống tuần hoàn bình ngưng rất phức tạp theo các cơ chế ăn mòn điện hóa dưới dạng ăn mòn cục bộ, nếu không có biện pháp chống ăn mòn hiệu quả thì quá trình ăn mòn sẽ xảy ra rất nghiêm trọng. Việc hư hỏng thiết bị bình ngưng, đường ống dẫn nước làm mát... do ăn mòn ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả chu trình nhiệt, có nguy cơ dẫn đến phải dừng hoạt động của nhà máy điện, gây thiệt hại khó lường về kinh tế và an ninh năng lượng. Bài báo phân tích các nguyên

nhân, cơ chế ăn mòn và đề xuất biện pháp chống ăn mòn cho hộp nước biển làm mát của thiết bị bình ngưng sử dụng giàn ống titan.

2. Nguyên nhân và cơ chế ăn mòn hộp nước làm mát của thiết bị bình ngưng trong các nhà máy nhiệt điện

2.1. Nguyên lý hoạt động của các nhà máy nhiệt điện

Nhà máy nhiệt điện sử dụng nguồn năng lượng bằng hơi nước để quay turbine phát điện (Hình 1). Nước cấp sau khi được xử lý loại bỏ các tạp chất được gia nhiệt trong thiết bị nôi hơi (boiler), chuyển từ trạng thái lỏng thành hơi nước quá nhiệt, hơi nước được dẫn tới turbine hơi cho phép quay turbine hơi và làm chạy máy phát điện. Sau khi đi qua turbine, hơi nước được dẫn tới thiết bị bình ngưng (condenser) và ngưng tụ thành nước. Nước lại được tuần hoàn quay lại hệ thống nôi hơi để hóa hơi và lặp lại chu trình. Khác



Hình 1. Sơ đồ công nghệ chung của nhà máy nhiệt điện

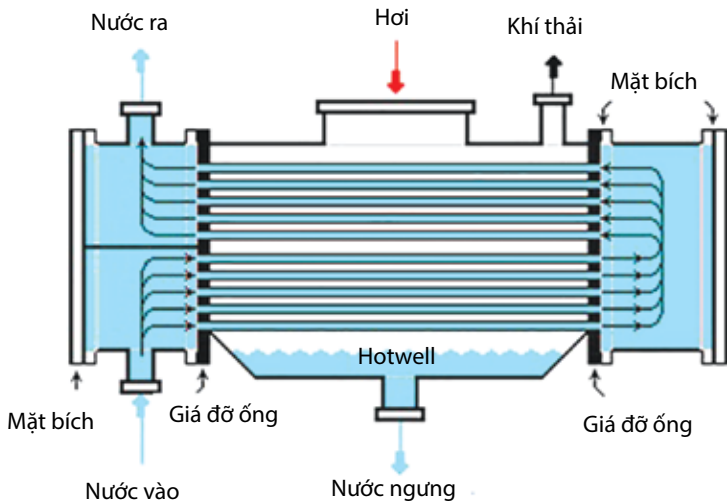
Ngày nhận bài: 21/5/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 21/5 - 29/6/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2018.

biệt lớn nhất trong thiết kế của nhà máy nhiệt điện là sử dụng các nguồn nhiên liệu khác nhau.

Thiết bị bình ngưng của nhà máy nhiệt điện có vai trò rất quan trọng, cho phép cải thiện hiệu quả của nhà máy điện bằng cách giảm áp suất hơi nước thoát ra từ turbine khí xuống dưới áp suất khí quyển. Thiết bị bình ngưng có cấu tạo và nguyên lý hoạt

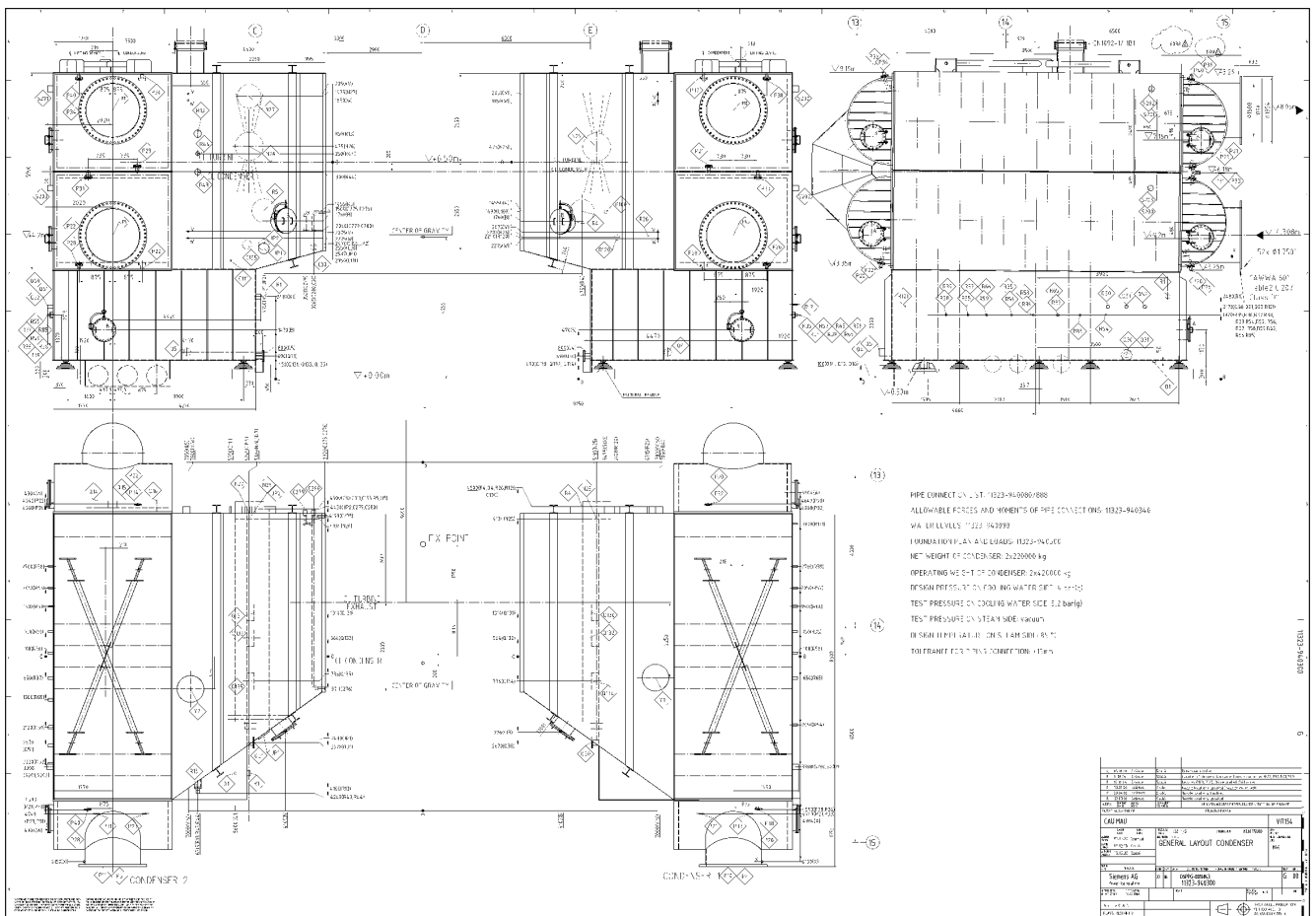
động tương tự như bộ trao đổi nhiệt, trong đó nước làm mát (cooling water) đi trong ống trao đổi nhiệt (thường được chế tạo bằng ống titan hoặc hợp kim đồng), hơi nước thoát ra từ turbine hơi và nước ngưng đi bên ngoài ống [1 - 3]. Nhờ quá trình trao đổi nhiệt qua thành ống, hơi nước quá nhiệt bên ngoài ống được ngưng tụ, thu hồi để cung cấp nguồn nước mềm tinh khiết cho lò hơi và nước làm mát bên trong ống theo hệ thống ống dẫn tuần hoàn về nguồn (biển, hồ, sông hoặc bể nước trong trường hợp sử dụng tháp làm nguội).



Hình 2. Sơ đồ thiết bị bình ngưng

Thiết bị bình ngưng (Hình 2) có cấu tạo gồm: vỏ thiết bị (shell), hộp nước (waterbox) thường được chế tạo bằng thép carbon và giá đỡ ống (tube sheet) và giàn ống trao đổi nhiệt (tube) thường được chế tạo từ titan cho phép truyền nhiệt tốt và bền ăn mòn trong nước biển làm mát [4].

Thông thường đối với các nhà máy nhiệt điện, mỗi tổ máy đều sử dụng 2 thiết bị bình ngưng như Hình 3.

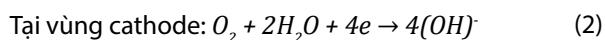
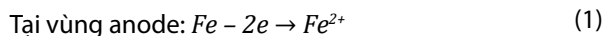


Hình 3. Thiết bị bình ngưng điển hình sử dụng trong nhà máy nhiệt điện

2.2. Cơ chế ăn mòn trong hộp nước biển làm mát

Bình ngưng và hệ thống làm mát bằng nước biển vận hành ở nhiệt độ cao, tiếp xúc với nước biển có hàm lượng muối (ion clorua) cao, chứa lượng oxy hòa tan lớn nên quá trình ăn mòn thép diễn ra mạnh, đặc biệt tại hộp nước biển làm mát. Trên bề mặt kim loại, tồn tại sự chênh lệch điện thế (do các nguyên nhân như: do tiếp xúc giữa các kim loại có bản chất khác nhau, do các quá trình luyện kim, do sự khác biệt về môi trường tiếp xúc giữa các vùng khác nhau hoặc do các tạp chất bám trên bề mặt kim loại...) hình thành các vùng anode và cathode. Vùng có điện thế âm hơn (vùng anode), kim loại có xu hướng mất điện tử (phản ứng 1) giải phóng các ion kim loại và tại vùng điện thế dương hơn (vùng cathode) kim loại có xu hướng nhận điện tử từ các tác nhân gây ăn mòn trong môi trường (phản ứng 2). Tác nhân ăn mòn chính trong môi trường nước biển là oxy hòa tan trong nước. Điện tử sẽ được chuyển từ vùng anode sang vùng cathode trong cấu trúc kim loại hình thành vô vàn các cặp vi pin trên bề mặt kim loại. Kết quả là tại vùng anode kim loại bị oxy hóa

(bị ăn mòn) và tại vùng cathode kim loại không bị ăn mòn kéo theo quá trình ăn mòn cục bộ trên bề mặt kim loại.



Các ion Fe^{2+} và OH^- tạo ra tại vùng anode và cathode kết hợp tạo thành rỉ (các hydroxide/oxide tồn tại dưới dạng $Fe(OH)_x$, $FeOOH$, Fe_xO_y ... kết tủa bám trên bề mặt kim loại. Tuy nhiên, trong môi trường nước biển, sự có mặt các ion Cl^- trong môi trường là tác nhân phá vỡ trạng thái thụ động của kim loại, gây ăn mòn điểm (pitting).

Trong thiết bị bình ngưng, ngoài cơ chế ăn mòn do khử phân cực oxy tại nhiệt độ cao, còn xuất hiện cơ chế ăn mòn do tiếp xúc (ăn mòn galvanic) nghiêm trọng hơn rất nhiều. Do giàn ống trao đổi nhiệt của bình ngưng được chế tạo bằng titan, được gắn trên giá ống và tiếp xúc trực tiếp với hộp chứa nước làm mát. Titan là kim loại hoạt hóa, tuy nhiên trên bề mặt titan luôn hình thành lớp màng thụ động tự nhiên sít chặt có khả năng bảo vệ chống ăn mòn rất tốt, bền trong môi trường trung tính có chứa hàm lượng



Hình 4. Hiện trạng ăn mòn bên trong tại các hộp nước của thiết bị bình ngưng trong Nhà máy Điện Cà Mau

muối cao. Trong môi trường nước biển, do có màng oxide trên bề mặt nên điện thế của titan (-0,2 đến 0,2V so với điện cực Ag/AgCl) dương hơn nhiều so với điện thế của thép (-0,7 đến -0,5V so với điện cực Ag/AgCl). Sự chênh lệch điện thế lớn giữa titan và thép gây ăn mòn galvanic (titan đóng vai trò cathode không bị ăn mòn, thép đóng vai trò anode bị ăn mòn), dẫn đến ăn mòn bên trong hộp thép chứa nước làm mát của thiết bị bình ngưng và tốc độ ăn mòn có thể lớn hơn nhiều so với trường hợp không tiếp xúc với giàn ống titan. Quá trình ăn mòn thép diễn ra mạnh gần vị trí tiếp xúc giữa 2 kim loại, tốc độ ăn mòn thép càng lớn khi diện tích hoạt động của titan càng lớn và diện tích hoạt hóa của thép càng nhỏ.

Ngoài quá trình ăn mòn điện hóa, trong hệ thống còn xảy ra quá trình ăn mòn, xói mòn do sự chuyển động, chảy rối của dòng nước làm mát với lưu lượng lớn, đặc biệt tại các vị trí thay đổi dòng chảy như tại các vị trí gấp khúc (tee, elbow), vị trí thắt (reducer) và tại các đầu vào (inlet) và đầu ra (outlet) của thiết bị...

Một số hình ảnh tại các vị trí ăn mòn đã được ghi nhận thực tế tại hộp nước làm mát của bình ngưng trong Nhà máy Điện Cà Mau 1 (Hình 4).

3. Biện pháp chống ăn mòn cho thiết bị bình ngưng và hệ thống nước làm mát

3.1. Sơn/bọc phủ chống ăn mòn bên trong

Sơn phủ là một trong các biện pháp được sử dụng phổ biến để chống ăn mòn cho kim loại. Lớp phủ bảo vệ kim loại theo cơ chế che chắn, ngăn cản sự tiếp xúc trực tiếp của kim loại với môi trường ăn mòn, do đó độ bền ăn mòn của lớp phủ phụ thuộc vào bản chất, độ bám dính và khả năng sít chặt của lớp phủ. Nếu lớp phủ che phủ toàn bộ bề mặt kim loại, môi trường không tiếp xúc được với bề mặt kim loại thì kim loại được bảo vệ hoàn toàn, không bị ăn mòn. Tuy nhiên trên thực tế, trong quá trình thi công thường không tránh khỏi xuất hiện các khuyết tật, bọt khí... và theo thời gian có sự xuống cấp của lớp phủ. Do đó, môi trường điện ly mang theo các tác nhân ăn mòn có khả năng khuếch tán qua các khuyết tật đến bề mặt kim loại và gây ăn mòn. Các tác nhân ăn mòn và các sản phẩm ăn mòn tạo thành trên bề mặt kim loại gây bong tróc lớp phủ và quá trình ăn mòn tiếp tục xảy ra trên diện sâu và rộng, ngày càng nghiêm trọng nếu không có biện pháp sửa chữa và xử lý kịp thời.

3.2. Bảo vệ cathode chống ăn mòn [5 - 7]

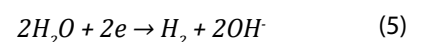
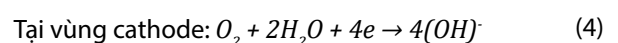
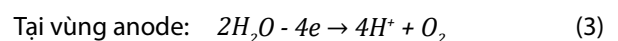
Bản chất của ăn mòn điện hóa là sự chênh lệch điện

thế tạo các cặp pin ăn mòn trên bề mặt công trình kim loại, do đó để giảm hiện tượng ăn mòn, cần khắc phục/hạn chế sự chênh lệch điện thế trên bề mặt kim loại. Phương pháp có khả năng ngăn cản triệt để sự chênh lệch điện thế này là phương pháp bảo vệ cathode.

Bảo vệ cathode là phương pháp hữu hiệu được sử dụng rất phổ biến trên thế giới cho phép bảo vệ chống ăn mòn hiệu quả đối với các công trình bằng kim loại trong môi trường điện ly (môi trường dẫn điện) và bảo vệ chống ăn mòn do tiếp xúc giữa 2 kim loại khác nhau. Bảo vệ cathode là phương pháp cung cấp và duy trì cho công trình cần bảo vệ một dòng điện cathode (dòng mang điện tích âm) đủ lớn, biến toàn bộ công trình thành vùng cathode và kim loại không bị ăn mòn. Hai phương pháp bảo vệ cathode được sử dụng là bảo vệ bằng anode hy sinh và/hoặc bảo vệ cathode sử dụng dòng điện ngoài.

Bảo vệ chống ăn mòn sử dụng anode hy sinh: Gắn công trình cần bảo vệ với các kim loại có điện thế âm hơn. Kim loại có điện thế âm hơn gắn vào công trình đóng vai trò anode, bị hòa tan/ăn mòn theo phản ứng (1) và cung cấp dòng điện tử mang điện tích âm cho công trình và kim loại này được gọi là anode hy sinh. Công trình cần bảo vệ đóng vai trò cathode tại đó xảy ra phản ứng (2) và được bảo vệ không bị ăn mòn. Vật liệu chế tạo anode hy sinh sử dụng hiệu quả trong môi trường nước biển, nước sông có độ dẫn/hàm lượng muối cao là anode nhôm và anode kẽm.

Bảo vệ chống ăn mòn sử dụng dòng điện ngoài (dòng điện cưỡng bức): Dòng điện cathode cung cấp cho công trình cần bảo vệ do một nguồn điện một chiều: Công trình cần bảo vệ được nối với cực âm của nguồn điện và các anode trở đặt trong cùng môi trường điện ly với công trình được nối với cực dương của nguồn điện. Điện cực anode trở được chế tạo từ vật liệu bền ăn mòn, có khả năng dẫn điện tốt do đó không bị hòa tan và các anion hoặc các chất có khả năng bị oxy hóa trong môi trường sẽ xảy ra phản ứng oxy hóa trên bề mặt anode. Trong môi trường nước biển, trên anode trở, chủ yếu xảy ra phản ứng oxy hóa nước như phản ứng (3):



Lựa chọn phương pháp bảo vệ sử dụng anode hy sinh hay sử dụng dòng điện ngoài cần có nghiên cứu đánh giá cụ thể về hiệu quả kỹ thuật và kinh tế.

3.3. Lựa chọn biện pháp chống ăn mòn hiệu quả cho hộp nước làm mát của thiết bị bình ngưng

Thông thường sự kết hợp giữa sơn phủ và bảo vệ cathode là biện pháp hữu hiệu được sử dụng phổ biến nhằm chống ăn mòn cho các công trình thép làm việc trong môi trường nước biển hoặc môi trường có độ dẫn điện cao. Trên cơ sở phân tích nguyên nhân ăn mòn ở trên có thể thấy hiện tượng ăn mòn diễn ra trong hộp nước chứa nước biển làm mát là tất yếu. Việc sử dụng lớp phủ có tác dụng ngăn cản sự tiếp xúc giữa kim loại và môi trường nên có khả năng giảm và hạn chế quá trình ăn mòn. Theo thời gian, lớp phủ sẽ bị mài mòn, hư hỏng dẫn đến nền kim loại tiếp xúc trực tiếp với môi trường điện ly gây ăn mòn điện hóa, đặc biệt tại các khu vực hộp nước tiếp xúc với giàn ống titan có chênh lệch điện thế lớn, lúc này hệ thống bảo vệ cathode phát huy tác dụng bảo vệ triệt để do đó công trình kim loại được bảo vệ an toàn.

Tuy nhiên, việc sử dụng hệ thống bảo vệ cathode chống ăn mòn cho hộp nước bằng thép carbon tiếp xúc với giàn ống trao đổi nhiệt titan trong môi trường nước biển luôn lưu ý để tránh nguy cơ hình thành hydride titan và hiện tượng giòn vật liệu do hydro [8, 9]. Thông thường màng oxide titan tự nhiên hình thành trên bề mặt ống trao đổi nhiệt rất bền cho phép bảo vệ chống ăn mòn titan, khi sử dụng hệ thống bảo vệ cathode, trên bề mặt titan có nguy cơ xảy ra phản ứng khử nước tạo khí hydro, như phản ứng (4). Khi khí hydro sinh ra trên bề mặt titan với hàm lượng đủ lớn có thể hấp phụ tạo hydride titan và có nguy cơ thâm nhập qua lớp oxide đi vào cấu trúc kim loại titan gây giòn và nứt ứng suất vật liệu. Do đó, đối với hệ thống bảo vệ cathode chống ăn mòn cho hộp nước tiếp xúc với giàn ống titan, điện thế giới hạn cho giá và giàn

ống titan phải khống chế và không được âm quá (-0,75V) so với điện cực hydro tiêu chuẩn (tương ứng -1V so với điện cực Ag/AgCl) để tránh hình thành nhiều khí hydro trên bề mặt titan, gây hư hỏng vật liệu [10, 11].

Việc lựa chọn bảo vệ cathode sử dụng anode hy sinh hoặc dòng điện cưỡng bức cần được tính toán thiết kế chi tiết để đảm bảo hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn nhưng không gây quá thế dẫn đến hư hỏng giàn ống titan. Tiêu chí lựa chọn giữa phương pháp bảo vệ bằng anode hy sinh và bảo vệ bằng dòng điện ngoài cần căn cứ vào các phân tích ưu điểm và hạn chế như Bảng 1.

Với khả năng hoạt động linh hoạt, không giới hạn quy mô và dễ dàng kiểm soát điện thế bảo vệ trong ngưỡng an toàn, không gây nguy cơ hư hỏng giàn ống trao đổi nhiệt do điều khiển tự động điện thế bảo vệ, hệ thống bảo vệ cathode dùng dòng điện ngoài thường được khuyến cáo sử dụng và đã được sử dụng chống ăn mòn cho hộp nước của bình ngưng tại Nhà máy Nhiệt điện Phú Mỹ 3, đang được tổng thầu lắp đặt cho Nhà máy Nhiệt điện Vĩnh Tân 4...

Ngoài ra, việc kết hợp lựa chọn loại sơn phủ phù hợp cũng là một yếu tố rất quan trọng quyết định hiệu quả kinh tế của hệ thống bảo vệ cathode. Sơn được sử dụng chống ăn mòn bên trong hộp nước/đường ống dẫn nước làm mát phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- Độ bền ăn mòn tại điều kiện vận hành, độ bám dính với nền tốt;
- Tương thích với hệ thống bảo vệ cathode, bền trong môi trường kiềm, ít gây nguy cơ bong tróc lớp phủ tại điện thế âm.

Bảng 1. Ưu điểm và hạn chế khi sử dụng phương pháp bảo vệ cathode sử dụng anode hy sinh và dòng điện ngoài chống ăn mòn cho thiết bị bình ngưng

| Bảo vệ cathode bằng anode hy sinh | Bảo vệ cathode sử dụng dòng điện ngoài |
|---|---|
| <p>Ưu điểm:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Không cần nguồn điện; - Đơn giản, dễ lắp đặt, dễ kiểm tra; - Yêu cầu về bảo dưỡng thấp; - Đầu tư thấp, hiệu quả kinh tế cao. | <p>Ưu điểm:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Điều chỉnh điện thế và dòng điện trong phạm vi rộng, linh hoạt; - Hiệu quả bảo vệ cao, có thể cài đặt kiểm soát điện thế tự động, tránh nguy cơ quá thế gây hư hỏng ống titan. |
| <p>Hạn chế:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Khó điều khiển được điện thế và dòng điện yêu cầu; - Không kiểm soát được điện thế, có nguy cơ khử nước tạo khí hydro gây hư hỏng giàn ống titan; - Khối lượng anode yêu cầu lắp đặt lớn gây cản trở dòng chảy. | <p>Hạn chế:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Yêu cầu nguồn điện; - Chi phí lắp đặt, kiểm tra bảo dưỡng và lớn; - Yêu cầu kiểm tra, đánh giá định kỳ bởi các cán bộ trình độ, đào tạo đúng chuyên ngành. |
| <p>Khắc phục hạn chế:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Thiết kế, lắp đặt anode xa giàn ống titan, hạn chế nguy cơ hư hỏng do giòn hydro theo phương trình (4); - Thay thế anode định kỳ sau mỗi lần bảo dưỡng tổng thể. | |

4. Kết luận

Việc sử dụng các vật liệu khác nhau với điều kiện vận hành khắc nghiệt (nhiệt độ cao, nước biển có lưu lượng lớn và hàm lượng ion clo cao...) là nguyên nhân chính gây ăn mòn tiếp xúc và ăn mòn xói mòn tại hộp nước trong thiết bị bình ngưng. Biện pháp bảo vệ chống ăn mòn kết hợp giữa sơn phủ và hệ thống bảo vệ cathode là một trong các biện pháp hiệu quả được sử dụng rộng rãi. Tuy nhiên, việc lựa chọn phương pháp bảo vệ chống ăn mòn giữa sử dụng anode hy sinh và dòng điện ngoài cần được đánh giá kỹ về hiệu quả kỹ thuật và hiệu quả kinh tế, đảm bảo cho công trình hoạt động an toàn.

Giải pháp lắp đặt hợp lý hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng điện cưỡng bức được khuyến cáo sử dụng cho phép bảo vệ chống ăn mòn bên trong hộp nước làm mát của thiết bị bình ngưng và đường ống dẫn nước làm mát một cách hiệu quả, đã được áp dụng thành công cho nhiều nhà máy điện trên thế giới và tại Việt Nam, đảm bảo duy trì thiết bị hoạt động ổn định, lâu dài, tiết kiệm được thời gian dừng chờ, sửa chữa hàng năm.

Tài liệu tham khảo

1. S.C.Stultz, J.B.Kitto. *Steam: Its generation and use (41st edition)*. The Babcock & Wilcox Company. 2005.
2. Kuppan Thulukkanam. *Heat exchange handbook (2nd edition)*. CRC Press. 2013.
3. Thomas C.Elliott, Kao Chen, Robert Swanekamp. *Standard handbook of powerplant engineering (2nd edition)*. McGraw-Hill Professional. 1997.
4. N.Dobrovitch. *The use of titanium for condenser tube bundles*. International Atomic Energy Agency (IAEA). 2002; 35(19).
5. A.W.Peabody. *Peabody's control of pipeline corrosion (2nd edition)*. NACE International. 2001.
6. Det Norske Veritas (DNV). *Recommended practice DNV RP - B401: Cathodic protection design*. 2017.
7. BS7361. *Cathodic protection - Part1: Code of practice for land and marine application*. BSI. 1991.
8. Luciano Lazzari, Marco Ormellese, Mariapia Pedferri. *CP test on hydrogen embrittlement of titanium alloy in seawater*. NACE International. 2006.
9. Per Olav Gartland, Frode Bjonas, Ronald W.Schutz. *Prevention of hydrogen damage of offshore titanium alloy components by cathodic protection systems*. NACE International. 1997.
10. BS EN 12499. *Internal cathodic protection of metallic structures*. BSI. 2003.
11. Alireza Bahadori. *Cathodic corrosion protection systems: A guide for oil and gas*. Gulf Professional Publishing. 2014.

INSIDE CORROSION AND PROTECTION FOR SEA-WATER COOLING BOX IN CONDENSER OF THERMAL POWER PLANTS

Nguyen Thi Le Hien, Pham Vu Dung

Vietnam Petroleum Institute

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Summary

Steam turbine power plants (Ca Mau 1 and 2, Phu My 3 and Vinh Tan 4 Thermal Power Plants) mostly use seawater to cool their condensers. These condensers consist of titanium tubes, tube sheets and carbon steel (CS) water boxes. This article analyses the inside corrosion problem of sea-water cooling boxes of thermal power stations, and on that basis proposes effective solutions to control the corrosion.

Key words: Galvanic corrosion, sea-water cooling box, condenser, thermal power station, cathodic protection.

XÂY DỰNG HƯỚNG DẪN THỰC HIỆN CÔNG TÁC BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG TRIỂN KHAI DỰ ÁN NGÀNH DẦU KHÍ

Nguyễn Quang Huy, Đỗ Thị Thu Phương, Nguyễn Thị Hồng Anh

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: huynq01@pvn.vn

Tóm tắt

Trên cơ sở các quy định của pháp luật Việt Nam và quốc tế về bảo vệ môi trường, Bộ hướng dẫn công tác môi trường sức khỏe xã hội an toàn của Tổ chức Tài chính Quốc tế (IFC), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí.

Hướng dẫn này giúp các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực dầu khí thực hiện đầy đủ các quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường; triển khai công tác bảo vệ môi trường theo hướng chủ động phòng ngừa và kiểm soát, quản lý, xử lý hiệu quả các yếu tố gây ô nhiễm môi trường.

Từ khóa: Hướng dẫn, quy định, bảo vệ môi trường, dầu khí.

1. Giới thiệu

Trong lĩnh vực dầu khí, giai đoạn vận hành là giai đoạn phát sinh chủ yếu các nguồn khí thải, nước thải, chất thải rắn và sự cố môi trường (sự cố tràn dầu, tràn đổ hóa chất) gây ô nhiễm môi trường.

- Khí thải: Các nguồn phát sinh khí thải chủ yếu là từ các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi và từ các nhà máy sản xuất. Khí thải phát sinh từ quá trình đốt nhiên liệu, đốt đuốc, sản xuất, tồn chứa... Một số loại khí thải chủ yếu gồm: CO_x, SO_x, NO_x, VOC, NH₃. Các nguồn phát thải di động (vận chuyển, truyền tải...) và các nguồn thải không cố định (rò rỉ khí, bảo trì bảo dưỡng...) chỉ chiếm khối lượng không đáng kể.

- Nước thải: Nước thải phát sinh trong các hoạt động dầu khí chủ yếu là nước khai thác thải, chiếm đến 60 - 70% tổng khối lượng, còn lại là nước thải công nghiệp và nước thải sinh hoạt.

- Chất thải rắn gồm: Chất thải nguy hại, chất thải công nghiệp thông thường và chất thải sinh hoạt.

- Sự cố môi trường: Các sự cố môi trường trong lĩnh vực dầu khí chủ yếu là sự cố tràn dầu và tràn đổ hóa chất. Sự cố tràn dầu có thể xảy ra trong các trường hợp va đụng

tàu dầu, đâm va tàu hàng hải với công trình khai thác dầu khí ngoài khơi, phun trào giếng khoan dầu khí, đứt gãy đường ống dẫn dầu, hư hỏng bồn bể chứa dầu, hư hỏng thiết bị.

Từ khi Luật Bảo vệ Môi trường số 55/2014/QH13 bắt đầu có hiệu lực từ ngày 1/1/2015, hệ thống quy định pháp luật về bảo vệ môi trường tại Việt Nam ngày càng chặt chẽ. Ngoài ra, công tác bảo vệ môi trường còn phải đáp ứng các quy định của Luật Đầu tư (số 67/2014/QH13) và Luật Xây dựng (số 50/2014/QH13) ngay từ giai đoạn chuẩn bị dự án, trong quá trình thực hiện dự án, kết thúc xây dựng đưa công trình vào sử dụng/vận hành và quá trình tháo dỡ dự án. Bên cạnh đó, trong quá trình triển khai một số dự án có vay vốn quốc tế, công tác bảo vệ môi trường còn phải tuân thủ các quy định của các bên cho vay (Lenders).

Để tăng cường công tác quản lý môi trường, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn bảo vệ môi trường trong triển khai các dự án ngành Dầu khí bám sát các quy định pháp luật về bảo vệ môi trường, giúp chủ dự án triển khai công tác bảo vệ môi trường một cách thực chất theo hướng chủ động phòng ngừa và kiểm soát hiệu quả các yếu tố gây ô nhiễm trong các giai đoạn của dự án gồm: chuẩn bị, xây dựng, lắp đặt và tháo dỡ; đảm bảo chất lượng môi trường và giảm thiểu các tác động tiêu cực tới cộng đồng dân cư xung quanh khu vực dự án.

Ngày nhận bài: 22/11/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/11/2017 - 2/8/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2018.

2. Hệ thống quy định, hướng dẫn về bảo vệ môi trường áp dụng trong lĩnh vực dầu khí

2.1. Văn bản quy phạm pháp luật của Việt Nam

Các văn bản quy phạm pháp luật về bảo vệ môi trường gồm Luật Bảo vệ Môi trường số 55/2014/QH13 ngày 23/6/2014 và Luật Tài nguyên nước số 17/2012/QH13 ngày 21/6/2012; tiếp đó là các nghị định, thông tư hướng dẫn, quy định chi tiết việc thi hành các quy định về bảo vệ môi trường. Các nghị định, thông tư quan trọng trong lĩnh vực bảo vệ môi trường gồm:

- Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14/2/2015 của Chính phủ quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường: Quy định về việc lập và trình nộp báo cáo đánh giá tác động môi trường hoặc kế hoạch bảo vệ môi trường của dự án [1];

- Nghị định số 19/2015/NĐ-CP ngày 14/2/2015 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ Môi trường: Quy định chi tiết việc xác nhận hoàn thành công trình bảo vệ môi trường và lập hệ thống quản lý môi trường của dự án [2];

- Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24/4/2015 của Chính phủ về quản lý chất thải và phế liệu: quy định về việc quản lý, xử lý khí thải, nước thải, chất thải công nghiệp, chất thải sinh hoạt, chất thải nguy hại và các phế liệu phát sinh từ hoạt động sản xuất - kinh doanh [3];

- Nghị định số 201/2013/NĐ-CP ngày 27/11/2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên nước: Quy định về khai thác, sử dụng các nguồn nước và xả nước thải vào nguồn nước [4];

- Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28/5/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về bảo vệ môi trường trong sử dụng dung dịch khoan, quản lý chất thải và quan trắc môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển: Quy định chi tiết các nội dung bảo vệ môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển [5];

- Thông tư số 27/2015/TT-BTNMT ngày 29/5/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường: Quy định về nội dung của báo cáo đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường và các thủ tục pháp lý liên quan [6];

- Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30/6/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về quản lý chất thải nguy hại: Quy định chi tiết các thủ tục quản lý, biện pháp kỹ

thuật trong thu gom, lưu giữ, vận chuyển và xử lý chất thải nguy hại [7];

- Thông tư số 31/2016/TT-BTNMT ngày 14/10/2016 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về bảo vệ môi trường cụm công nghiệp, khu kinh doanh, dịch vụ tập trung, làng nghề và cơ sở sản xuất, kinh doanh, dịch vụ: Quy định các nội dung bảo vệ môi trường đối với cơ sở sản xuất - kinh doanh [8].

Nhóm văn bản về quy chuẩn, tiêu chuẩn kỹ thuật môi trường gồm hơn 25 quy chuẩn kỹ thuật quốc gia (QCVN). Các quy chuẩn quy định hàm lượng tối đa cho phép của các thành phần lý - hóa trong các loại khí thải, nước thải, chất thải thông thường; tiếng ồn; độ rung; chất lượng không khí xung quanh; chất lượng các nguồn nước; chất lượng đất... Theo quy định của Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn Kỹ thuật số 68/2006/QH11, các quy chuẩn kỹ thuật có tính chất bắt buộc áp dụng đối với các tổ chức, cá nhân trong các hoạt động sản xuất, kinh doanh và sinh hoạt. Việc không đạt quy chuẩn kỹ thuật môi trường là hành vi vi phạm quy định pháp luật về bảo vệ môi trường.

Trên cơ sở phân tích, đánh giá nội dung các văn bản quy phạm pháp luật và hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về lĩnh vực môi trường hiện hành, có thể thấy hệ thống quy định pháp luật về bảo vệ môi trường hiện nay đã có sự đổi mới đáng kể so với giai đoạn trước đây (Luật Bảo vệ Môi trường năm 2005), cụ thể:

- Các thành phần môi trường như không khí, nước, đất, cộng đồng dân cư... đều được điều chỉnh bằng các quy định, quy chuẩn kỹ thuật, trong đó yêu cầu sự giám sát chặt chẽ, định kỳ bằng các thiết bị giám sát hoặc lấy mẫu phân tích;

- Các nguồn thải chính (như khí thải, nước thải, chất thải rắn...) và một số nguồn thải đặc thù (như khí thải lọc hóa dầu, nước khai thác thải, mùn khoan thải...) được điều chỉnh bằng các quy định, quy chuẩn kỹ thuật trong đó yêu cầu phải được giám sát, quản lý và xử lý nghiêm ngặt;

- Phạm vi điều chỉnh của hệ thống quy định pháp luật bảo vệ môi trường đã bao gồm các khía cạnh trong mọi hoạt động sản xuất - kinh doanh, các giai đoạn: chuẩn bị đầu tư dự án, xây dựng, lắp đặt, chạy thử nghiệm thu, vận hành và tháo dỡ.

- Yêu cầu trong các quy định, quy chuẩn kỹ thuật về bảo vệ môi trường đã được nâng cao, dần tiếp cận tiêu chuẩn của các nước phát triển trên thế giới.

- Mức xử phạt các hành vi vi phạm quy định về bảo vệ môi trường ngày càng cao, kể cả về hành chính và hình sự.

2.2. Hướng dẫn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành một số hướng dẫn kỹ thuật và quản lý cụ thể về công tác bảo vệ môi trường nhằm đảm bảo sự phù hợp và tính hiệu quả cho các hoạt động dầu khí đặc thù như: khoan thăm dò, khai thác dầu khí, phát triển mỏ, vận hành công trình dầu khí ngoài khơi...

Các hướng dẫn kỹ thuật về công tác bảo vệ môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gồm các nội dung: sử dụng và thải bỏ hóa chất từ các công trình dầu khí ngoài khơi, ứng phó sự cố tràn dầu và quan trắc môi trường xung quanh các công trình dầu khí ngoài khơi và trên bờ. Các hướng dẫn kỹ thuật này đã được cập nhật bổ sung phù hợp hệ thống quy định pháp luật hiện hành và được các đơn vị, nhà thầu dầu khí triển khai đầy đủ và nghiêm túc, nâng cao chất lượng công tác bảo vệ môi trường của các đơn vị, nhà thầu nói riêng và toàn ngành Dầu khí Việt Nam nói chung.

2.3. Quy định, hướng dẫn của thế giới về công tác bảo vệ môi trường trong lĩnh vực dầu khí được áp dụng tại Việt Nam

Các hướng dẫn, quy định của quốc tế về công tác bảo vệ môi trường được áp dụng tại Việt Nam có thể chia thành nhóm Công ước quốc tế và nhóm tiêu chuẩn của bên cho vay vốn quốc tế.

Nhóm Công ước quốc tế gồm: các công ước, nghị định thư quốc tế mà Việt Nam đã phê chuẩn tham gia. Nhiều nội dung trong các công ước, nghị định thư quốc tế đang từng bước được cụ thể hóa trong hệ thống văn bản quy phạm pháp luật do các cơ quan nhà nước ban hành, tuân thủ theo đúng cam kết của Việt Nam và thông lệ quốc tế. Một số Công ước chính về bảo vệ môi trường mà Việt Nam đã tham gia có phạm vi áp dụng đối với các dự án dầu khí gồm: Nghị định thư Montreal 1987 về các chất làm suy giảm tầng ozone; Công ước Basel 1989 về kiểm soát việc vận chuyển xuyên biên giới và thải bỏ các chất thải nguy hại và Công ước MARPOL 73/38 về ngăn ngừa ô nhiễm từ tàu biển và các Phụ lục [9]. Trong số đó, Công ước MARPOL 73/78 có phạm vi áp dụng rộng rãi đối với các đơn vị, nhà thầu dầu khí.

Nhóm tiêu chuẩn do yêu cầu của bên cho vay vốn quốc tế bao gồm các quy định, tiêu chuẩn về bảo vệ môi

trường áp dụng đối với các dự án vay vốn quốc tế, đặc biệt khi tổ chức cho vay vốn thuộc quốc gia nằm trong Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) như: Mỹ, Pháp, Anh, Đức, Nhật Bản, Hàn Quốc... Các quy định, tiêu chuẩn về bảo vệ môi trường là điều kiện bắt buộc tuân thủ đối với chủ dự án. Một số dự án Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia, có hình thức vay vốn nước ngoài và bắt buộc phải áp dụng quy định, tiêu chuẩn theo yêu cầu của bên cho vay gồm: Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, Nhà máy Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Nhà máy nhiệt điện Sông Hậu 1, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1...

Theo thông lệ, tổ chức cho vay vốn thuộc quốc gia nằm trong OECD yêu cầu công tác bảo vệ môi trường của dự án vay vốn phải tuân thủ 3 bộ tài liệu gồm: (i) Các nguyên tắc xích đạo (Equator Principles); (ii) Bộ tiêu chuẩn hoạt động môi trường và xã hội (Environmental and Social Performance Standards) [10] của Tổ chức Tài chính Quốc tế (IFC) - Ngân hàng Thế giới (World Bank) và (iii) Bộ hướng dẫn công tác môi trường sức khỏe xã hội an toàn (Environment Health Safety Guidelines) của IFC [11].

Các quy định, tiêu chuẩn về môi trường của IFC ngày càng được áp dụng phổ biến trong các dự án, đặc biệt là các dự án trọng điểm của ngành Dầu khí. Ngoài ra, Bộ Tài nguyên và Môi trường đã bắt đầu tham khảo các quy định, tiêu chuẩn của IFC để làm căn cứ điều chỉnh, sửa đổi các quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường nhằm mục đích tiếp tục cải tiến, nâng cao các yêu cầu về bảo vệ môi trường.

3. Công tác bảo vệ môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

3.2. Công tác quản lý

- Tổ chức, bộ máy: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức bộ máy quản lý công tác an toàn sức khỏe môi trường thống nhất và xuyên suốt từ Công ty mẹ đến các đơn vị cơ sở và do Phó Tổng giám đốc PVN trực tiếp điều hành. Các đơn vị cơ sở thành lập phòng/bộ phận an toàn sức khỏe môi trường và có cán bộ chuyên trách. Công tác an toàn sức khỏe môi trường tại các tổ/đội thuộc nhiệm vụ của các cán bộ làm công tác an toàn - vệ sinh viên.

- Triển khai thực hiện:

+ Xây dựng, triển khai hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường: Hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường của PVN được xây dựng và duy trì đảm bảo tính thống nhất, hệ thống và hiệu quả. Chính sách an toàn sức khỏe môi trường, các quy trình chính được công bố trong Sổ tay an toàn sức khỏe môi trường đóng vai trò quan trọng.

+ Cập nhật phổ biến, tập huấn văn bản pháp luật: PVN thường xuyên cập nhật các quy định của pháp luật, các tiêu chuẩn/quy chuẩn mới về an toàn sức khỏe môi trường và tổ chức thực hiện thông qua các hình thức: tuyên truyền, phổ biến, tập huấn văn bản pháp quy mới ban hành đối với cán bộ an toàn sức khỏe môi trường; chỉ đạo, tổ chức triển khai áp dụng văn bản mới; cập nhật, bổ sung văn bản mới vào nội dung kiểm tra an toàn sức khỏe môi trường định kỳ và rà soát các vướng mắc và kiến nghị tới cơ quan quản lý nhà nước theo quy định.

+ Công tác kiểm tra an toàn sức khỏe môi trường được PVN tiến hành thường xuyên (định kỳ/đột xuất), phối hợp với các cơ quan quản lý nhà nước đánh giá việc tuân thủ quy định an toàn sức khỏe môi trường ở các đơn vị có rủi ro xảy ra tai nạn sự cố cao hoặc đang tiến hành bảo dưỡng để tăng cường hiệu quả công tác kiểm tra.

+ Đào tạo, nâng cao năng lực: PVN tổ chức đào tạo cán bộ quản lý an toàn sức khỏe môi trường theo từng lĩnh vực. Trong đó, chú trọng đào tạo nâng cao nhận thức về bảo vệ môi trường cho người lao động, giám sát môi trường lao động, nâng cao kiến thức về bảo vệ môi trường. Công tác nghiên cứu khoa học, tư vấn về bảo vệ môi trường được tiến hành dưới hình thức đề tài/nhiệm vụ thường xuyên, giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện.

+ Tham vấn cộng đồng: Công tác tham vấn cộng đồng địa phương của các dự án được thực hiện trong thời gian lập các báo cáo Đánh giá tác động môi trường; định kỳ triển khai các chương trình phổ biến, tuyên truyền, tương tác sâu rộng với các cộng đồng bị ảnh hưởng.

+ Tham gia xây dựng văn bản quy phạm pháp luật: PVN đã và đang tiếp tục phối hợp chặt chẽ với các cơ quan quản lý nhà nước góp ý xây dựng các văn bản pháp luật về bảo vệ an toàn, môi trường đặc thù trong lĩnh vực dầu khí.

3.2. Các biện pháp kỹ thuật

Việc kiểm soát, xử lý các nguồn thải đảm bảo tuân thủ các quy chuẩn kỹ thuật là trọng tâm trong các biện pháp xử lý môi trường tại các dự án, hoạt động sản xuất - kinh doanh của các đơn vị.

- Đối với lĩnh vực kiểm soát khí thải và chất lượng không khí xung quanh: PVN đã triển khai các giải pháp gồm: tận dụng tối đa lượng khí khai thác để làm khí nhiên liệu và khí gaslift sử dụng tại chỗ nhằm giảm phát thải; áp dụng công nghệ tiên tiến, phát thải thấp đối với lò hơi, máy phát điện; nâng cao hiệu suất đốt; giảm thiểu rò rỉ và giám sát các nguồn khí thải lớn theo quy định. Ngoài

ra, Tập đoàn đang từng bước nghiên cứu áp dụng các giải pháp tiết kiệm và sử dụng năng lượng hiệu quả, tiến hành các dự án kiểm toán năng lượng.

- Đối với lĩnh vực kiểm soát sử dụng nước và nước thải: Tập đoàn luôn đảm bảo các công trình, dự án được trang bị hệ thống xử lý nước thải phù hợp có khả năng xử lý các nguồn nước thải phát sinh đạt quy chuẩn kỹ thuật theo quy định. Đặc biệt tại các nhà máy lọc hóa dầu, đạm, điện và các công trình dầu khí khác trên bờ, PVN chủ động đầu tư xây dựng hệ thống thu gom và xử lý nước thải tập trung (nước thải công nghiệp và nước thải sinh hoạt) hiện đại đáp ứng các quy chuẩn nước thải của Việt Nam và tiêu chuẩn của các tổ chức cho vay vốn quốc tế (WB, IFC, ADB...). Các dòng thải riêng biệt (hóa chất, nhiễm dầu, sinh hoạt) được xử lý sơ bộ tại nguồn trước khi đưa về hệ thống xử lý nước thải tập trung để xử lý triệt để.

- Đối với lĩnh vực quản lý chất thải rắn, chất thải công nghiệp và chất thải nguy hại: Trong quá trình thu gom, chuyển giao, các chất thải được phân loại, lưu giữ riêng biệt theo 3 nhóm: chất thải sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải nguy hại. Mỗi nhóm chất thải được áp dụng các biện pháp kỹ thuật xử lý phù hợp để xử lý triệt để theo đúng quy định pháp luật.

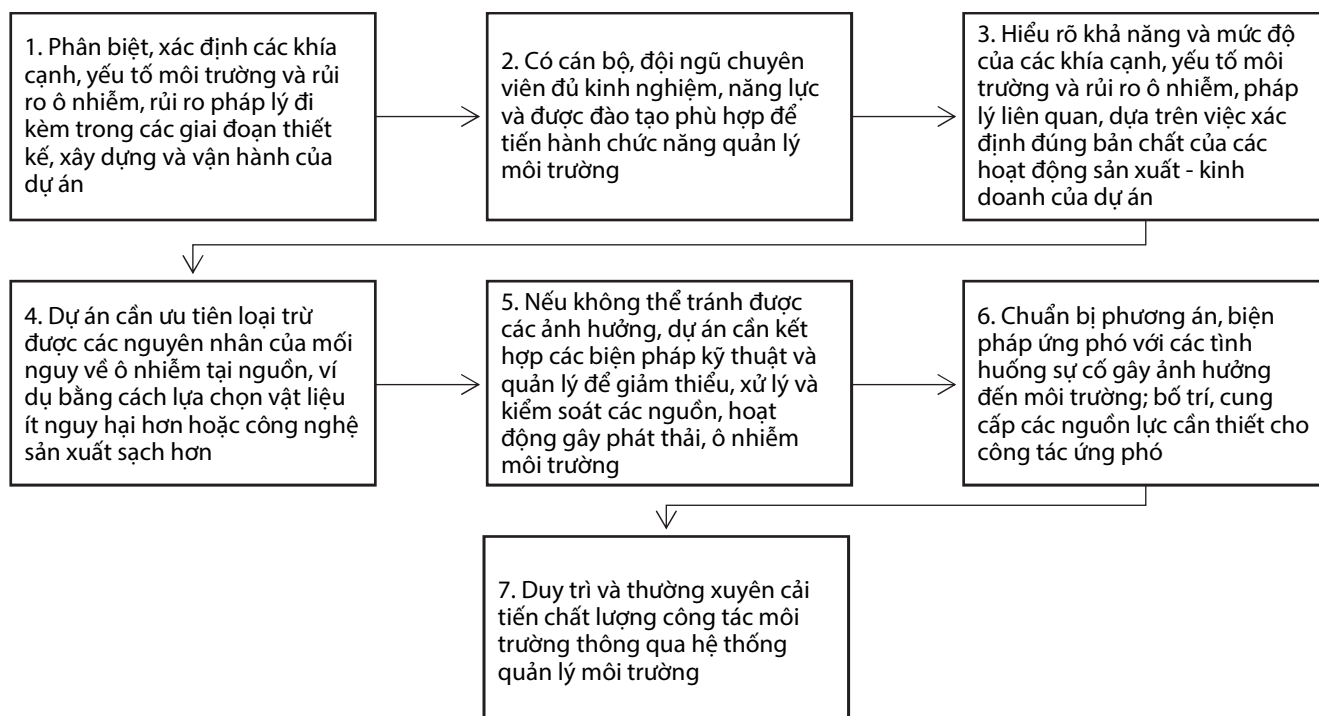
Tập đoàn yêu cầu các đơn vị cập nhật kết quả giám sát các nguồn khí thải, nước thải, chất thải công nghiệp, chất thải nguy hại phát sinh thông qua công tác báo cáo định kỳ trên cơ sở dữ liệu an toàn sức khỏe môi trường của PVN, từ đó xác định rủi ro và tác động môi trường để thực hiện các hoạt động giảm thiểu phù hợp.

Kết quả khảo sát mới đây cho thấy, các đơn vị cơ sở không gây ra sự cố ô nhiễm môi trường, công tác quan trắc, giám sát môi trường lao động được thực hiện nghiêm túc theo quy định. Các cơ sở đều được trang bị hệ thống xử lý nước thải đạt tiêu chuẩn kỹ thuật.

Để nâng cao hiệu quả của công tác bảo vệ môi trường, nhóm tác giả đề xuất tiến hành xem xét các yếu tố môi trường trong mọi quy trình hoạt động của dự án một cách có hệ thống, gồm các bước như trong Hình 1.

4. Xây dựng Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí

Trên cơ sở hệ thống quy định pháp luật Việt Nam về bảo vệ môi trường, Bộ hướng dẫn công tác môi trường sức khỏe xã hội an toàn của IFC, các ý kiến của chuyên gia và các cơ sở dầu khí trong nước... nhóm tác giả đã phân tích, so sánh, đánh giá và đề xuất Hướng dẫn công tác bảo vệ môi trường để áp dụng cho các dự án ngành Dầu khí.



Hình 1. Các bước xem xét, tổ chức quản lý công tác bảo vệ môi trường đối với dự án

Bảng 1. Thuyết minh nội dung Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí

| Chương | Mục | Mô tả | Nội dung hướng dẫn |
|--|--|---|--|
| Chương 1. Khung hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường theo quy định pháp luật | 1. Văn bản quy phạm pháp luật về bảo vệ môi trường | Liệt kê đầy đủ các văn bản quy phạm pháp luật hiện hành về công tác bảo vệ môi trường | |
| | 2. Quy chuẩn kỹ thuật môi trường | Liệt kê đầy đủ các quy chuẩn kỹ thuật môi trường hiện hành áp dụng đối với dự án sản xuất - kinh doanh ngành Dầu khí | Gồm 2 nhóm quy chuẩn chính: - Quy chuẩn áp dụng đối với nguồn thải như nước thải, khí thải, tiếng ồn, độ rung... - Quy chuẩn áp dụng đối với môi trường xung quanh khu vực dự án như: nước mặt, nước ngầm, không khí xung quanh, đất, trầm tích... |
| | 3. Hướng dẫn chung công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án | | Chưa hướng dẫn đối với giai đoạn thu dọn dự án do hiện nay pháp luật chưa quy định cụ thể. Mặt khác các dự án hiện hành của ngành Dầu khí hiện nay vẫn còn tiếp tục kéo dài, chưa xác định kế hoạch tháo dỡ |
| | 1.3.1. Giai đoạn chuẩn bị dự án | Hướng dẫn thực hiện các thủ tục hành chính, giấy phép về bảo vệ môi trường phải thực hiện trước khi: - Dự án được phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ dầu/khí; - Dự án được phê duyệt giấy phép khai thác khoáng sản - Dự án được cấp giấy phép xây dựng - Dự án được phê duyệt chủ trương đầu tư/cấp giấy chứng nhận đầu tư | + Hướng dẫn thủ tục lập và trình phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường/kế hoạch bảo vệ môi trường + Làm rõ các nội dung: lập lại báo cáo đánh giá tác động môi trường (ĐTM), lựa chọn tư vấn, thời điểm phê duyệt, thời hạn giải quyết của cơ quan quản lý nhà nước... + Làm rõ các yếu tố phức tạp đặc thù trong quá trình lập và phê duyệt đánh giá tác động môi trường đối với các nhóm ngành: khai thác dầu khí, chế biến dầu khí, công nghiệp khí + Hướng dẫn về thể thức hồ sơ trình duyệt, đăng ký + Hướng dẫn về nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường/kế hoạch bảo vệ môi trường + Hướng dẫn về việc tiến hành tham vấn, công khai thông tin + Hướng dẫn đăng ký các loại giấy phép: khai thác nước dưới đất, khai thác nước mặt, xả thải nước thải + Hướng dẫn xem xét các yếu tố môi trường đặc thù của 5 nhóm ngành hoạt động sản xuất - kinh doanh của Tập đoàn trong công tác thiết kế dự án |

Bảng 1. Thuyết minh nội dung Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí (tiếp)

| Chương | Mục | Mô tả | Nội dung hướng dẫn |
|---|--|---|--|
| | 1.3.2. Giai đoạn xây dựng | Bao gồm các thủ tục hành chính cần thực hiện và các biện pháp kiểm soát chất thải, bảo vệ môi trường trong các hoạt động thi công, lắp đặt, xây dựng, chạy thử và nghiệm thu công trình của dự án | <ul style="list-style-type: none"> + Hướng dẫn lập và báo cáo kế hoạch quản lý môi trường tới cơ quan quản lý nhà nước + Hướng dẫn thực hiện nghĩa vụ giám sát môi trường định kỳ + Hướng dẫn chủ đầu tư, tổng thầu xác định và tổ chức thực hiện các trách nhiệm quản lý chất thải rắn thông thường, chất thải nguy hại, chất thải sinh hoạt, nước thải... + Hướng dẫn thủ tục đăng ký cấp xác nhận hoàn thành đối với các hạng mục công trình bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của dự án: lập và thông báo kế hoạch vận hành thử nghiệm, thủ tục xin xác nhận hoàn thành |
| | 1.3.3. Giai đoạn vận hành công trình | Bao gồm các thủ tục hành chính cần thực hiện và các biện pháp kiểm soát chất thải, quản lý môi trường trong giai đoạn vận hành của dự án | <ul style="list-style-type: none"> + Làm rõ thủ tục lập phương án bảo vệ môi trường tại cơ sở + Làm rõ việc thực hiện đầy đủ các nội dung đã cam kết trong báo cáo đánh giá tác động môi trường/kế hoạch bảo vệ môi trường đã được phê duyệt + Hướng dẫn xử lý khi có sự thay đổi giữa thực tế hoạt động sản xuất kinh doanh của cơ sở và nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường/kế hoạch bảo vệ môi trường đã được phê duyệt + Bổ sung, làm rõ các trách nhiệm giám sát môi trường, giám sát nguồn thải, quản lý chất thải rắn, thực hiện yêu cầu của các loại giấy phép theo Luật Tài nguyên nước, trích lập Quỹ dự phòng rủi ro về môi trường + Hướng dẫn chi tiết thực hiện các nghĩa vụ tài chính khác về bảo vệ môi trường: tính toán, khai báo và đóng phí bảo vệ môi trường đối với các loại nước thải, phí bảo vệ môi trường đối với nước khai thác thải từ công trình khai thác dầu khí ngoài khơi |
| Chương 2. Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong các ngành sản xuất - kinh doanh đặc thù | 2.1. Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí | | Hướng dẫn các biện pháp kỹ thuật quản lý các nguồn thải đặc thù trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi và trên bờ |
| | 2.1.1. Tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi | | <ul style="list-style-type: none"> + Hướng dẫn giảm thiểu lượng khí đốt bỏ ngoài khơi, thủ tục xin cấp phép đốt và xả khí thải theo quy định hiện hành + Làm rõ nội dung quản lý nước thải gồm nước khai thác, nước thử thủy lực và nước làm mát từ công trình dầu khí ngoài khơi mà chưa được quy định cụ thể tại các văn bản pháp luật hiện hành + Hướng dẫn quản lý, giảm thiểu mùn khoan, hóa phẩm thải, cát nhiễm dầu... + Hướng dẫn thủ tục lập và trình phê duyệt kế hoạch/biện pháp phòng ứng, ứng phó sự cố đối với sự cố tràn dầu, sự cố tràn đổ hóa chất + Làm rõ hướng dẫn của Tập đoàn đối với công tác ứng phó khẩn cấp |
| | 2.1.2. Tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trên bờ | | + Lưu ý bổ sung về việc quản lý tiếng ồn, độ rung và công tác bảo vệ môi trường trong tiến hành khảo sát địa chấn trên bờ |
| | 2.2. Chế biến dầu khí | Hướng dẫn các biện pháp kỹ thuật quản lý các nguồn thải đặc thù tại các cơ sở lọc dầu, hóa dầu, sản xuất hóa chất và sản xuất phân đạm | <ul style="list-style-type: none"> + Hướng dẫn kỹ thuật đốt khí an toàn và hiệu quả cao + Hướng dẫn kỹ thuật về kiểm soát các chất hữu cơ dễ bay hơi (VOC), bụi urea + Hướng dẫn kỹ thuật về kiểm soát, xử lý nước chua, nước thải công nghệ, nước thải nhiễm amoniac/urea + Hướng dẫn phân loại và quản lý các loại xúc tác thải và vật liệu polymer thải |

Bảng 1. Thuyết minh nội dung Hướng dẫn thực hiện công tác bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành Dầu khí (tiếp)

| Chương | Mục | Mô tả | Nội dung hướng dẫn |
|--------|--|--|---|
| | 2.3. Công nghiệp khí | Hướng dẫn các biện pháp kỹ thuật quản lý các nguồn thải đặc thù tại các nhà máy chế biến khí tự nhiên, các trung tâm, trạm, hệ thống đường ống vận chuyển và phân phối khí, các trạm chiết nạp và phân phối khí hóa lỏng LNG | + Hướng dẫn kỹ thuật đốt khí an toàn và hiệu quả cao + Hướng dẫn kỹ thuật về kiểm soát rò rỉ các khí hydrocarbon C ₁ - C ₄ (khí là nguồn nguyên vật liệu sạch, do đó các cơ sở xử lý khí, phân phối LPG hoặc phân phối khí tự nhiên thường ít gặp phức tạp trong việc quản lý các nguồn phát thải có khả năng ô nhiễm trong hoạt động vận hành bình thường) |
| | 2.4. Công nghiệp điện | Hướng dẫn các biện pháp kỹ thuật quản lý các nguồn thải đặc thù tại các nhà máy nhiệt điện và yếu tố môi trường của thủy điện | |
| | 2.4.1. Nhiệt điện | | + Hướng dẫn kỹ thuật nâng cao hiệu quả quản lý các thành phần SO _x , NO _x , bụi trong khói thải, bụi than từ kho chứa than, bụi từ bãi thải xỉ + Hướng dẫn kỹ thuật kiểm soát việc thải nước làm mát trong giai đoạn thiết kế + Hướng dẫn quản lý tro, xỉ thải theo hướng tái sử dụng làm vật liệu xây dựng + Hướng dẫn kỹ thuật kiểm soát, quản lý chất thải từ quá trình xử lý lưu huỳnh (FGD): thạch cao FGD, nước thải FGD |
| | 2.4.2. Thủy điện | | + Lưu ý về các yếu tố thủy văn và chất lượng nước hạ lưu hồ chứa (đặc điểm của thủy điện không phát sinh các nguồn chất thải trong giai đoạn vận hành) |
| | 2.5. Dịch vụ dầu khí | Hướng dẫn các biện pháp kỹ thuật và quản lý đối với yếu tố môi trường đặc thù tại các cơ sở kho, bồn chứa, cảng sông, cảng biển, cảng trung chuyển sản phẩm dầu khí | |
| | 2.5.1. Kho, bồn chứa dầu, khí các sản phẩm dầu khí | | + Bổ sung, làm rõ các nội dung quản lý hơi VOC rò rỉ, cặn, bùn dầu và xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu |
| | 2.5.2. Cảng sông, cảng biển phục vụ dự án dầu khí | | + Hướng dẫn chi tiết về công tác bảo vệ môi trường trong hoạt động nạo vét + Hướng dẫn kỹ thuật về quản lý các loại nước thải, chất thải từ tàu |
| | 2.5.3. Cửa hàng bán lẻ xăng dầu | | + Bổ sung, làm rõ các nội dung ngăn chặn và thu gom xăng, dầu tràn đổ để ngăn ngừa sự phát tán xăng dầu vào nguồn nước ngầm, nước mặt... |



Hình 2. Sơ đồ cách tiếp cận xây dựng Hướng dẫn bảo vệ môi trường

Hướng dẫn xác định cơ sở pháp lý và thực hiện đầy đủ các thủ tục về công tác bảo vệ môi trường theo quy định pháp luật và kiểm soát, quản lý, xử lý hiệu quả các yếu tố, công tác môi trường chính hoặc vướng mắc của dự án (nếu có), đảm bảo giảm thiểu ảnh hưởng ô nhiễm đến môi trường. Tóm tắt nội dung của Hướng dẫn được thể hiện trong Bảng 1.

5. Kết luận

Trên cơ sở hệ thống quy định pháp luật Việt Nam về bảo vệ môi trường, Bộ hướng dẫn

công tác môi trường sức khỏe xã hội an toàn của IFC, các ý kiến của chuyên gia và các đơn vị/nhà thầu dầu khí trong nước..., nhóm tác giả đã xây dựng Hướng dẫn công tác bảo vệ môi trường để áp dụng cho các dự án ngành Dầu khí. Hướng dẫn xác định cơ sở pháp lý và thực hiện đầy đủ các thủ tục về công tác bảo vệ môi trường theo quy định pháp luật; kiểm soát, quản lý, xử lý hiệu quả các yếu tố có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường.

Từ kết quả khảo sát, lấy ý kiến của các đơn vị/nhà thầu dầu khí, nhóm tác giả đã ghi nhận các khó khăn, vướng mắc trong quá trình áp dụng các quy định của Việt Nam liên quan đến bảo vệ môi trường, từ đó đề xuất các mục tiêu, kế hoạch, giải pháp cải tiến để nâng cao hiệu quả bảo vệ môi trường theo hướng tiệm cận với tiêu chuẩn quốc tế.

Tài liệu tham khảo

1. Chính phủ. *Quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường*. Nghị định số 18/2015/NĐ-CP. 14/2/2015.
2. Chính phủ. *Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường*. Nghị định số 19/2015/NĐ-CP. 14/2/2015.
3. Chính phủ. *Quản lý chất thải và phế liệu*. Nghị định số 38/2015/NĐ-CP. 24/4/2015.
4. Chính phủ. *Quy định chi tiết thi hành một số điều*

của Luật Tài nguyên nước. Nghị định số 201/2013/NĐ-CP. 27/11/2013.

5. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy định về bảo vệ môi trường trong sử dụng dung dịch khoan; quản lý chất thải và quan trắc môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển*. Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT. 28/5/2015.
6. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường*. Thông tư số 27/2015/TT-BTNMT. 29/5/2015.
7. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quản lý chất thải nguy hại*. Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT. 30/6/2015.
8. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Bảo vệ môi trường cụm công nghiệp, khu kinh doanh, dịch vụ tập trung, làng nghề và cơ sở sản xuất, kinh doanh, dịch vụ*. Thông tư số 31/2016/TT-BTNMT. 14/10/2016.
9. International Maritime Organization. *MARPOL Consolidated Edition 2011: Articles, protocols, annexes and unified interpretations of the International Convention for the Prevention of Pollution from ships, 1973, as modified by the 1978 and 1997 protocols*. 2011.
10. International Finance Corporation (World Bank Group). *Environmental and social performance standards*. 2012.
11. International Finance Corporation (World Bank Group). *General environmental, health and safety guidelines*. 2007.

DEVELOPMENT OF GUIDELINE ON ENVIRONMENTAL PROTECTION IN IMPLEMENTATION OF OIL AND GAS PROJECTS

Nguyen Quang Huy, Do Thi Thu Phuong, Nguyen Thi Hong Anh
Vietnam Oil and Gas Group
Email: huynq01@pvn.vn

Summary

On the basis of the provisions of Vietnamese and international laws on environmental protection, the General Environmental, Health and Safety Guidelines of the International Finance Corporation (IFC), the Vietnam Oil and Gas Group has developed a guideline on environmental protection in implementation of oil and gas projects.

The guideline helps entities operating in the oil and gas sector ensure full compliance with legal regulations on environmental protection, implement environmental protection in a pro-active and effective manner, and effectively manage and handle factors causing environmental pollution.

Key words: Guideline, regulation, environmental protection, oil and gas.

VẤN ĐỀ CẢI CÁCH NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ TRUNG QUỐC VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM CHO VIỆT NAM

Nguyễn Thu Hà¹, Ngô Mai Anh²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: hant@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong giai đoạn giá dầu giảm, các quốc gia châu Á đang tận dụng thời cơ để tiến hành tái cấu trúc ngành công nghiệp khí hướng tới thị trường tự do trong đó có Trung Quốc. Quá trình tái cấu trúc đánh dấu sự kết thúc của cơ chế định giá cộng chi phí (cost plus) tồn tại hơn 50 năm trong lịch sử ngành công nghiệp khí của Trung Quốc. Giá khí hiện tại được tham chiếu và so sánh với giá của năng lượng thay thế và giá khí tự nhiên không chỉ được quyết định bởi Chính phủ mà còn tham chiếu theo thị trường cung - cầu năng lượng. Trong quá trình tái cấu trúc, Trung Quốc đã có ưu điểm và hạn chế trong cách tiến hành về quản lý cũng như cơ chế giá. Đây cũng là bài học kinh nghiệm cho Việt Nam trong quá trình triển khai quy hoạch, xây dựng lộ trình thiết lập thị trường khí tự do.

Từ khóa: Công nghiệp khí, thị trường khí, định giá khí, Trung Quốc.

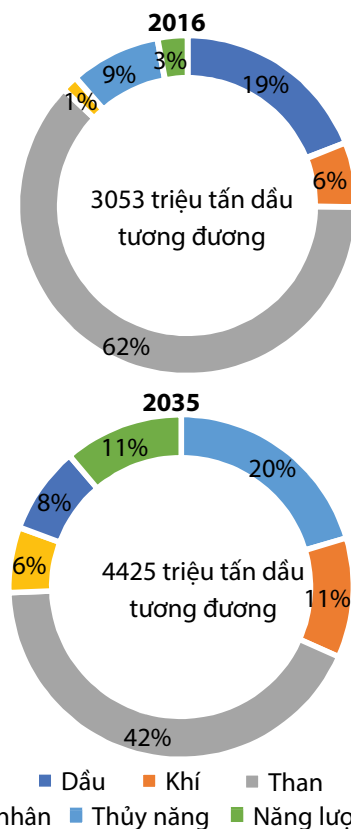
1. Giới thiệu

1.1. Cung - cầu khí tự nhiên

Trung Quốc có diện tích lớn và dân số đông nhất thế giới, có vai trò quan trọng góp phần vào tăng trưởng tiêu thụ năng lượng toàn cầu. Theo BP, than đá chiếm hơn 60% tổng tiêu thụ năng lượng của Trung Quốc. Tuy nhiên, đến năm 2035, tỷ trọng than sẽ giảm đáng kể, chuyển sự phát triển sang khí, năng lượng hạt nhân và năng lượng tái tạo nhằm thực hiện mục tiêu cắt giảm lượng khí thải. Năng lượng tái tạo được xác định là nguồn năng lượng thay thế chính cho dầu và than đá trong dài hạn. Khí và năng lượng tái tạo sẽ kết hợp, thúc đẩy sự phát triển kinh tế và môi trường cho Trung Quốc [1].

Trung Quốc đang có chiến lược mở rộng sử dụng khí ra nhiều lĩnh vực, giảm ô nhiễm môi trường do việc sử dụng than gây ra. Mặc dù vậy, đến năm 2016, khí chỉ chiếm 6% trong tổng tiêu thụ năng lượng của Trung Quốc, chưa đạt mức chính phủ dự kiến là 8%. Theo dự báo của BP, cơ cấu tiêu thụ năng lượng của Trung Quốc thay đổi đáng kể: than giảm từ 62% năm 2016 xuống còn 42% năm 2035, trong khi đó khí tự nhiên tăng từ 6% lên 11%; dầu tăng nhẹ từ 19% lên 20% [2].

Tiêu thụ khí giai đoạn 2000 - 2016 tăng trưởng trung bình 14%/năm, trong đó giai đoạn 2000 - 2010 là 16%/năm còn giai đoạn sau đó tốc độ tiêu thụ chậm lại [3]. Tiêu thụ khí của Trung



Hình 1. Cơ cấu tiêu thụ năng lượng sơ cấp của Trung Quốc giai đoạn 2016 - 2035 (BP, 2017)

Quốc tập trung tại các khu vực có hệ thống cơ sở hạ tầng phát triển, gồm 4 khu vực xung quanh Bắc Kinh và vịnh Bột Hải, Thượng Hải, đồng bằng sông Dương

Ngày nhận bài: 3/10/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 3/10 - 21/11/2017.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2018.

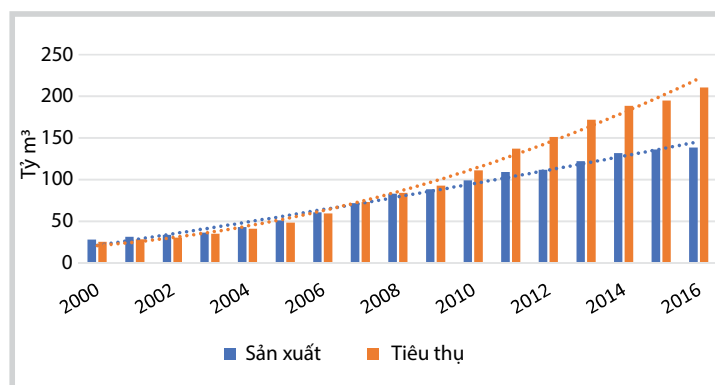
Tử và trung tâm phía Tây Trùng Khánh. Các khu vực này trở thành các trung tâm công nghiệp, dẫn đầu về tốc độ đô thị hóa và tăng trưởng dân số. Tuy nhiên, một số trung tâm tăng trưởng kinh tế khác lại không có cơ sở hạ tầng khí đốt phát triển, như khu vực phía Đông Nam Trung Quốc [3]. Tổng tiêu thụ khí tự nhiên của Trung Quốc năm 2016 đạt 208,7 tỷ m³. Cơ cấu tiêu thụ khí tự nhiên của Trung Quốc trong giai đoạn 2000 - 2016 chủ yếu cho ngành công nghiệp; điện và nhiệt (chiếm gần 70% tổng tiêu thụ, trong đó khí dành cho công nghiệp chiếm tới hơn 40%). Cơ cấu này vẫn giữ ổn định đến năm 2030 theo dự báo của SIA Energy [4].

Trung Quốc là quốc gia giàu tài nguyên khí tự nhiên với tổng tiềm năng khí khoảng 62 nghìn tỷ m³ [1]; trữ lượng khí có khả năng thu hồi khoảng 5,4 nghìn tỷ m³ [2] tính tại thời điểm 2016. Sản lượng khí tự nhiên của Trung Quốc trong giai đoạn 2000 - 2016 tăng trung bình 10%/năm, trong đó giai đoạn 2000 - 2010 tăng 14%/năm và giai đoạn 2010 - 2016, tốc độ khai thác có xu hướng giảm, còn 6%/năm [5].

Trước năm 2007, Trung Quốc là nước xuất khẩu ròng khí tự nhiên nhưng sau đó trở thành nước nhập khẩu khí tự nhiên do sản xuất trong nước không đáp ứng đủ nhu cầu [5]. Kể từ sau năm 2010, lượng khí tự nhiên nhập khẩu của Trung Quốc tăng mạnh cùng với sự tăng trưởng nhanh của cơ sở hạ tầng đường ống và chế biến khí. Lượng khí nhập khẩu chiếm 11% trong tổng lượng khí tiêu thụ năm 2010 và tăng lên 34% vào năm 2016. Trung Quốc nhập khẩu khí theo 2 hình thức: qua đường ống xuyên quốc gia và LNG (cơ cấu tương ứng 52% và 48% trong tổng lượng khí nhập khẩu).

Các quốc gia cung cấp khí qua đường ống cho Trung Quốc gồm: Turkmenistan, Uzbekistan, Myanmar, Kazakhstan. Trung Quốc nhập khẩu LNG từ: Australia, Qatar, Indonesia, Malaysia, Papua New Guinea, Yemen, Equatorial Guinea, Nigeria, Trinidad & Tobago, Egypt và một số quốc gia khác.

Các công ty dầu khí quốc gia giữ vai trò dẫn dắt sự phát triển ngành công nghiệp khí Trung Quốc. Ngành công nghiệp khí tự



Hình 2. Sản xuất và tiêu thụ khí tự nhiên của Trung Quốc giai đoạn 2000 - 2016 (BP, 2017)

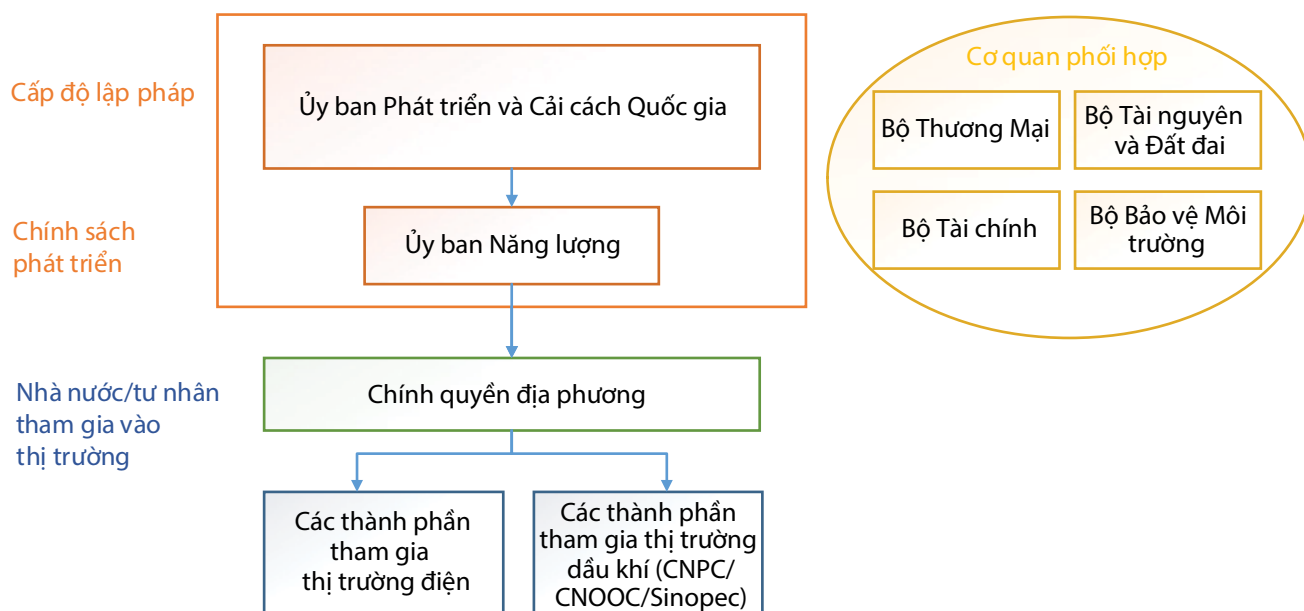
nhiên được chi phối bởi 3 công ty dầu khí quốc gia gồm: CNPC, Sinopec và CNOOC. CNPC nắm giữ khoảng 75% tổng sản lượng khí tự nhiên của Trung Quốc, sở hữu và vận hành hệ thống đường ống. Sinopec khai thác mỏ khí tự nhiên Puguang tại tỉnh Tứ Xuyên. CNOOC phát triển 3 terminal nhập khẩu LNG đầu tiên ở Thâm Quyến, Phúc Kiến và Thượng Hải, đồng thời quản lý tài sản ngoài khơi. CNOOC sử dụng hợp đồng PSC với các công ty nước ngoài muốn tham gia các dự án phát triển thượng nguồn và được phép mua bán lại đến 51% tỷ lệ tham gia của tất cả phát hiện ngoài khơi nếu Công ty Dầu khí Quốc tế (IOC) thu hồi được chi phí phát triển.

1.2. Cơ sở hạ tầng khí tự nhiên

Cùng với sự phát triển mạnh của cung - cầu, Trung Quốc nhanh chóng hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng khí trong 10 năm trở lại đây. Tính đến cuối năm 2014, Trung Quốc đã xây dựng hệ thống đường ống vận chuyển dài 83.000km, 20 kho dự trữ ngầm. Năm 2006, Thâm Quyến xây dựng trạm nhập khẩu LNG đầu tiên của Trung Quốc là trạm tiếp nhận LNG Dapeng Quảng Đông để tiếp nhận LNG nhập khẩu đáp ứng nhu cầu trong nước. Tính đến cuối năm 2014, Trung Quốc hoàn thành xây dựng 14 trạm tiếp nhận LNG và 6 trạm khác đang trong quá trình xây dựng [6].

1.3. Quản lý ngành công nghiệp khí

Lĩnh vực năng lượng của Trung Quốc, gồm cả ngành công nghiệp khí tự nhiên, chịu sự quản lý của Chính phủ thông qua Ủy ban Phát triển và Cải cách Quốc gia (NDRC) cùng các cơ quan quản lý khác. NDRC tập trung vào việc hoạch định kinh tế vĩ mô, thực thi chính sách về ngành khí trong lĩnh vực năng lượng (trực tiếp điều tiết/kiểm soát giá khí, phê duyệt các hoạt động liên quan đến các dự án khí). Bộ Thương mại (MOC) chịu trách nhiệm trong việc đàm phán thương mại quốc tế và các vấn đề kinh tế. Bộ Tài nguyên và Đất đai (MLR) kiểm soát quyền sử dụng/thâm nhập đất và từng tổ chức đấu giá quyền thăm dò dầu khí đá phiến. Bộ Tài chính (MOF) quản lý chương trình trợ giá nhằm phát triển các mỏ khí đá phiến. Bộ Bảo vệ Môi trường (MEP) từng bị hạn chế về quyền hạn trong lĩnh vực năng lượng, tuy nhiên, cơ quan trung ương đang nỗ lực mở rộng chức năng của cơ quan này. Chính quyền địa phương quy định giá bán cuối cùng đến hộ tiêu thụ sau "City Gate" (cổng thành phố). Các công ty



Hình 3. Cấu trúc quản lý ngành khí Trung Quốc [7]

dầu khí quốc gia: CNPC (nhà nước nắm hơn 86% cổ phần); CNOOC (100% vốn nhà nước) và Sinopec (nhà nước nắm 76% cổ phần) đóng vai trò chính trong điều hành hoạt động thị trường.

Thị trường khí Trung Quốc được quản lý và điều hành bởi Chính phủ, có rất ít sự đóng góp và tham gia từ phía tư nhân. Theo đó, Chính phủ Trung Quốc có thể kiểm soát toàn bộ các hoạt động công nghiệp khí thông qua cơ quan trung ương duy nhất là NDRC, đồng thời vẫn có thể kiểm soát được các doanh nghiệp đã được niêm yết. Mô hình quản lý này cũng bộc lộ nhược điểm, việc hạn chế sự tham gia thị trường nội địa của các nhà đầu tư tư nhân dẫn đến thế độc quyền trong ngành công nghiệp này. Cơ chế phối hợp đồng bộ giữa các cấp bộ ngành với chính quyền địa phương còn thiếu chặt chẽ; một số bộ còn bị giới hạn quyền và trách nhiệm trong quản lý (như Bộ Bảo vệ Môi trường).

2. Cải cách cơ chế giá khí của Trung Quốc

Trung Quốc đã từng sử dụng phương pháp cộng chi phí để xác định mức giá khí, dựa trên chi phí sản xuất hơn là giá trị tiêu dùng. Với hệ thống định giá này, NDRC và NEA cùng tính toán chi phí sản xuất, vận chuyển và đưa ra mức lợi nhuận biên để quyết định giá khí tại cổng thành phố - mức giá mà các nhà phân phối khu vực phải trả. Từ sau cổng thành phố, giá khí (phí phân phối khu vực (bao gồm cả phí kết nối) và giá đến hộ tiêu thụ cuối cùng) được quy định bởi chính quyền cấp tỉnh và địa phương [7]. Với cơ chế này, giá khí được chính phủ kiểm soát và điều tiết đến các khách hàng tiêu thụ.

Mức giá khí đến hộ tiêu thụ cuối cùng sẽ có sự phân cấp theo đối tượng khách hàng:

- Giá khí cho các hộ dân sinh được hưởng ưu đãi cao nhất;
- Giá khí cho sản xuất đạm được điều tiết giữ ở mức thấp;
- Nhà nước không điều tiết giá khí cho lĩnh vực giao thông vận tải và thương mại.

Quá trình thay đổi cơ chế giá khí của Trung Quốc được phân theo 3 giai đoạn [1].

- Trong giai đoạn đầu từ 1956 - 1993: Giá khí cho các khách hàng do Chính phủ Trung Quốc quy định (giá khí 1 thành phần - không phân chia các khâu). Trong đó:
 - + 1956 - 1981: Cơ chế 1 giá khí và ở mức thấp nhằm khuyến khích việc sử dụng khí;
 - + 1981 - 1993: Cơ chế định giá khí 2 thành phần. Phần sản lượng khí theo kế hoạch vẫn được bán với mức giá thấp và phần sản lượng khí ngoài kế hoạch được giao sẽ chịu mức giá bán cao hơn.
- Trong giai đoạn thứ 2, từ 1993 - 2005, cơ chế giá khí tồn tại song song 2 cách định giá: Giá khí Chính phủ Trung Quốc quy định và giá chính phủ định hướng. Trong lần cải cách này, giá khí được tính theo phương pháp cộng chi phí - được chia thành các thành phần nhỏ trong công thức tính.
 - + Đối với giá khí miệng giếng: Giá khí được chia theo 2 mức sản lượng trong kế hoạch và ngoài kế hoạch (tương

tự giai đoạn trước) với phần trong kế hoạch sẽ được Chính phủ Trung Quốc quy định và phần ngoài kế hoạch sẽ được xác định theo mức giá các nhà khai thác đề xuất trong biên độ dao động không quá 10% mức giá tiêu chuẩn do Chính phủ quy định;

+ Cước phí vận chuyển đường ống được xác định trên cơ sở cộng các chi phí và đảm bảo mức lợi nhuận của các doanh nghiệp đường ống không thấp hơn 12%;

+ Phí chế biến thiết lập bởi nhà máy chế biến và được sự chấp thuận của NDRC.

- Giai đoạn 3 từ năm 2005 đến nay: Nhà nước đóng vai trò định hướng giá khí. Trong giai đoạn này, quá trình thay đổi giá khí được thực hiện 3 lần:

+ Giá khí công nhà máy được Chính phủ Trung Quốc định hướng trong những năm 2005 - 2013. Năm 2005, NDRC thống nhất mức giá công nhà máy của khí tự nhiên theo 2 khu vực. Khu vực thứ nhất giá được đàm phán giữa bên mua và bên bán trong phạm vi dao động 10% quanh mức giá quy định của chính phủ; mức giá khí tại khu vực 2 dao động ngoài khoảng 10% giá quy định của Chính phủ và không quy định mức tối thiểu. Tuy nhiên, năm 2010, NDRC lại hợp nhất giá khí công nhà máy cho 2 khu vực, theo đó, giá khí dao động ngoài khoảng 10% giá quy định của Chính phủ và không quy định mức tối thiểu.

+ Giá bán tại cổng thành phố:

Từ năm 2011 - 2013, Chính phủ Trung Quốc thí điểm cách định giá theo thị trường tại Quảng Đông và Quảng Tây. Theo đó, giá bán khí cao nhất tại cổng trạm phân phối của 2 tỉnh này được xác định trên cơ sở giá khí tại cổng trạm phân phối của Thượng Hải và mức phát triển kinh tế tại Quảng Đông và Quảng Tây. Trong đó, giá khí tại cổng trạm phân phối của Thượng Hải được tính theo công thức: (NDRC, 2011; NDRC, 2013)

$$P_{CGPIN} = K \times (\alpha \times P_{FO} \times \frac{H_{NG}}{H_{FO}} + \beta \times P_{LNG} \times \frac{H_{NG}}{H_{LPG}}) \times (1 + R)$$

Trong đó:

P_{CGPIN} : Giá khí cổng thành phố Thượng Hải cho lượng khí tăng thêm;

K: Hệ số chiết khấu nhằm khuyến khích sử dụng khí, hiện đang được NDRC quy định bằng 85%;

α và β : Trọng số cho FO và LPG, thể hiện lần lượt mức đóng góp trong nguồn cung năng lượng của Trung Quốc;

P_{FO} và P_{LNG} : Giá nhập khẩu trung bình của FO và LPG;

H_{NG} : Nhiệt trị của khí tự nhiên;

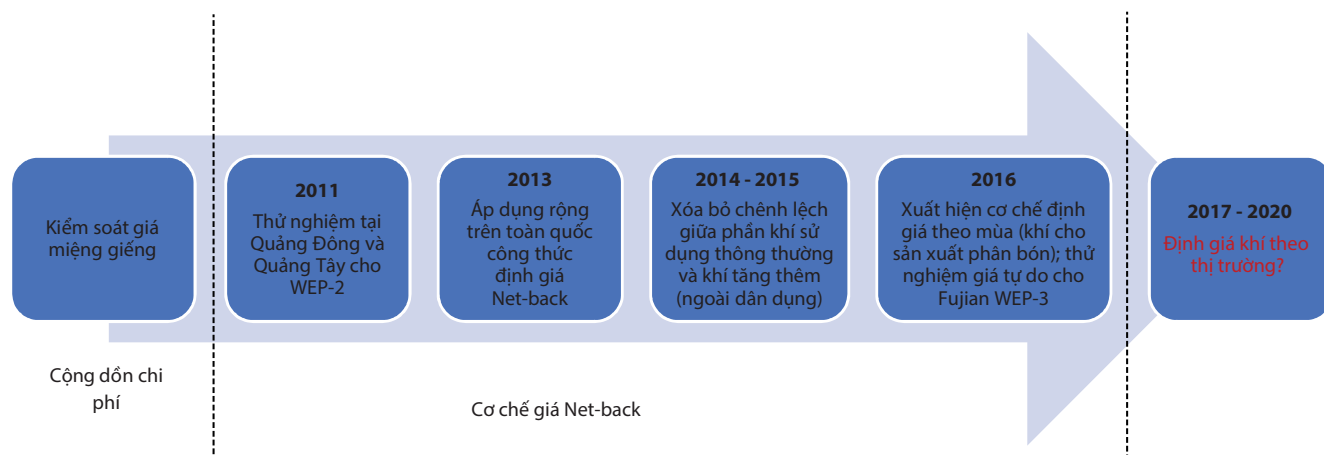
H_{FO} : Nhiệt trị của FO;

H_{LPG} : Nhiệt trị của LPG;

R: Mức thuế giá trị gia tăng cho khí tự nhiên.

- Từ năm 2013 đến nay, giá khí tại cổng thành phố được tính theo giá Chính phủ Trung Quốc định hướng thông qua quy định mức giá trần. Trong đó có phân biệt lượng khí tiêu thụ và lượng khí tăng thêm (phần nhu cầu khí tăng thêm so với tổng tiêu thụ năm 2012) [8]. Điều chỉnh giá cho lượng khí tăng thêm theo phương pháp tính Net-back; tăng hợp lý mức giá cho lượng khí tiêu dùng hiện tại tại cổng thành phố; không điều chỉnh mức giá khí bán cuối cùng cho hộ dân dụng. Từ sau ngày 1/4/2015, đối với các hộ tiêu thụ cuối cùng ngoài dân dụng, giá khí cho phần tiêu thụ và lượng khí tăng thêm được hợp nhất; công khai mức giá khí của nguồn cung trực tiếp.

Như vậy, giai đoạn từ năm 2002 đến nay, quá trình tái định giá khí đang trải qua từng bước để tiến tới cơ chế định giá theo thị trường và được phân chia qua mốc quan trọng năm 2011 (giới thiệu thử nghiệm cơ chế giá khí mới); năm 2013 (thí điểm cho các hộ ngoài dân dụng ở Quảng Đông và Quảng Tây, trong đó 9% trong tổng nhu



Hình 4. Các bước thực hiện thay đổi cơ chế giá khí tại Trung Quốc từ năm 2011 đến nay

cầu khí bị ảnh hưởng và ngành công nghiệp chịu tác động lớn nhất từ cơ chế này); năm 2015 mức giá cho phần khí đang tiêu thụ và khí tăng thêm được hợp nhất hoàn toàn theo tham chiếu giá dầu) [9].

Đồng thời, Trung Quốc đã trải qua 7 bước điều chỉnh giá khí cổng nhà máy (ex-factory prices). Với giá khí tự nhiên cho khu vực ngoài dân dụng là một điểm đột phá lớn, giá khí cổng nhà máy cho lượng khí hiện tại tăng lên liên tục kể từ sau năm 2013 [10]. Mỗi quan hệ giữa giá khí cho khu vực ngoài dân dụng và giá quy đổi theo nhiệt trị tương đương của năng lượng thay thế được thiết lập (Bảng 2).

Trung Quốc đã áp dụng phương pháp định giá Net-

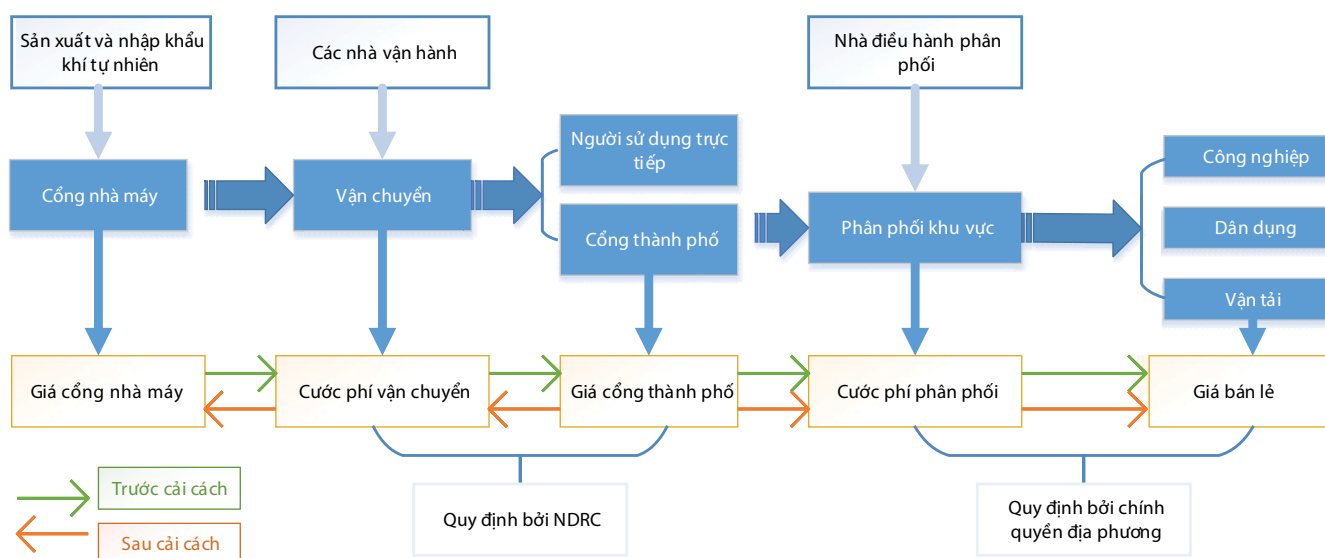
back¹ và có những tiến bộ đáng kể trong quá trình định giá khí tự nhiên theo định hướng thị trường. Về bản chất, việc thay đổi cơ chế này thực chất là thay đổi điểm kiểm soát giá từ giá miệng giếng sang giá tại điểm cổng thành phố. Mục đích của việc tái định giá này là tạo điều kiện cho các lực lượng thị trường nâng cao vai trò trong việc quyết định mức độ đầu tư hoạt động thượng nguồn trong nước và khối lượng nhập khẩu, nhằm tạo ra tính thanh khoản cao giúp phát triển các thị trường mới mà không ảnh hưởng đến tính bền vững và linh hoạt.

Sự khác biệt chính của cơ chế định giá khí mới là vị trí xuất phát điểm được xem xét tại cổng nhà máy. Theo cơ chế cũ, giá khí tự nhiên cổng nhà máy phần lớn được

Bảng 1. Sự thay đổi giá khí cổng nhà máy tại Tứ Xuyên và Trùng Khánh giai đoạn 2002 - 2015 [10]

Đơn vị: NDT/1.000m³

| TT | Thời gian | Giá khí cho công nghiệp | Giá khí cho hóa dầu | Giá khí cho thương mại | Giá khí cho dân dụng | Ghi chú |
|----|-----------|-------------------------|---------------------|------------------------|----------------------|--|
| 1 | 3/1997 | 645 | 520 | 925 | 685 | Giá miệng giếng |
| 2 | 1/2002 | 725 | 590 | 1005 | 765 | Giá miệng giếng + phí tách lọc |
| 3 | 12/2005 | 875 | 690 | / | 920 | Giá khí cho dân dụng và thương mại được gộp thành giá khí cho khu dân cư |
| 4 | 11/2007 | 1275 | 690 | / | 920 | |
| 5 | 5/2010 | 1505 | 920 | / | 1150 | |
| 6 | 12/2012 | 1980 | 1340 | / | 1150 | Mức trần giá cổng thành phố được thông qua tại Tứ Xuyên và Trùng Khánh |
| 7 | 6/2013 | 2143(2110) | 1340 | / | 1150 | |
| 8 | 1/2014 | 2440(2320) | 1340 | / | 1150 | Giá cho dân dụng được tính qua giá cổng nhà máy; giá khí ngoài dân dụng được tính thông qua giá cổng thành phố |
| 9 | 2/2015 | 2350(2340) | 1350 | / | 1150 | |



Hình 5. Sự khác nhau về cách định giá trong chuỗi giá trị khí của Trung Quốc trong cải cách

¹Cơ chế định giá Net-back: tham chiếu giá của nhiên liệu cạnh tranh của hộ tiêu thụ cuối cùng (giá tại cổng thành phố = Giá Net-back của hộ tiêu thụ cuối cùng - chi phí vận chuyển từ điểm cổng thành phố đến hộ tiêu thụ cuối cùng) [11]

tính dựa trên chi phí sản xuất trong khi cơ chế mới được tính bằng giá PCGPIN trừ đi cước phí vận chuyển (tính theo khoảng cách từ khu vực sản xuất khí tới Thượng Hải). Ngoài ra, các tính toán cước phí vận chuyển và giá bán lẻ cũng theo cơ chế mới. Tuy nhiên, sau cải cách, giá khí tại Trung Quốc nổi lên một số vấn đề như sau:

- Giá khí đã có tham chiếu với giá nhiên liệu nhập khẩu trong công thức giá khí tại cổng thành phố. Thượng Hải được chọn là điểm bắt đầu của việc tính giá khí tự nhiên bởi vì Thượng Hải là khu vực tiêu thụ khí lớn và là trung tâm giao dịch năng lượng quan trọng của Trung Quốc;

- Có 2 khái niệm mới được định nghĩa: Khối lượng hiện hữu - được định nghĩa là tổng khối lượng khí tiêu thụ trong năm 2012 - và khối lượng tăng thêm - tổng khối lượng khí tiêu thụ tăng thêm từ sau năm 2012. Việc áp dụng này nhằm giảm tối đa rủi ro chính trị xuất phát từ việc tăng giá khí;

- Cơ chế đề xuất mới chỉ áp dụng với phần khối lượng tăng thêm của khí đường ống;

- Định giá cho LNG nhập khẩu và khí phi truyền thống trên cơ sở đàm phán giữa người sản xuất và người sử dụng, trong khi giá cho các hộ gia đình không thay đổi so với cơ chế cũ. Điều này gây trở ngại trong việc cạnh tranh của các nguồn khí này với khí đường ống;

- 3 bước chuyển đổi được giới thiệu:

- + Năm 2013: Áp dụng công thức giá khí mới cho khối lượng tăng thêm tại các cổng thành phố;

- + Năm 2014: Tăng giá khí cho phần khối lượng tăng thêm ở cổng thành phố và do đó khối lượng tăng thêm cũng được điều chỉnh theo cơ chế giá mới;

- + Năm 2015: Giá khí cổng thành phố cho lượng khí hiện hữu tăng lên bằng mức của lượng khí tăng thêm và giá khí cho phần khí tăng thêm tiếp tục được điều chỉnh theo công thức mới. Công thức cuối cùng được xây dựng vào tháng 3/2015.

Cơ chế giá khí Net-back khắc phục được các yếu điểm của cơ chế Cost plus nhằm từng bước hướng tới thị trường khí tự do, tuy nhiên vẫn còn một số tồn tại. Ưu nhược điểm giữa 2 cơ chế giá khí áp dụng tại Trung Quốc được thể hiện trong Bảng 2.

Nhìn chung, cơ chế định giá khí tự nhiên của Trung Quốc về thực tế là theo cơ chế độc quyền và Chính phủ đóng vai trò thống lĩnh trong định giá. Trong toàn chuỗi công nghiệp khí, Chính phủ Trung Quốc quản lý giá khí

theo các thành phần và giá khí thành phần bao gồm: giá khí tại cổng nhà máy; cước vận chuyển qua các đường ống khoảng cách lớn và giá phân phối tại cổng thành phố. Giá khí tại cổng thành phố gồm: giá khí cổng nhà máy và cước phí vận chuyển. Giá khí cho hộ tiêu dùng cuối cùng bằng giá tại cổng trạm phân phối cộng với cước phí phân phối [1]. Việc đưa cơ chế định giá khí Net-back vào thị trường khí đã giúp Trung Quốc gỡ bỏ được những khó khăn và tạo ra môi trường đầu tư thu hút cho khâu thượng nguồn.

Kết quả đến hiện tại của quá trình cải cách giá khí lần 3 đã mang lại cho Trung Quốc:

- Có 4 loại giá khí cổng nhà máy được thông qua tại Trung Quốc [10]

- + Giá khí cổng nhà máy định chuẩn cho nguồn khí trên bờ được NDRC công bố tháng 5/2010 hiện chỉ áp dụng cho tính giá khí khu dân cư - được gọi là giá khí cho dân dụng;

- + Giá khí cổng nhà máy của LNG nhập khẩu sau tái hóa khí được quyết định bởi tỉnh/thành phố nơi đặt các thiết bị kho cảng LNG và được tính toán trên cơ sở giá LNG nhập khẩu và phí tái hóa khí. Loại giá khí này dao động từ 1,52 - 3,9 NDT/m³ tùy thuộc thời điểm giá hợp đồng và công thức tính. Với LNG khí hóa nhập khẩu qua đường ống để truyền tải hỗn hợp và thương mại được thông qua một giá thống nhất;

- + Giá khí cho nguồn khí đá phiến, khí than (CBM) và than hóa khí (coal to gas) bị kiểm soát và thông qua đàm phán giữa các bên cung - cầu;

- Giá khí cổng thành phố được thông qua theo cơ chế "market-netback" - giá khí tham chiếu theo giá năng lượng thay thế và không tính với hộ dân dụng;

- Giá khí cho hộ tiêu thụ cuối cùng (ngoài dân dụng) tăng trung bình 15%;

- Giá khí mới đã đảm bảo đủ chi phí cho nguồn khí nhập khẩu qua đường ống và nguồn cung nội địa trên bờ. Tuy nhiên, giá từ các nguồn khí đá phiến, CBM, than hóa khí, nguồn cung ngoài khơi nội địa và LNG vẫn được đàm phán giữa nhà sản xuất và các nhà mua buôn [8];

- Cơ chế giá khí mới mang lại lợi ích cho các nhà sản xuất và nhập khẩu khí giá bán tại cổng thành phố được điều chỉnh tăng so với cơ chế cũ [12];

- Lợi nhuận của các nhà phân phối sẽ bị tác động nếu các công ty phân phối không kiểm soát được chi phí trong mức tăng giá khí tại cổng thành phố cho hộ tiêu thụ cuối cùng [12];

Bảng 2. So sánh ưu, nhược điểm của cơ chế giá Cost plus và Net-back tại Trung Quốc

| | Ưu điểm | Nhược điểm |
|------------------|--|---|
| Cost plus | <ul style="list-style-type: none"> - Ổn định về giá, ít biến động do Chính phủ Trung Quốc quy định giá - Lợi thế cho khách hàng tiêu thụ và đáp ứng mục tiêu định hướng của chính phủ phát triển nguồn năng lượng khí tự nhiên do giá khí nội địa thấp | <ul style="list-style-type: none"> - Không phản ánh đúng chi phí sản xuất (do Chính phủ Trung Quốc quy định giá miệng giếng) - Không thể hiện đúng nguyên tắc thị trường: Không thể hiện được chức năng thông tin tín hiệu của giá giữa nhà sản xuất và người tiêu thụ - Sự chênh lệch giữa giá khí quy định và giá khí nhập khẩu → giảm nguồn nhập khẩu - Việc Chính phủ Trung Quốc quy định giá làm môi trường đầu tư không ổn định khi Chính phủ dễ dàng thay đổi giá cũng như các chính sách liên quan - Việc chia giá khí theo các mức khác nhau cho hộ tiêu thụ và khu vực và quy định giá sẽ không khuyến khích phát triển LNG đồng thời gây áp lực lên nhà sản xuất và phân phối → không thu hút đầu tư vào ngành cũng như khó phát triển thị trường liên khu vực - Cấu trúc tính giá khí phức tạp: Nhiều thành phần chi phí và với mỗi hộ tiêu thụ khác nhau giá miệng giếng và phân phối đô thị được quy định mức khác nhau |
| Net-back | <ul style="list-style-type: none"> - Phản ánh nguyên tắc thị trường thông qua tham chiếu giá theo sản phẩm thay thế (FO và LPG) - Quy định giá khí thống nhất tại cổng thành phố sẽ tạo công bằng cho các hộ tiêu thụ và tăng cạnh tranh cho các nhà sản xuất và nhập khẩu - Giá khí phản ánh theo thị trường sẽ giúp minh bạch môi trường đầu tư → khuyến khích đầu tư vào ngành - Cấu trúc tính giá khí được đơn giản hóa: danh mục khách hàng từ 4 nhóm giảm còn 3 nhóm; cách tính giá được chia thành 2 (giá khí cho hộ ngoài dân dụng và cho hộ sản xuất phân bón; giá khí thượng nguồn và trung nguồn tính theo giá tính ngược từ cổng thành phố; giá khí cho khu dân cư gồm giá cổng nhà máy cộng phí vận chuyển đường ống) | <ul style="list-style-type: none"> - Cơ chế chưa phản ánh đúng hoàn toàn cơ chế thị trường tại Trung Quốc khi bỏ qua nguồn năng lượng than (nguồn năng lượng chiếm hơn 60% trong tổng tiêu thụ) - Chưa thể hiện sự khác nhau giá bán tại các cổng thành phố do sự khác nhau giữa khả năng chi trả, nguồn tài nguyên và tính mùa vụ - Chưa xác định được rõ ngưỡng và tần suất điều chỉnh - Cơ chế giá này chịu ảnh hưởng của biến động giá dầu - Chưa thực hiện cơ chế Net-back cho các hộ dân dụng |

- Việc cải cách giá khí tự nhiên ở giai đoạn này không ảnh hưởng nghiêm trọng đến các hộ tiêu thụ dân dụng vì người tiêu dùng được bảo vệ bởi chương trình trợ giá [12];

- Ngành công nghiệp không được trợ cấp nên bị ảnh hưởng nhiều nhất bởi sự điều chỉnh giá khí. Ngoài ra, các hộ công nghiệp còn phải chi trả một phần giá cho hộ dân dụng thông qua chương trình trợ cấp chéo của chính quyền địa phương [12];

- Lĩnh vực điện (và nhiệt) đặc biệt nhạy cảm với sự thay đổi giá khí. Giá sản phẩm đầu vào và đầu ra đều được chính phủ (đối với giá điện) và chính quyền địa phương (đối với giá khí và nhiệt) quy định. Ngoài ra, chính quyền địa phương còn có cơ chế trợ giá cho phần gia nhiệt không gian của các hộ gia đình và sản lượng điện nhằm kiểm soát ô nhiễm môi trường. Do đó, lợi nhuận của ngành này phụ thuộc lớn vào chính sách của chính quyền địa phương [12].

3. Vấn đề cải cách cơ chế giá khí tại Trung Quốc

3.1. Nhân tố thúc đẩy sự thay đổi cơ chế giá khí

- Yếu tố bên ngoài [1]:

+ Sự bùng nổ nguồn cung khí tự nhiên thế giới (nguồn cung khí đá phiến, các dự án LNG mới nổi ở Australia, Bắc Mỹ và Đông Phi) trong khi nhu cầu khí thế giới đang giảm dần, thị trường toàn cầu chuyển từ thị trường người bán sang thị trường người mua;

+ Cuộc khủng hoảng Ukraine hướng Liên bang Nga chú trọng hơn vào thị trường khí Trung Quốc;

+ Sự sụt giảm giá dầu thô và LNG giao ngay trên thị trường quốc tế đang tạo môi trường thuận lợi cho tái cơ cấu ngành khí tự nhiên;

Trung Quốc đang phải tận dụng tối đa các cơ hội này để duy trì nguyên tắc cải cách theo hướng thị trường, đảm bảo an ninh năng lượng và cải thiện đời sống nhân

dân, thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp khí tự nhiên.

- Yếu tố bên trong:
 - + Năng lượng khí được sử dụng rộng rãi trong cơ cấu ngành năng lượng: Tầm quan trọng của việc quản lý vĩ mô lên khí tự nhiên để thực hiện các mục tiêu kinh tế xã hội để ra.
 - + Giá khí không đồng nhất giữa các lĩnh vực và khu vực sử dụng: giá khí cho công nghiệp cao hơn 30% so với giá cho dân dụng và thấp hơn 9% so với giá cho giao thông vận tải; giá khí bán cho điện thấp hơn 20% so với bán cho công nghiệp [14].
 - + Tác động từ chi phí sản xuất trong nước và triển vọng nguồn cung: Giá khí miệng giếng tại các khu vực bể khác nhau đang khác nhau và với sự phát triển của nguồn khí phi truyền thống, giá khí miệng giếng tăng sẽ tác động đến đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn cũng như cơ cấu nguồn cung (tỷ trọng nhập khẩu).
 - + Tỷ trọng hộ tiêu thụ dân dụng và thương mại trong tổng tiêu thụ khí: Mạng lưới vận chuyển và sản lượng tiêu thụ cho dân dụng thương mại gia tăng đáng kể trong khi nhóm hộ này vẫn đang được hưởng cơ chế ưu đãi về giá rất lớn.
 - + Mối tương quan giữa giá trị thực của khí và khả năng chi trả của khách hàng: Mỗi khu vực (phụ thuộc cơ cấu năng lượng tiêu thụ, nguồn tài nguyên và sự phát triển cơ sở hạ tầng) và mỗi khách hàng (phụ thuộc sự đa dạng hóa nguyên liệu đầu vào, công nghệ...) sẽ có mức sẵn sàng chi trả mua khí khác nhau. Tương tự, mỗi nguồn khí khác nhau giá trị thực tế cũng khác nhau (phụ thuộc điều kiện địa chất, khai thác, địa lý, khoảng cách vận chuyển...).
 - + Sự tác động của yếu tố mùa vụ: Trung Quốc bị ảnh hưởng bởi yếu tố mùa trên phần lớn lãnh thổ. Nhu cầu tiêu thụ đỉnh của Bắc Kinh trong mùa đông cao gấp 11 lần mùa hè trong khi tỷ lệ này là 3:1 ở Thượng Hải và 2:1 ở Trùng Khánh [12]. Việc chênh lệch này sẽ dẫn tới sự phụ thuộc lớn vào giá khí nhập khẩu.
 - + Tác động từ môi trường chính sách: Trong năm 2013, Chính phủ Trung Quốc thiết lập mục tiêu cắt giảm ô nhiễm môi trường trong năm 2017. Đây là lần đầu tiên chính sách môi trường vượt chính sách kinh tế để định hướng chính sách năng lượng. Những động thái này sẽ tạo ra nhu cầu khí bổ sung và khuyến khích nhập khẩu LNG.

3.2. Khó khăn, hạn chế của cơ chế định giá khí mới tại Trung Quốc [1]

- Thiếu tính thiết kế tổng thể:
 - + Hiện Trung Quốc mới chỉ thông qua Luật Khoáng sản, Luật Bảo vệ Đường ống dẫn Dầu khí và một số quy định hành chính khác, chủ yếu liên quan đến thăm dò, khai thác và ít đề cập tới thị trường hóa và cạnh tranh. Trong khi đó tại Mỹ và châu Âu đã ban hành các luật và quy định liên quan trong ngành công nghiệp này tạo cơ sở đáng tin cậy cho các nhà đầu tư và những người tham gia thị trường.
 - + Các chức năng quản lý ngành khí của Trung Quốc được phân cấp cho các cơ quan Chính phủ khác nhau và không có tổ chức hành chính tập trung, điều này không thuận lợi cho quá trình cải cách ngành công nghiệp khí.
 - + Chính phủ Trung Quốc đã ban hành một số chính sách liên quan đến ngành khí tự nhiên và không có mục tiêu phát triển rõ ràng, quy hoạch tổng thể, kế hoạch chi tiết, hoặc tiến độ cải cách ngành khí tự nhiên.
 - Trở ngại từ các nhóm lợi ích: Cải cách ngành khí tự nhiên nhấn mạnh tầm quan trọng của việc tinh giản quản lý và phân quyền cho các cấp thấp hơn để cho phép thị trường đóng vai trò quyết định trong phân bổ nguồn lực. Điều này có thể ảnh hưởng đến lợi ích của các nhóm liên quan.
 - Thiếu giám sát thị trường: Đối với các ngành công nghiệp khí phát triển trên thế giới, việc thành lập các cơ quan quản lý có các tiêu chuẩn về độc lập, chuyên nghiệp, minh bạch, trách nhiệm giải trình và tính nhất quán thông qua luật nhằm bình thường hóa các hoạt động của doanh nghiệp, khắc phục sự thất bại của thị trường và nâng cao hiệu quả hoạt động của thị trường khí tự nhiên.
 - + Thứ nhất, Trung Quốc thiếu một cơ quan quản lý tập trung về năng lượng hoặc khí đốt tự nhiên. Các chức năng điều tiết thiếu sự phối hợp vì được phân chia giữa các cơ quan Chính phủ;
 - + Thứ hai, các tổ chức quy định về khí tự nhiên của Trung Quốc thiếu sự độc lập vì liên quan đến Chính phủ Trung Quốc và được Chính phủ tài trợ;
 - + Thứ ba, cơ sở pháp lý hoàn chỉnh cho quy định khí tự nhiên của Trung Quốc không tồn tại; do đó, sự công bằng, nhất quán và minh bạch của quy định không thể được đảm bảo.
 - Cơ chế định giá còn tồn tại vấn đề:

+ Trợ cấp chéo của hộ tiêu thụ dân dụng và công nghiệp chưa phù hợp với logic kinh tế học. Thông thường nhóm hộ sử dụng lượng khí lớn (công nghiệp) với chi phí đơn vị sẽ thấp nên được hưởng giá khí thấp và hộ dân dụng sử dụng lượng khí thấp với chi phí đơn vị cao sẽ phải chịu giá khí cao. Tuy nhiên, hệ thống giá hiện tại chưa phù hợp với thông lệ quốc tế;

+ Giá khí đốt cho công nghiệp tương đối cao dẫn tới hiện tượng “thay thế than cho khí tự nhiên” làm ảnh hưởng đến cấu trúc năng lượng;

+ Với các hộ tiêu thụ dân dụng do được hưởng giá ưu đãi dẫn tới việc sử dụng quá mức xung đột với mục tiêu phát triển bảo tồn tài nguyên;

+ Cơ chế định giá mới cũng không đánh giá chất lượng khí của các nguồn khí khác nhau do việc đo lường dựa trên khối lượng chứ không phải nhiệt trị;

+ Các chính sách định các mức giá khác nhau đối với khí chưa được đưa ra, do đó không có quy định cụ thể về chênh lệch giá khí theo mùa, giá khí bị gián đoạn, chênh lệch giá đỉnh và giá nhu cầu hiện tại.

4. Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam

Ngành công nghiệp khí Việt Nam được điều hành và kiểm soát bởi Chính phủ và không có sự tham gia của tư nhân. Chính phủ kiểm soát toàn bộ hoạt động của ngành công nghiệp khí thông qua Bộ Công Thương (MOIT). Cơ quan dưới bộ điều hành dẫn dắt thị trường gồm: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN); không có sự tham gia quản lý của chính quyền địa phương như Trung Quốc. Cơ cấu quản lý ngành công

ngiệp khí Việt Nam hiện nay thể hiện được vai trò quản lý của nhà nước và có tính thống nhất trong xây dựng quy hoạch/chiến lược cho từng phân ngành năng lượng.

4.1. So sánh thị trường khí Trung Quốc và Việt Nam

Quy mô thị trường Trung Quốc lớn hơn Việt Nam 19,5 lần, tuy nhiên lượng khí tiêu thụ trên đầu người không chênh nhau nhiều, Việt Nam là 110 m³/đầu người và Trung Quốc 144 m³/đầu người;

Thị trường mới chỉ tập trung tại các khu vực gần nguồn khí và có cơ sở hạ tầng phát triển. Về nhóm hộ tiêu thụ cuối cùng: khác với Việt Nam, nhóm hộ công nghiệp đóng vai trò dẫn dắt thị trường. Ngoài ra, nhóm hộ dịch vụ công cũng đóng góp một phần không nhỏ vào tiêu thụ khí cả nước;

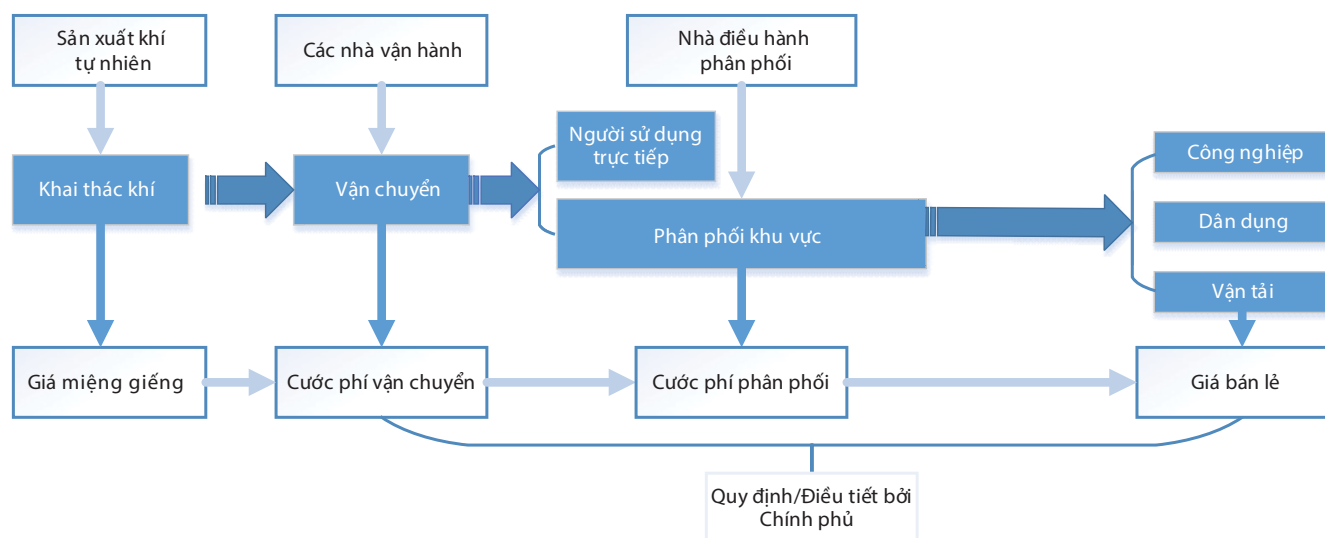
Danh mục nguồn cung cấp khí của Trung Quốc khá đa dạng qua cả đường ống và hợp đồng cung cấp LNG, trong khi Việt Nam mới chỉ sử dụng nguồn cung cấp trong nước, chưa có nhập khẩu;

Dẫn dắt ngành công nghiệp khí là các doanh nghiệp nhà nước. Các công ty dầu khí độc quyền quản lý cơ sở hạ tầng trung nguồn về vận chuyển khí.

4.2. Cơ chế định giá khí tại thị trường Việt Nam

Tại Việt Nam hiện nay, cơ chế giá khí đang được thực hiện theo nguyên tắc Cost plus:

- Giá khí miệng giếng được thiết lập trên cơ sở đàm phán song phương giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với các chủ mỏ với cách định giá theo chi phí đầu tư và tỷ suất lợi nhuận cho phép (RCS) hoặc theo giá dầu thô/sản phẩm dầu (OPE) hoặc hỗn hợp [13];



Hình 6. Cách định giá trong chuỗi giá trị khí của Việt Nam hiện nay

- Cước phí vận chuyển đường ống khá giống của Trung Quốc được xác định trên cơ sở cộng các chi phí và đảm bảo mức lợi nhuận nhất định của các công ty đường ống;

- Phí chế biến và phân phối được xác định bởi các nhà máy chế biến và công ty phân phối được MOIT chấp thuận;

- Giá bán khí đến hộ tiêu thụ cuối cùng được xác định theo các nhóm hộ tiêu thụ khác nhau là khác nhau. Trong đó nguyên tắc xác định có thể dựa trên công thức Cost plus hoặc theo giá dầu thô/sản phẩm dầu (OPE) và có sự điều tiết của chính phủ.

Như vậy, về cơ chế định giá khí trên thị trường tại Việt Nam cũng có khá nhiều điểm tương đồng với Trung Quốc trong giai đoạn trước năm 2013. Chuỗi giá khí từ khâu vận chuyển trở đi được nhà nước quy định và điều tiết. Tuy nhiên, cũng có một số điểm khác với Trung Quốc như sau:

- Giá khí khâu sản xuất hoàn toàn trên cơ sở đàm phán song phương và không chịu định hướng của Chính phủ;

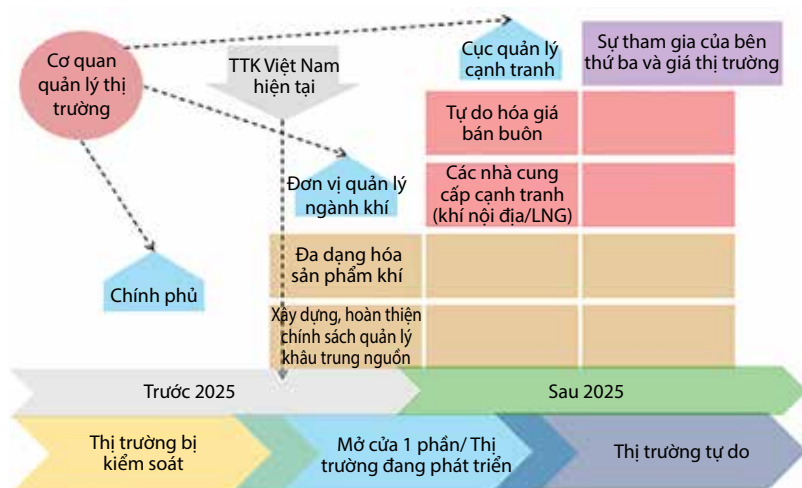
- Sản phẩm khí một mặt được bán cho người sử dụng trực tiếp và một mặt được bán cho các công ty phân phối khu vực; không hình thành giá công thành phố;

- Giá bán lẻ và vận chuyển đều được quy định và điều tiết bởi nhà nước.

Căn cứ Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 (ban hành kèm theo Quyết định số 60/QĐ-TTg, ngày 16/1/2017 của Thủ tướng Chính phủ), mô hình thị trường khí Việt Nam được đề xuất phát triển theo hướng thị trường tự do theo 2 giai đoạn [15]:

- Giai đoạn đến năm 2025: Hoàn thành mở cửa một phần/thị trường đang phát triển;

- Giai đoạn sau năm 2025: Thị trường đang phát triển hướng tới thị trường tự do.



Hình 7. Sơ đồ mô hình thị trường khí Việt Nam

Ở giai đoạn hiện tại, Việt Nam vẫn xác định giữ nguyên cơ cấu thị trường cũng như mô hình tổ chức quản lý, mặc dù các nhân tố bên ngoài đang tạo môi trường thuận lợi cho các quốc gia trong việc tái cấu trúc ngành khí nhưng các yếu tố nội tại chưa đủ tạo tiền đề cho sự chuyển đổi này: thị trường nguồn cung nội địa (chưa nhập khẩu LNG, chưa có sự tham gia của nhiều thành phần kinh tế hay chưa có sự cạnh tranh trong nguồn cung); cơ sở hạ tầng chưa phát triển để khuyến khích cũng như thúc đẩy nhu cầu khí; danh mục khách hàng tiêu thụ còn hạn chế (hộ điện khí, hộ sản xuất phân bón, hộ công nghiệp và một phần nhỏ giao thông vận tải).

5. Kết luận

Việc đưa cơ chế định giá khí Net-back vào thị trường khí đã giúp Trung Quốc gỡ bỏ khó khăn và tạo môi trường đầu tư thu hút cho khâu thượng nguồn. Quá trình cải cách giá khí lần 3 của Trung Quốc đã thông qua 4 loại giá khí công nhà máy cho: (i) nguồn khí trên bờ; (ii) LNG nhập khẩu sau tái hóa khí; (iii) khí đá phiến, khí than và than hóa khí; (iv) giá khí công thành phố được thông qua theo cơ chế “market-net-back” - giá khí tham chiếu theo giá năng lượng thay thế và không tính với hộ dân dụng. Giá khí mới đã đảm bảo đủ chi phí cho nguồn khí nhập khẩu qua đường ống và nguồn cung nội địa trên bờ.

Từ bài học kinh nghiệm của quá trình cải cách ngành khí Trung Quốc, Việt Nam cần quan tâm đến một số vấn đề sau:

- Cần có thiết kế tổng thể: Hoàn thiện khung pháp lý song song kiện toàn cơ cấu tổ chức, trong đó quan tâm tới cơ quan chức năng giám sát thị trường;

- Đa dạng hóa danh mục nguồn cung: Đa dạng cả về sản phẩm cung và nhà cung cấp;

- Đầu tư cơ sở hạ tầng kết nối các khu vực thị trường, thiết kế mở rộng thị trường tiêu thụ khí về cả quy mô và danh mục khách hàng;

- Xây dựng cơ chế định giá khí phù hợp với điều kiện thị trường Việt Nam trong đó bảo đảm bao quát được các yếu tố cơ bản: công bằng giữa các nhóm khách hàng; đảm bảo logic kinh tế; lồng ghép chất lượng giá khí; quy định thời gian hiệu lực, biên độ giá và có xét tới yếu tố mùa vụ.

Tài liệu tham khảo

1. Xiucheng Dong, Guanglin Pi, Zhengwei Ma, Cong Dong. *The reform of the natural gas industry in the PR of China*. Renewable and sustainable energy review. 2017; 73: p. 582 - 593.
2. BP. *BP energy outlook 2035*. 2017.
3. Miranda Wainberg, Michelle Michot Foss, Gürcan Gülen, Daniel Quijano. *Current and future natural gas demand in China and India*. 2017.
4. SIA Energy. *China gas market outlook and opportunities for Japan*. 2017.
5. BP. *BP statistic review of world energy*. 2017.
6. <http://www.gasex2016.org/about.html>.
7. Michael Ratner, Gabriel M.Nelson, Susan V.Lawrence. *China's natural gas: Uncertainty for markets*. Congressional research service. May 2, 2016.
8. http://www.marcon.com/print_index.cfm?SectionListsID=30&PageID=2803.
9. Xunpeng Shi, Hari Malamakkavu Padinjare Variam. *China's gas market liberalisation: The impact on China - Australia gas trade*. 2015.
10. Aolin Hu, Qing Dong. *On natural gas pricing reform in China*. Natural gas industry B. 2015; 2(4): p. 374 - 382.
11. Konoplyanick. *Formation of gas pricing system in North-East Asia: European & US influence*. 2012.
12. Sergey Paltsev, Danwei Zhang. *Natural gas pricing reform in China: Getting closer to a market system?*. Energy policy. 2015; 86: p. 43 - 56.
13. Phan Ngọc Trung, Nguyễn Thị Thanh Lê. *Định giá khí trên thế giới và xu hướng định giá khí tại Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2017; 8: trang 41 - 50.
14. Michael Chen. *The development of Chinese gas pricing: Drivers, challenges and implications for demand*. The Oxford institute for energy studies. 2014.
15. PVN. *Báo cáo quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035*. 2017.

REFORMATION OF THE GAS INDUSTRY IN CHINA AND LESSONS DRAWN FOR VIETNAM

Nguyen Thu Ha¹, Ngo Mai Anh²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: hant@vpi.pvn.vn

Summary

During the prolonged period of low oil prices, many countries in Asia, including China, are taking advantage of this opportunity to restructure their gas industry towards liberalisation of the gas market. In China, the restructuring marked the end of the "cost plus" pricing mechanism that lasted more than 50 years in the country's gas industry. Current gas prices are indexed on the price of alternative energies and prices of natural gas are not only regulated by the government but also by supply-demand balance. However, the restructuring process has shown advantages and disadvantages in China's management and pricing mechanism. These experiences could be lessons for Vietnam in the process of implementing plans and building a roadmap towards a liberalised gas market.

Key words: Gas industry, gas market, gas pricing, China.

TIN TRONG NƯỚC

PVTEX và An Sơn ra mắt sản phẩm mới sợi AnPoly



Lễ ký biên bản bàn giao sản phẩm mới giữa PVTEX - An Sơn và Hợp đồng bao tiêu sản phẩm giữa An Sơn - Hợp Long.
Ảnh: PVN

Ngày 16/11/2018, tại Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ, Công ty CP Xơ sợi tổng hợp An Sơn và Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) đã ra mắt sản phẩm sợi AnPoly hoàn toàn mới.

Đây là sản phẩm sợi xơ dài (DTY) và là thành quả đầu tiên của quá trình cố gắng và hợp tác giữa Tập đoàn An Phát Holdings (APH)/An Sơn và PVTEX trong quá trình tái vận hành Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ. Theo kế hoạch, Nhà máy sẽ

sản xuất 400 tấn sợi AnPoly/tháng và dự kiến xuất khẩu sang thị trường Nhật Bản, Hàn Quốc, Pakistan.

Trong quá trình hợp tác, các chuyên gia của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, APH/An Sơn, đối tác Singapore và Ấn Độ đã trực tiếp đến làm việc tại Nhà máy để hỗ trợ PVTEX về quản lý vốn, kế hoạch sản xuất, bảo dưỡng và vận hành máy móc...

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đề nghị các đơn vị liên quan tiếp tục phối hợp để triển khai đúng lộ trình nâng công suất Nhà máy vào cuối năm 2018. Mục tiêu đến cuối Quý IV/2018, APH/An Sơn và PVTEX sẽ tiếp tục nâng quy mô sản xuất sợi DTY lên 10 dây chuyền, công suất đạt 700 - 750 tấn/tháng.

Minh Hồng

Nghiên cứu cơ hội đầu tư vào lĩnh vực dầu khí tại Sudan

Ngày 8/11/2018, tại Hà Nội, TS. Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp đoàn đại biểu cao cấp Đảng Quốc đại Sudan (NCP) do ông Faisal Hassan Ibrahim - Phó Chủ tịch Đảng, Trợ lý Tổng thống Sudan làm trưởng đoàn.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự hợp tác tích cực của các bộ/ngành và Công ty Dầu khí Quốc gia Sudan (Sudapet) trong việc tạo điều kiện hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tìm hiểu các cơ hội đầu tư và đánh giá tiềm năng tại một số lô dầu khí ở Sudan trong thời gian qua.

Phó Chủ tịch Đảng Quốc đại Sudan Faisal Hassan Ibrahim chia sẻ thông tin về các hoạt động dầu khí tại Sudan, đồng thời mời Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các chuyên gia



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Phó Chủ tịch Đảng Quốc đại Sudan Faisal Hassan Ibrahim. Ảnh: PVN

kỹ thuật sang Sudan để tìm hiểu khả năng tham gia và mở rộng các lô dầu khí đang khai thác ở Sudan và Nam Sudan, cũng như các lô hợp đồng mới.

TS. Đinh Văn Sơn cho biết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẵn sàng hỗ trợ, trao đổi kinh nghiệm với Sudapet thông qua các hội nghị/hội thảo kỹ thuật chuyên ngành, đồng thời sẽ

tiếp tục nghiên cứu các cơ hội đầu tư trong lĩnh vực dầu khí tại Sudan trong thời gian tới.

Hiện nay, sản lượng khai thác dầu khí của Sudan đạt 100.000 thùng/ngày. Sudan đang giúp đỡ Nam Sudan khai thác và mở rộng hoạt động dầu khí.

Tiến Đạt

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với đối tác Liên bang Nga



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft. Ảnh: PVN

Ngày 19/11/2018, tại Hà Nội, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tiếp ông Kudryashov Sergei Ivanovich - Tổng giám đốc Zarubezhneft. Hai bên đã trao đổi về kế hoạch khai thác năm 2019 của Liên doanh

Việt - Nga "Vietsovpetro"; dự báo sản lượng khai thác của Vietsovpetro trong giai đoạn 2019 - 2023; đồng thời thảo luận về các phương án để mở rộng khu vực hoạt động và nâng cao hiệu quả hoạt động của Vietsovpetro trong thời gian tới.

Cùng ngày, tiếp Đoàn đại biểu Khu tự trị Nenets (Liên bang Nga), Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cảm ơn Thống đốc Alexander Vitaliyevich Tsybulsky đã hỗ trợ Rusvietpetro triển khai dự án hiệu quả và có thể mở rộng hoạt động sang khu vực lân cận trong thời gian tới.

Đánh giá cao đóng góp của Rusvietpetro cho sự phát triển kinh tế - xã hội của Khu tự trị nói riêng và Liên bang Nga nói chung, Thống đốc Alexander Vitaliyevich Tsybulsky đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét tham gia hợp tác về nghiên cứu khoa học và đào tạo trong lĩnh vực dầu khí với Trung tâm Khoa học của Khu tự trị.

Hoàng Anh

Cầu nối giúp đẩy mạnh hợp tác dầu khí giữa Việt Nam - Angola

Ngày 14/11/2018, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Đỗ Chí Thanh đã tiếp ông Vũ Ngọc Minh - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Việt Nam tại Angola.

Song song với việc triển khai các dự án dầu khí trong nước, Tập đoàn đã và đang triển khai một số dự án tìm kiếm, khai thác dầu khí ở nước ngoài, trong đó có địa bàn châu Phi, đồng thời tìm kiếm cơ hội hợp tác với các doanh nghiệp dầu khí Angola, đặc biệt là Công ty Dầu khí Quốc gia Angola (Sonangol) trong thời gian qua.

Phó Tổng giám đốc Đỗ Chí Thanh mong muốn trên cương vị công tác mới, Đại sứ Vũ Ngọc Minh sẽ là

cầu nối giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên tăng cường hợp tác với các doanh nghiệp Angola trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác và cung cấp dịch vụ dầu khí.

Đại sứ Vũ Ngọc Minh đề nghị Tập đoàn và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) thiết lập kênh thông tin với Đại sứ quán để tìm kiếm cơ hội đầu tư vào các dự án dầu khí tại Angola. Với nhiệm vụ ngoại giao phục vụ phát triển kinh tế, Đại sứ quán cam kết sẽ là cầu nối giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đẩy mạnh hợp tác với các đối tác Angola trong thời gian tới.

Tiến Đạt

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Đại sứ Azerbaijan tại Việt Nam

Ngày 15/11/2018, tại Hà Nội, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đã tiếp ông Anar Imanov - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Azerbaijan tại Việt Nam. Hai bên trao đổi các vấn đề liên quan đến việc nhập khẩu máy móc thiết bị và nhập khẩu dầu thô Azeri của Azerbaijan sử dụng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Đại sứ Anar Imanov mong muốn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên tiếp tục mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với Công ty Dầu Quốc gia Azerbaijan (SOCAR), đặc biệt trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, đồng thời cam kết sẽ

tạo điều kiện, là cầu nối giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia vào các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Azerbaijan trong thời gian tới.

Ngay từ năm 1959, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã đến thăm cơ sở dầu khí của Azerbaijan và thiết lập mối quan hệ giữa hai nước trong lĩnh vực dầu khí. Từ đó đến nay, Azerbaijan đã đào tạo cho Việt Nam hàng nghìn cán bộ, chuyên gia về dầu khí, cung cấp cho Việt Nam nhiều thiết bị, máy móc trong ngành công nghiệp dầu khí, tạo nền tảng bước đầu để ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam phát triển.

Nguyễn Ban

PV GAS sẽ đưa dòng khí từ cụm mỏ Tuna về Việt Nam vào năm 2024

Ngày 21/11/2018, tại Indonesia, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Thập, Tổng giám đốc Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) Dương Mạnh Sơn và Tổng giám đốc Premier Oil Tuna B.V (POT) Gary Selbie đã ký Thỏa thuận chuyển nhượng Biên bản ghi nhớ về việc cung cấp khí từ cụm mỏ Tuna, Indonesia cho thị trường Việt Nam.

Kể từ ngày ký Thỏa thuận chuyển nhượng này, toàn bộ quyền lợi và trách nhiệm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với tư cách là Bên mua của MOU sẽ được chuyển sang cho PV GAS. POT được các chủ mỏ khí Tuna ủy quyền để ký kết và thực hiện các nội dung theo Thỏa thuận hợp tác với PVN và PV GAS.

PV GAS và POT sẽ bắt đầu đàm phán Thỏa thuận khung mua bán khí (HOA GSA) ngay trong tháng 1/2019 với mục tiêu hoàn thành đàm phán và ký kết HOA GSA trong Quý III/2020 và sẽ đưa dòng khí Tuna đầu tiên về



Lễ ký Thỏa thuận chuyển nhượng MOU giữa PVN, PV GAS và Premier Oil Tuna B.V. Ảnh: PV GAS

Việt Nam trong Quý III/2024 với khối lượng khí tối thiểu đạt 3,3 triệu m³ khí/ngày.

Cụm mỏ khí Tuna nằm trên vùng biển có độ sâu khoảng 110m nước thuộc Indonesia, gồm mỏ Kuda Laut và Singa Laut có trữ lượng thu hồi dự kiến trên 10 tỷ m³ khí. Việc đàm phán thành công hợp đồng mua bán khí

từ mỏ Tuna sẽ giúp PV GAS bổ sung thêm hơn 10 tỷ m³ khí vào nguồn cung khí đang suy giảm để cấp cho các hộ tiêu thụ khí tại khu vực Đông Nam Bộ kể từ năm 2024 và tạo tiền đề cho việc nhập khẩu khí bằng đường ống về Việt Nam từ các khu vực lân cận và kết nối với các nguồn khí khác trong tương lai.

Hồ Cẩm

PVOIL Lào và Shell Thái Lan ký kết hợp đồng mua bán xăng dầu

Ngày 9/11/2018, tại Tp. Hồ Chí Minh, Giám đốc PVOIL Lào Lê Trung Hưng và Giám đốc điều hành Shell Thái Lan Thada Chengkul đã ký Hợp đồng mua bán xăng dầu giai đoạn 2018 - 2021, khẳng định chiến lược đẩy mạnh hợp tác quốc tế của Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL).

Tổng giám đốc PVOIL Cao Hoài Dương khẳng định sẽ tiếp tục hỗ trợ, tạo điều kiện thuận lợi nhất để PVOIL Lào và Shell Thái Lan hợp tác toàn diện, góp phần khẳng định vị thế thương hiệu tại thị trường khu vực.

Sau 8 năm hoạt động, PVOIL Lào đã đạt tổng lợi nhuận trên 12 triệu USD và là doanh nghiệp xăng



Lễ ký Hợp đồng mua bán xăng dầu giai đoạn 2018 - 2021 giữa PVOIL Lào và Shell Thái Lan. Ảnh: PVOIL

dầu có quy mô, sản lượng tiêu thụ lớn nhất tại Lào với hệ thống phân phối gồm trên 200 đại lý, khách hàng công nghiệp. PVOIL Lào và Shell Thái Lan không chỉ hợp tác trong cung

ứng xăng dầu mà còn trao đổi thông tin về thị trường xăng dầu quốc tế, kinh nghiệm quản lý cửa hàng xăng dầu, quản lý và vận hành kho xăng dầu...

Xuân Hải

PTSC M&C trúng thầu EPCI dự án Gallaf, Qatar



PTSC M&C sẽ hoàn thành các hạng mục của Dự án Gallaf (giai đoạn 1) vào cuối năm 2020. Ảnh: PTSC

Ngày 14/11/2018, nhà điều hành NOC (đơn vị liên danh giữa Qatar Petroleum và Total), đã trao hợp đồng tổng thầu EPCIC2 cho Dự án Gallaf (giai đoạn 1) cho Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C).

Dự án Gallaf là một phần trong

kế hoạch phát triển mở rộng mỏ Al-Shaheen. Mỏ Al-Shaheen nằm ngoài khơi vùng biển Qatar, là mỏ dầu ngoài khơi lớn nhất của Qatar.

Kể từ khi tiếp quản mỏ Al-Shaheen vào tháng 7/2017, NOC đã nỗ lực tăng cường khả năng khai thác cho mỏ Al-Shaheen và bắt đầu triển

khai Dự án Gallaf từ đầu năm 2018. Dự án Gallaf theo kế hoạch phát triển sẽ gồm 8 giàn đầu giếng kết nối vào các cơ sở hiện hữu và sẽ được chia làm 3 giai đoạn: (i) 3 giàn đầu giếng (EG, FC và DC) cùng hệ thống cầu dẫn kết nối vào các cơ sở hiện có tại mỏ Al-Shaheen; (ii) 2 giàn đầu giếng (EH, CE) cùng hệ thống cầu dẫn kết nối vào các cơ sở hiện hữu; (iii) 3 giàn đầu giếng kết nối từ xa.

Phạm vi công việc của PTSC M&C cho Dự án gồm công tác thiết kế, mua sắm, chế tạo, tiến chạy thử, hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối chạy thử và hoàn thiện ngoài khơi cho 3 giàn đầu giếng (khối lượng khoảng 3.000 tấn/giàn) và 3 cầu dẫn (khối lượng khoảng 1.000 tấn/cầu dẫn). Dự kiến, PTSC M&C sẽ hoàn thiện công tác hạ thủy lắp đặt vào Quý IV/2020 và sẽ bàn giao cho NOC vào cuối năm 2020.

Hồng Minh

MVOT cung cấp FSO cho cụm mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt

Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) cho biết MVOT (công ty liên doanh giữa PTSC và MISC) đã được Idemitsu Kosan Co., Ltd. trao thầu Dự án cung cấp và cho thuê kho nổi chứa và xuất sản phẩm dầu khí (FSO) phục vụ Đề án phát triển cụm mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt (Lô 05-1b & 05-1c).

Hợp đồng cung cấp và cho thuê FSO sẽ kéo dài 7 năm cố định với tổng giá trị ước tính lên đến 176 triệu USD, ngoài ra Idemitsu có thể gia hạn thời gian Hợp đồng thêm 8 năm (tổng cộng là 15 năm).

Dự kiến FSO sẽ đón dòng condensate đầu tiên vào tháng 7/2020. Sau khi hoán cải từ 1 tàu chở dầu, FSO sẽ có sức chứa khoảng 700.000 thùng (gấp đôi so với yêu cầu sức chứa tối



FSO Orkid được PTSC vận hành xuất sắc và gia hạn hợp đồng thêm 9 năm (đến năm 2027). Ảnh: PTSC

thiểu của Idemitsu là 350.000 thùng); khả năng tiếp nhận condensate 13.000 thùng/ngày; khả năng xuất condensate lên đến 500.000 thùng/ngày. FSO được thiết kế có khu nhà ở phục vụ cho 55 cán bộ kỹ thuật và vận hành bảo dưỡng kho nổi, cùng 1 sân đỗ trực thăng theo tiêu chuẩn mới nhất CAP 437 của Vương quốc Anh, có khả năng tiếp nhận được

trực thăng Airbus H-225 hoặc tương đương.

Tham gia vào Dự án hoán cải FSO, PTSC đã cử đội ngũ chuyên gia sang Malaysia để triển khai công tác thiết kế, mua sắm, chế tạo, lắp đặt và chạy thử. Khi đi vào giai đoạn vận hành, dự kiến nhân sự PTSC đảm trách 100% khối lượng công việc.

Hồng Minh

BSR về đích trước 38 ngày kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2018



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: PVN

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết đã “về đích trước” 38 ngày kế hoạch sản xuất kinh doanh vào 17 giờ 30 phút ngày 23/11/2018.

Trong 11 tháng, BSR đã sản xuất 6,4 triệu tấn sản phẩm; đạt doanh thu trên 103 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch năm 32,9%); nộp ngân sách Nhà nước

gần 11 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch năm 31,6%). Sau 8 năm vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, BSR đã đóng góp cho ngân sách Nhà nước khoảng 7 tỷ USD, gấp 3 lần tổng mức đầu tư ban đầu.

BSR cho biết đang tiếp tục triển khai các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí, giảm giá thành sản

phẩm và đẩy nhanh việc triển khai, cập nhật thực hiện các chương trình tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh. Đặc biệt, chương trình tối ưu hóa năng lượng đạt được kết quả rất khả quan. Chỉ số năng lượng EII trung bình là 103,4% so với kế hoạch 105% ($\pm 1\%$). Tính đến thời điểm hiện tại đã có 6 giải pháp triển khai thành công giúp BSR tiết kiệm được khoảng 1,9 triệu USD/năm.

Đặc biệt, BSR tiếp tục thực hiện công tác tối ưu hóa vận hành, sản xuất xăng RON 95 nhằm tối đa hóa lợi nhuận và đáp ứng nhu cầu ngày càng cao của người tiêu dùng trong giai đoạn chuyển đổi sử dụng xăng RON 92 sang xăng sinh học E5 RON 92, đa dạng hóa chủng loại dầu thô chế biến.

Khôi Nguyên

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

Ngày 16/11/2018, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tổ chức Hội thảo đề tài cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) “Định hướng công tác tìm kiếm thăm dò khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trên cơ sở nghiên cứu tổng hợp các tài liệu cập nhật”. Nội dung thực hiện đề tài bao gồm chương trình hợp tác nghiên cứu giữa VPI và Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) về “Đánh giá tiềm năng lát cắt đồng trầm tích khu vực Bắc bể Sông Hồng”.

Tại Hội thảo, các chuyên gia của PVN, VPI và GEUS đã tập trung thảo luận về: Đặc điểm cấu - kiến tạo lát cắt đồng trầm tích khu vực Bắc bể Sông Hồng; kết quả khảo sát thực địa đảo Bạch Long Vĩ; kết quả phân tích mẫu Biomarkers giếng khoan ENRECA 3 và kết quả phân tích các

mẫu dầu mới; đặc điểm trầm tích hạt mịn trên cơ sở tích hợp các kết quả phân tích mẫu thạch học và nguồn gốc đá cát kết Oligocene khu vực Bắc bể Sông Hồng; định hướng mô hình tìm kiếm thăm dò khu vực Bắc bể Sông Hồng; các kiến nghị và định hướng công tác nghiên cứu trong thời gian tới.

Trên cơ sở tổng hợp các tài liệu địa chất, địa vật lý mới, các kết quả tìm kiếm thăm dò gần đây và kết quả của dự án ENRECA giai đoạn 3, các chuyên gia của VPI/EPC và GEUS sẽ hợp tác nghiên cứu và phân tích đặc điểm kiến tạo, môi trường trầm tích, đặc điểm địa hóa và hệ thống dầu khí của khu vực phía Bắc bể Sông Hồng, trên cơ sở đó đề xuất mô hình tìm kiếm thăm dò dầu khí mới cho khu vực này.

Yến Trang

LẮP ĐẶT TURBINE CAO ÁP VÀ TRUNG ÁP TỔ MÁY SỐ 1 NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SÔNG HẬU 1

Ngày 12/11/2018, Ban QLDA Điện lực Dầu khí Sông Hậu 1, Tổng thầu EPC - Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) và nhà thầu phụ Doosan (Hàn Quốc) đã lắp đặt thành công turbine cao áp và trung áp (HIP) của Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Turbine có trọng lượng khoảng 230 tấn, công suất 630.000kVA, do Doosan chế tạo, được nâng lên cao 20m để đặt vào đúng vị trí bằng hệ thống kích rút thủy lực của Mega Rigs Singapore.

Thúy Hằng

PV PIPE KÝ KẾT BẢN GHI NHỚ HỢP TÁC VỚI HUSTEEL

Công ty CP Sản xuất Ống thép Dầu khí Việt Nam (PV Pipe) vừa ký Bản ghi nhớ hợp tác (MOU) với Husteel - doanh nghiệp Hàn Quốc chuyên sản xuất các sản phẩm đường ống dẫn chất lỏng, khí hoặc hơi. Theo đó, PV Pipe sẽ hỗ trợ Husteel phát triển kinh doanh tại thị trường Việt Nam; Husteel sẽ hỗ trợ PV Pipe tiếp thị và xuất khẩu ống thép ra thị trường quốc tế, đặc biệt là thị trường Mỹ; tìm kiếm đối tác cung cấp thép tấm từ Hàn Quốc...

Nguyễn Hằng

TIN THẾ GIỚI

Novatek phát hiện khí và condensate tại mỏ Nyakhartinskoye

Ngày 19/11/2018, Novatek cho biết Novatek-Yurkharovneftegas sau khi thử vỉa giếng khoan thăm dò PO-1 tại mỏ Nyakhartinskoye đã thu được dòng khí thương mại từ trầm tích Cretaceous sớm với lưu lượng hỗn hợp khí condensate đạt hơn 300 nghìn m³/ngày. Mỏ Nyakhartinskoye nằm gần mỏ Yurkharovskoye của Novatek và là phát hiện quan trọng để đảm bảo duy trì sản lượng của Novatek.

Mới đây, Novatek cũng cho biết Liên doanh Yamal LNG đã hoàn thành chuyến tàu trung chuyển LNG lần đầu tiên (từ tàu sang tàu) tại khu vực gần cảng Honningsvåg ở miền Bắc Na Uy.

Tàu chở LNG Arc7 có tên "Vladimir Rusanov" đã chuyển thành công lô hàng LNG từ Nhà máy LNG Yamal tại Sabetta sang tàu "Pskov", sau đó đưa đi tiêu thụ ở Tây Bắc Âu.

Bằng phương pháp này, Novatek có thể tối ưu hóa chi phí vận chuyển và đảm bảo việc chuyển tải LNG kịp thời từ dự án Yamal LNG. Phó Chủ tịch thứ nhất của Novatek Lev Feodosyev cho biết giải pháp này sẽ được Novatek sử dụng tại các dự án chuyển tải LNG quy mô lớn ở Kamchatka và Murmansk, mở ra cơ hội xây dựng một chuỗi logistics hiệu quả cho các dự án LNG".

Hiền Trang (theo Novatek)

Lukoil khoan giếng thứ hai ở phía Đông mỏ Yuri Korchagin



Trữ lượng xác minh của mỏ Yuri Korchagin đạt 113 triệu thùng. Ảnh: Lukoil.

Lukoil cho biết đã hoàn thành việc xây dựng giếng khai thác thứ hai tại mỏ Yuri Korchagin ở biển Caspian.

Giếng được khoan theo phương nằm ngang bằng một giàn khoan tự nâng với tổng chiều sâu khoan đạt 3.736m. Lưu lượng dòng chảy ban đầu của giếng là khoảng 600 tấn dầu thô/ngày. Lukoil cũng đã bắt đầu khoan giếng khai thác thứ ba ở phía Đông mỏ Yuri Korchagin.

Lukoil áp dụng một loạt công nghệ tiên tiến để đảm bảo phát triển trữ lượng một cách hiệu quả nhất.

Đặc biệt, một hệ thống hoàn thiện điện thủy lực tĩnh thông minh được sử dụng lần đầu tiên tại giếng mới. Hệ thống này cho phép kiểm soát các van trong chế độ thời gian thực, đảm bảo dòng chảy tối ưu và hoạt động an toàn hơn.

Mỏ Yuri Korchagin là phát hiện đầu tiên của Lukoil ở phía Bắc Caspian, được đưa vào khai thác thương mại từ năm 2010. Tổng sản lượng khai thác đạt 8,6 triệu tấn dầu. Tất cả các cơ sở ngoài khơi để phát triển mỏ này đã được xây dựng ở khu vực Astrakhan.

Yến Trang (theo Lukoil)

MỸ ĐẦU TƯ 2,4 TỶ USD KHAI THÁC DẦU KHÍ TẠI GUINEA XÍCH ĐẠO



Sơ đồ các mỏ dầu và khí của Guinea Xích đạo. Nguồn: Bộ Công nghiệp, Mỏ và Năng lượng Guinea Xích đạo

Chính phủ Guinea Xích đạo cho biết đã kêu gọi thành công 2,4 tỷ USD vốn đầu tư từ các doanh nghiệp Mỹ (ExxonMobil, Kosmos Energy, Marathon Oil và Noble Energy) nhằm tăng sản lượng khai thác dầu khí của quốc gia xuất khẩu dầu thô lớn thứ 3 khu vực châu Phi.

Theo Bộ trưởng Bộ Công nghiệp Guinea Xích đạo Gabriel Obiang Lima, số vốn đầu tư trên sẽ được sử dụng để khoan và đưa vào khai thác 11 giếng dầu mới trong năm 2019.

Guinea Xích đạo là thành viên của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), có thu nhập từ xuất khẩu dầu mỏ chiếm trên 80% tổng thu ngân sách của quốc gia.

Quang Anh (TTXVN)

Total và ADNOC hợp tác thăm dò khí phi truyền thống ở Abu Dhabi



Khu vực nhượng quyền của ADNOC. Ảnh: Total

Total và Công ty Dầu Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC) đã ký thỏa thuận hợp tác khởi động chương trình thăm dò khí phi truyền thống tại thành tạo Diyah có tiềm năng cao với diện tích hơn 6.000km²

về phía Tây của khu vực nhượng quyền trên bờ của ADNOC tại Abu Dhabi.

Thỏa thuận gồm 2 giai đoạn: giai đoạn 7 năm cho các hoạt động thăm dò và thăm lượng và 40 năm cho giai đoạn phát triển và khai thác. Total sẽ điều hành giai đoạn thăm dò với 40% cổ phần và ADNOC nắm giữ 60% còn lại.

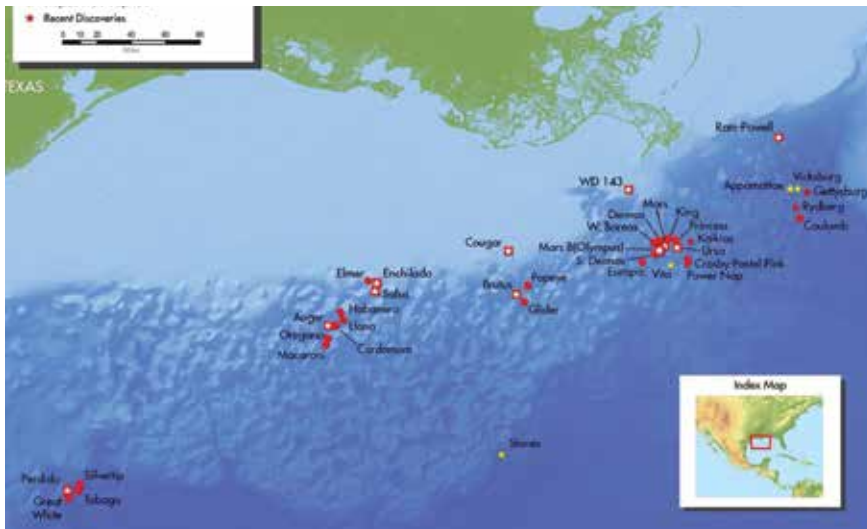
Thỏa thuận này là kết quả của sự hợp tác chặt chẽ giữa ADNOC và Total để phát triển các tiềm năng khí phi truyền thống ở Abu Dhabi. Theo đó, Total sẽ cung cấp kiến thức chuyên môn, nhân sự và kỹ thuật.

Total đã có mặt ở UAE gần 80 năm. Trong năm 2017, sản lượng của Total tại Abu Dhabi là 290.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Trong quan hệ hợp tác với ADNOC, Total nắm giữ 20% tại khu vực nhượng quyền Umm Shaif & Nasr và 5% trong khu vực nhượng quyền 40 năm Lower Zakum; 10% trong khu vực nhượng quyền trên bờ 40 năm của ADNOC; 15% trong Nhà máy chế biến khí ADNOC; 5% trong ADNOC LNG; và 24,5% ở Dolphin Energy. Ngoài ra, Total sở hữu 100% cổ phần và điều hành mỏ Abu Al Bukoosh.

Tạ Anh (theo Total)

Shell ký hợp đồng phát triển mỏ Great White với McDermott



Các dự án của Shell tại vịnh Mexico. Nguồn: nydailynews

Shell E&P vừa ký hợp đồng với McDermott International Inc. về lắp đặt hệ thống cáp ngầm và đường ống dẫn tại mỏ Great White, Lô 857, vịnh Mexico.

Great White là dự án dầu khí ở khu vực nước sâu. Phạm vi công việc bao gồm quản lý dự án và lắp đặt hệ thống đường ống dẫn dầu khí; hệ thống cáp dẫn bằng thép dài 2.000ft và 2 đường cáp điện (EFL) ở độ sâu

8.000ft nước. Việc lắp đặt ngoài khơi dự kiến hoàn thành vào giữa năm 2019.

Nhà máy sản xuất Perdido Regional Host do Shell điều hành, bắt đầu sản xuất vào năm 2011, chế biến dầu và khí từ các mỏ Silvertip, Great White và Tobago. Nhà máy Perdido có khả năng xử lý 100.000 thùng dầu và 200 triệu ft³ khí mỗi ngày.

Linh Chi (theo McDermott)

GEOPARK MUA LẠI TÀI SẢN CỦA LGI TẠI COLOMBIA VÀ CHILE



Lô Llanos 34. Nguồn: Business Wire

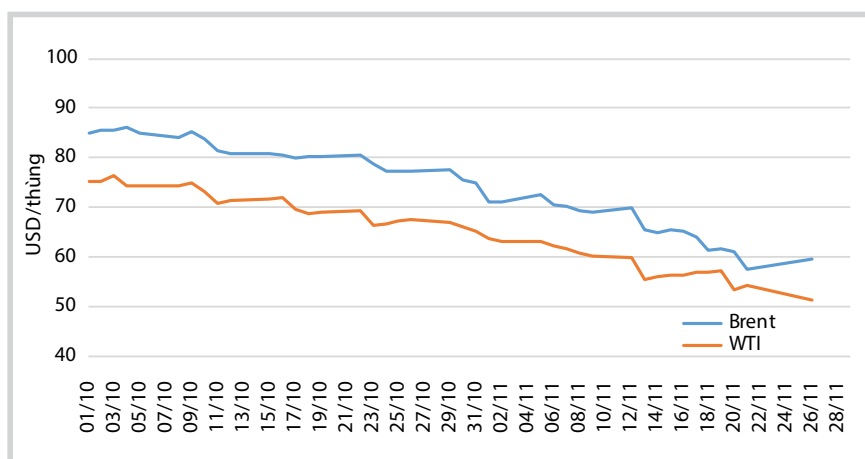
GeoPark Ltd. vừa công bố thỏa thuận mua lại cổ phần và quyền điều hành dự án của LGI International Corp. (LGI) ở Colombia và Chile.

Tài sản của LGI bao gồm nhiều lô sản xuất và dự trữ dầu khí, trong đó có Lô Llanos 34 (GeoPark điều hành, 45%) tại Colombia.

Giá trị tài sản mua lại gồm khoản thanh toán cố định 81 triệu USD, và 2 lần trả góp 15 triệu USD/lần vào tháng 6/2019 và tháng 6/2020.

Ngoài ra, GeoPark có thể sẽ trả cho LGI 3 khoản thanh toán ngẫu nhiên (5 triệu USD/khoản) trong vòng 3 năm tới, tùy thuộc vào mức sản lượng vượt kế hoạch.

Trần Anh (theo GeoPark)



Diễn biến giá dầu giao ngay tháng 10 và 11/2018. Nguồn: EIA

Cân bằng cung - cầu dầu thô

Nhu cầu dầu thô tăng mạnh, dự báo đạt 104 triệu thùng vào năm 2030, tăng từ mức 94 triệu thùng năm 2017. Trong đó, lĩnh vực hóa dầu phát triển mạnh là yếu tố chính dẫn đến tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu. Theo nghiên cứu mới đây của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), ngành công nghiệp hóa dầu sẽ chiếm hơn 1/3 mức tăng nhu cầu dầu thô trên thế giới đến năm 2030 và gần 1/2 mức tăng trưởng đến năm 2050.

Theo báo cáo mới nhất của IEA, lần đầu tiên cả cung và cầu đều vượt mức 100 triệu thùng/ngày và dự báo nhu cầu sẽ tiếp tục tăng mạnh, nên đa số các dự báo đều cho rằng giá dầu sẽ tăng trong cuối năm 2018. Bên cạnh đó, các nguồn năng lượng giá cao đang trở lại có thể đe dọa tốc

độ tăng trưởng kinh tế thế giới trong ngắn hạn, nhất là ở các thị trường mới nổi. Do đó, IEA đã hạ dự báo nhu cầu dầu năm 2019 từ 1,4 xuống còn 1,3 triệu thùng/ngày.

Theo Commerzbank, OPEC đã điều chỉnh dự báo nguồn cung năm 2019 của khối giảm 270.000 thùng/ngày còn 31,8 triệu thùng/ngày do nguồn cung từ các nước ngoài OPEC tăng mạnh. Mặc dù sản lượng của Iran và Venezuela giảm nhưng sản lượng của OPEC trong tháng 9/2018 đã tăng lên 32,8 triệu thùng/ngày, cao hơn 1 triệu thùng/ngày so với nhu cầu.

Theo Bloomberg, các nhà máy lọc dầu của Nhật Bản, Hàn Quốc đã hoãn hoặc dừng việc mua dầu thô từ Iran. Ấn Độ cho hay không có quyết định nào của Chính phủ yêu cầu các nhà máy lọc dầu hoãn việc mua dầu

của Iran và Ấn Độ có thể sử dụng đồng rupees để giải quyết các giao dịch thương mại với Iran.

Liên minh châu Âu (EU) đã đưa ra một cơ chế để có thể tiếp tục giao dịch với Iran, đặc biệt là giao dịch dầu mỏ và các sản phẩm dầu mỏ, tuy nhiên các nhà phân tích vẫn còn hoài nghi tính hiệu quả của cơ chế này. Về cơ bản, các giao dịch theo cơ chế này sẽ theo nguyên tắc trao đổi hàng hóa - cơ chế mà Liên Xô từng sử dụng trong chiến tranh lạnh. Nhưng bản chất đây vẫn là một giao dịch nên Mỹ vẫn có thể mở rộng các biện pháp cấm vận kể cả với các giao dịch đổi hàng. Theo một số quan sát viên, Iran có đủ nguồn lực để chịu được khủng hoảng do bị áp dụng các biện pháp cấm vận.

Các nhà kinh doanh dầu mỏ tham gia Hội nghị Dầu khí châu Á - Thái Bình Dương (APPEC) tại Singapore đồng loạt dự báo giá dầu sẽ tăng trong ngắn hạn. Theo dự báo, sản lượng dầu toàn cầu sẽ giảm khoảng 1,5 - 2 triệu thùng/ngày, chủ yếu là từ Iran. Bloomberg dự báo giá dầu Brent có thể tăng lên mức 100USD/thùng. Tổng giám đốc điều hành Total SA, Patrick Pouyanne cho biết giá dầu có thể đạt 100USD/thùng nhưng đây chưa phải là tín hiệu chắc chắn.

Hiện nay, Saudi Arabia đang đứng trước rủi ro khủng hoảng dự

thừa nguồn cung trong Quý IV/2018. Bên cạnh đó, giới chức Saudi Arabia lo ngại mặt trái của việc tăng sản lượng quá mức như: giá dầu giảm không kiểm soát được, doanh thu giảm dẫn đến biến động xã hội tăng. Saudi Arabia tuyên bố có thể sản xuất 12 - 12,5 triệu thùng/ngày với công suất dự phòng ít nhất là 1,5 triệu thùng/ngày. Theo Bloomberg, các bên tham dự Hội nghị APPEC không tin rằng Saudi Arabia có khả năng sản xuất trên 11 triệu thùng/ngày.

Trong phiên 26/11/2018, giá dầu thế giới tăng gần 3% sau khi giảm mạnh trong tuần trước. Tuy nhiên từ phiên ngày 27/11, giá dầu quay đầu giảm, do sự bất ổn xung quanh cuộc chiến thương mại Mỹ - Trung và các dấu hiệu cho thấy về sản lượng dầu thô toàn cầu tăng mạnh.

Sản lượng dầu thô của Mỹ đã đạt mức cao kỷ lục trong tháng này, khoảng 11,7 triệu thùng/ngày, trong đó các kho dự trữ tăng tuần thứ 9 liên tiếp.

Viện Dầu khí Mỹ (API) cho biết dự trữ dầu thô của Mỹ đã tăng khoảng 3,5 triệu thùng trong tuần tính đến 23/11/2018 lên 442,7 triệu thùng, cao hơn so với dự báo tăng 769.000 thùng mà các nhà phân tích đưa ra.

Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho biết dự trữ dầu thô của nước này đã tăng 10 tuần liên tiếp, tăng thêm 3,6 triệu thùng trong tuần kết thúc vào ngày 23/11/2018, gây lo ngại về khả năng nguồn cung dư thừa.

Tuy nhiên, giá dầu đã lấy lại đà tăng trong phiên giao dịch ngày 29/11/2018, sau khi có thông tin cho biết Liên bang Nga sẽ xem xét việc gia hạn thỏa thuận cắt giảm sản lượng với OPEC.

Chốt phiên giao dịch ngày 30/11/2018, giá dầu Brent giao

tháng 2/2019 giảm 45 cents xuống 59,46 USD/thùng; còn giá dầu chuẩn Tây Texas (WTI) giảm 52 cents (1%) xuống 50,93 USD/thùng. Hiện tượng giá dầu giảm kéo dài từ cuối tháng 11 đến đầu tháng 12/2018 được kỳ vọng sẽ kết thúc vào giữa tháng 12/2018 khi tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin và Thái tử Saudi Arabia Mohammed Bin Salman quyết định duy trì thỏa thuận cắt giảm sản lượng bên lề hội nghị G20 tại Argentina. Giá dầu được dự báo có thể tăng trở lại vào đầu năm 2019 nhưng khó đạt được mức 100 USD/thùng như các dự báo trước đó.

Đầu tư thượng nguồn toàn cầu năm 2018

Trong cuộc khảo sát tình hình đầu tư toàn cầu giữa năm của Barclays với hơn 200 công ty dầu khí cho thấy đầu tư cho lĩnh vực thăm dò - khai thác toàn cầu năm 2018 tăng 8% và có thể sẽ tiếp tục được đẩy mạnh vào năm 2019.

Trong đó, đầu tư tại khu vực Bắc Mỹ đã được điều chỉnh cao hơn 15% trong năm 2018, sau khi Occidental, Apache, Pioneer Natural Resource và một số công ty/tập đoàn dầu khí khác tăng ngân sách đầu tư. Nhiều dẫn chứng cho thấy ngân sách đầu tư điều chỉnh tăng cao là do chi phí môi trường tăng, số lượng giếng và khối lượng khoan cùng chi phí hoàn thiện giếng tăng cao...

Theo kết quả khảo sát, việc tăng đầu tư cho các hoạt động dầu khí trên đất liền của Mỹ tập trung vào: thăm dò và khai thác dầu khí phi truyền thống trong bể Permian, thăm dò khai thác khí đốt nói chung và thăm dò khai thác các chất lưu khác.

Trong cuộc khảo sát trước đó, đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn trên toàn cầu đã được Barclays điều chỉnh tăng nhẹ từ 4% lên 5%. Các



công ty dầu mỏ quốc gia đóng vai trò định hướng thị trường dầu khí, chiếm 63% tổng đầu tư toàn cầu và dự kiến tăng 9% trong năm nay, bù đắp cho sự sụt giảm nhẹ của các công ty dầu mỏ quốc tế của châu Âu (0%) và của Mỹ (-6%). Theo khu vực, châu Á và châu Úc (+15%) đang thúc đẩy tăng trưởng khu vực trong năm 2018. Sau khi tăng trưởng 13% vào năm ngoái, khu vực này dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng 2 con số trong năm nay, chủ yếu do CNOOC (+64%) và Sinopec (+58%) bù đắp cho tăng trưởng thấp hơn từ PetroChina (+5%)



Mỏ Valhall. Ảnh: Anker BP

và các công ty khác. Đầu tư tại Trung Đông dự kiến không thay đổi. Đầu tư tại Mỹ Latinh (+3%) dự kiến tăng nhẹ trong năm 2018. Sự suy giảm liên tục của PDVSA (Venezuela là -17%) có thể sẽ được bù đắp bởi sự gia tăng của Pemex (+9%) và khoản đầu tư không đổi từ Petrobras.

Đầu tư dầu khí biển trước năm 2014 chiếm khoảng 20% đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn trên toàn cầu, tiếp tục giảm hơn 11% trong năm nay sau khi giảm 19% trong năm 2017.

Theo Barclays, đầu tư cho hoạt động dầu khí biển giảm kéo dài do chu kỳ phát triển dự án ngoài khơi dài hơn (3 - 5 năm). Kỳ vọng cao hơn đối với các quyết định đầu tư cuối cùng cho các dự án ngoài khơi năm 2019 có thể làm gia tăng các hoạt động trong năm 2020.

Hoạt động M&A

PennEnergy Resources cho biết sẽ mua lại toàn bộ tài sản của Rex Energy Corp. với giá 600,5 triệu USD tiền mặt. Rex Energy đã đệ đơn phá sản và thông báo kế hoạch bán lại

quyền sở hữu chủ yếu ở bể Appalachian trong Quý II/2018. Sau khi hợp nhất, PennEnergy Resources sẽ vận hành 329 giếng khoan khai thác dầu đá phiến và kiểm soát tổng diện tích 203.500 mẫu Anh (tương đương 823.5km²), chủ yếu ở các quận Butler, Beaver và Armstrong, phía Bắc Pittsburgh thuộc tiểu bang Pennsylvania. Các chuyên gia tư vấn dầu khí thuộc Wright & Co ước tính tổng trữ lượng hợp nhất đã được xác minh là 8,5 tỷ ft³ khí tự nhiên quy đổi (tcf), trong đó 1,7 tcf được xác định là trữ lượng thương mại.



Với sản lượng 700 triệu ft³ khí tự nhiên quy đổi/ngày (MMcfed) và sản lượng ròng là 450 MMcfed, PennEnergy Resources đang đặt mục tiêu sẽ trở thành nhà sản xuất khí đốt lớn thứ 10 ở Pennsylvania. Các tài sản được PennEnergy Resources mua lại chủ yếu đều tiếp giáp với khu vực đang hoạt động của PennEnergy Resource.

TalosEnergy cho biết đã hoàn tất giao dịch mua lại Whistler Energy II LLC. Ngoài trang thiết bị và tài liệu địa chấn, các tài sản TalosEnergy mua lại còn có 100% tỷ lệ tham gia sở hữu và điều hành hoạt động thăm dò khai thác cùng thiết bị có khả năng vận hành tại 3 lô dầu khí ở vịnh Mexico

là Green Canyon Lô 18, GC Lô 60 và Ewing Bank Lô 988 - được gọi chung là mỏ GC 18 với diện tích 16.494 mẫu Anh và một giàn khai thác cố định tại Green Canyon Lô 18, hoạt động ở độ sâu 750ft nước.

Mỏ GC 18 ban đầu được phát triển bởi ExxonMobil và bán cho Whistler vào năm 2012. Đến nay, tổng sản lượng khai thác của mỏ đạt trên 117 triệu thùng dầu quy đổi.

CNOOC có kế hoạch bán cổ phần trong các dự án sản xuất dầu khí và không tiếp tục đầu tư thăm dò mới ở vịnh Mexico. Nguồn tin cho biết Nexen, đơn vị thành viên của CNOOC, có kế hoạch rút khỏi vịnh Mexico trong

bối cảnh thương mại giữa Washington và Bắc Kinh ngày càng căng thẳng.

Delek (Israel), Noble và East Gas Co. (Ai Cập) có kế hoạch mua 1 đường ống thuộc sở hữu của East Mediterranean Gas (EMG) để tiếp tục xuất khẩu khí tự nhiên từ Israel sang Ai Cập. Delek, Noble đã hợp tác phát triển các mỏ khí lớn nhất của Israel và mỗi bên sẽ đầu tư 185 triệu USD, còn East Gas Co. sẽ đầu tư 148 triệu USD cho thương vụ này.

Shell dự định bán 22,5% cổ phần của mình tại mỏ Caesar Tonga ở vịnh Mexico với giá 1,3 tỷ USD để chi trả các khoản nợ sau khi mua lại BG. Các



Nhà máy lọc dầu lớn nhất của Mỹ ở Port Arthur, Texas.
Nguồn: GulfTommorrow

đối tác của Shell là Anadarko, Equinor và Chevron nắm giữ số cổ phần còn lại trong mỏ này.

Baker Hughes sẽ mua 5% cổ phần của Emirati Adnoc với giá 550 triệu USD. Đây là lần đầu tiên Emirati Adnoc bán cổ phần trực tiếp cho một doanh nghiệp nước ngoài.

Columbus Resources đã mua lại Steeldrum, đơn vị giành quyền phát triển 2 mỏ dầu ở Trinidad với tổng sản lượng 250.000 thùng/ngày. Việc mua lại tài sản này là một phần trong kế hoạch mở rộng của Columbus Resources tại Trinidad, khu vực sản xuất và khai thác dầu khí lớn nhất ở Caribe.

Hibiscus (Malaysia) đã mua 50% cổ phần tại 2 lô dầu khí thuộc Biển Bắc với giá 37,5 triệu USD. Cả 2 lô đều có các phát hiện dầu khí song chưa được phát triển khai thác.

Adnoc đã trao thầu hợp đồng kỹ thuật, mua sắm và xây dựng giá trị 860 triệu USD cho consortium giữa Tecnicas Reunidas (Tây Ban Nha) và Target Engineering Construction Co. trong giai đoạn 2 của dự án mở rộng và phát triển khí tích hợp. Giai đoạn này Adnoc sẽ bổ sung thêm 245 triệu ft³ khí/ngày vào sản lượng 1,4 tỷ ft³ khí hiện nay để đưa đi chế biến tại Nhà máy xử lý khí Habshan.

Pakistan và Liên bang Nga đã ký thỏa thuận xây dựng đường ống dẫn khí ngoài khơi có tổng mức đầu tư 10 tỷ USD. Gazprom chưa tiến hành nghiên cứu tính khả thi của dự án song Thỏa thuận này chắc chắn sẽ được thực hiện trong bối cảnh Liên bang Nga đang tìm cách khai thác thị trường khí đang phát triển của Pakistan.

Total và Sonatrach đã ký thỏa thuận hợp tác phát triển mỏ khí Erg Issouane, trong đó Total được yêu cầu đầu tư 400 triệu USD. Hai bên sẽ thành lập một liên doanh để xây dựng và vận hành tổ hợp hóa dầu ở Tây Algeria. Algeria là nước sản xuất và xuất khẩu khí đốt lớn cung cấp cho thị trường châu Âu.

Equinor (Na Uy) đã cắt giảm đầu tư các dự án ngoài khơi ở nước ngoài lên tới 3,62 tỷ USD. Equinor đã giảm chi phí bằng các giải pháp nâng cao hiệu quả công tác khoan.

Văn phòng kiểm soát tài sản nước ngoài của Mỹ đã cấp cho BP và Serica Energy giấy phép để tiếp tục vận hành mỏ khí Rhum ở Biển Bắc. Mỏ khí này có 50% cổ phần thuộc sở hữu của Iran. Giấy phép cho phép BP và Serica hoàn tất thỏa thuận bán cổ

phần của BP tại Rhum cho công ty dầu khí của Anh.

Aramco và Total đã ký hợp đồng hợp tác xây dựng tổ hợp hóa dầu ở Saudi Arabia với chi phí 5 tỷ USD. Nhà máy sẽ được trang bị tổ hợp phân tách ethylene với công suất 1,5 triệu tấn/năm và sẽ cung cấp cho thị trường châu Á đang tăng trưởng nhanh.

BP mở cửa cho các dự án có chi phí cao cho thấy kỳ vọng về giá dầu sẽ tăng. Giám đốc điều hành Bob Dudley cho biết BP đang xây dựng kế hoạch đầu tư dựa trên mức giá dầu 60 - 65 USD/thùng.

Sinopec (Trung Quốc) có kế hoạch xây dựng 1 nhà máy chế biến bitum và 1 tổ hợp hóa dầu ở Alberta trị giá 6,56 tỷ USD. Nhà máy có công suất xử lý 167.000 thùng bitum pha loãng/ngày để sản xuất các dẫn xuất như: xăng, nhiên liệu máy bay phản lực và dầu diesel đến các hóa chất cơ bản.

Chevron đang tìm cách xây dựng hoặc mua lại nhà máy lọc dầu tại khu vực vùng Vịnh (Mỹ) để xử lý toàn bộ sản lượng dầu khai thác được từ bể Permian. Chevron đã tham gia vào hoạt động hạ nguồn ở Mississippi vì vậy muốn có thêm 1 nhà máy lọc dầu tại Houston Ship Channel. Kế hoạch này sẽ khuyến khích phát triển ngành dầu khí phiến sét ở bang Texas, đặc biệt là phát triển các nhà máy lọc dầu ngọt trong khu vực này.

Trần Ngọc Toàn¹, Trần Linh Chi²

¹Đại học Duy Tân Đà Nẵng

²Viện Dầu khí Việt Nam

TỐI ƯU HÓA THIẾT KẾ GIẾNG KHOAN TẠI MỎ SƯ TỬ VÀNG VÀ SƯ TỬ NÂU NHẪM TIẾT KIỆM CHI PHÍ

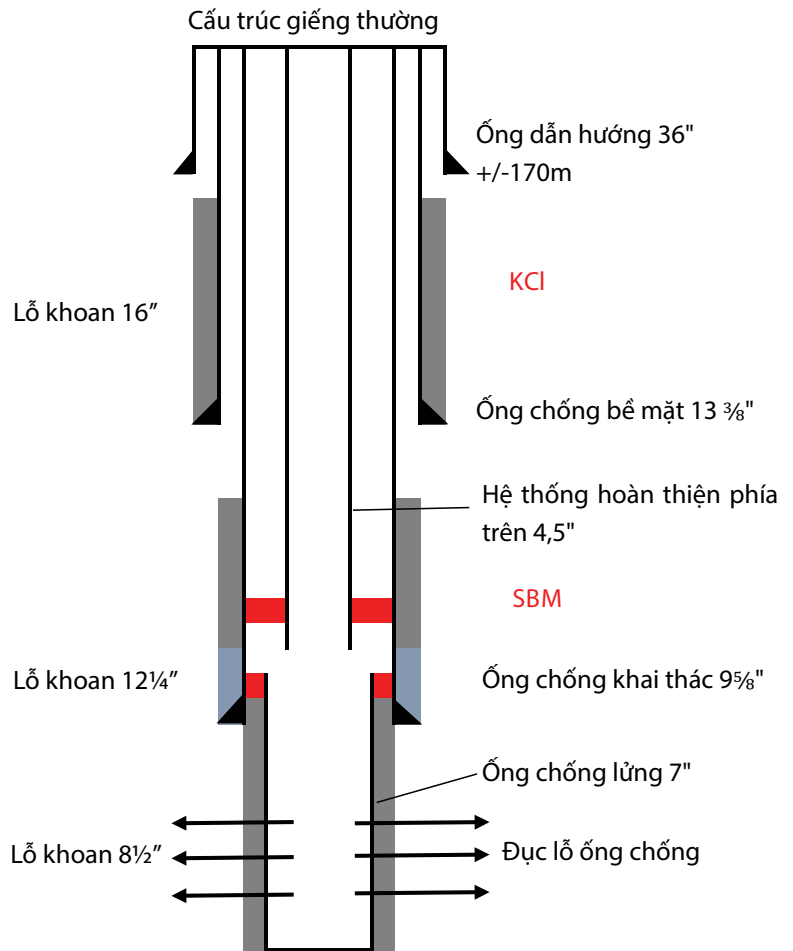
Khác với mỏ Sư Tử Đen, mỏ Sư Tử Nâu và Sư Tử Vàng Đông Bắc chưa có hệ thống dung dịch trong các vỉa sản phẩm nằm trong tầng đá trầm tích (RDIF - Reservoir drill in fluid) dẫn đến việc thiết kế theo phương pháp thông thường cho 2 giếng phát triển SNS-5AP và SVNE-3XP không tối ưu. Phương pháp thiết kế thông thường cho mỏ Sư Tử Nâu và Sư Tử Vàng clastic gồm: cột ống dẫn hướng dài 36" đã được đóng sẵn; khoan công đoạn 16" hole, chống và bơm trám xi măng cho cột ống bề mặt 13³/₈"; khoan công đoạn 12¹/₄" hole, chống và bơm trám xi măng cho cột ống chống khai thác 9⁵/₈"; tiếp tục khoan thân giếng trần 8¹/₂" trong toàn bộ chiều dài vỉa sản phẩm; tiến hành thả và bơm trám xi măng cho ống chống lửng 7"; đục lỗ ống chống lửng 7"; lắp đặt hệ thống hoàn thiện phía trên 4¹/₂" (Hình 1).

Do vậy, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cửu Long JOC) đã đề xuất phương án thiết kế tối ưu cho giếng SNS-5AP và SVNE-3XP gồm: cột ống dẫn hướng dài 36" đã được đóng sẵn; cột ống chống bề mặt 13³/₈"; cột ống chống khai thác 9⁵/₈"; hệ thống hoàn thiện phía trên 4¹/₂" (Hình 2).

Theo thiết kế mới, hoạt động thi công giếng khoan chỉ gồm 3 giai đoạn chính sau:

- Tiến hành khoan đoạn đường kính thân giếng 16" tới đỉnh của lớp sét Bạch Hồ, thả hệ thống ống chống bề mặt đường kính 13³/₈" và bơm trám xi măng.

- Tiếp tục khoan đoạn đường kính thân giếng 12¹/₄" tới chiều sâu mục tiêu của giếng khoan, đảm bảo giếng khoan đi đúng quỹ đạo đã được thiết kế nhằm đạt được các mục tiêu khai thác. Tiến hành đo địa vật lý giếng khoan để thu



Hình 1. Thiết kế thông thường áp dụng cho giếng khai thác trong đá trầm tích mỏ Sư Tử Nâu, Sư Tử Vàng

thập thêm các thông tin địa chất của vỉa sản phẩm, sau đó thả cột ống chống khai thác 9⁵/₈" và bơm trám xi măng.

- Bắn mở các vỉa sản phẩm và lắp đặt bộ hoàn thiện phía trên 4¹/₂" tubing.

So với thiết kế thông thường, phương pháp tối ưu hóa thiết kế giếng khoan sẽ:

- Giảm số lượng các ống chống từ 4 cấp xuống còn 3 cấp và giảm thêm 1 cấp đường kính lỗ khoan.

- Loại bỏ cột ống chống lửng, tiết kiệm được chi phí của hệ thống

treo ống chống lửng trong lòng giếng.

- Tiết giảm chi phí thuê thiết bị từ các nhà thầu cung cấp dịch vụ khoan và hoàn thiện giếng (thiết bị thả ống chống lửng 7", hệ thống chân đế ống chống lửng và các thiết bị phục vụ cho công tác bơm trám xi măng, thiết bị kéo, thả và lắp đặt bộ hoàn thiện phía dưới...), tiết kiệm chi phí hóa phẩm và dung dịch khoan. Tiết giảm chi phí thuê thiết bị khoan định hướng cho lỗ khoan có đường kính 8¹/₂" và 6".

- Loại bỏ hệ thống hoàn thiện phía dưới. Tiết giảm chi phí cho

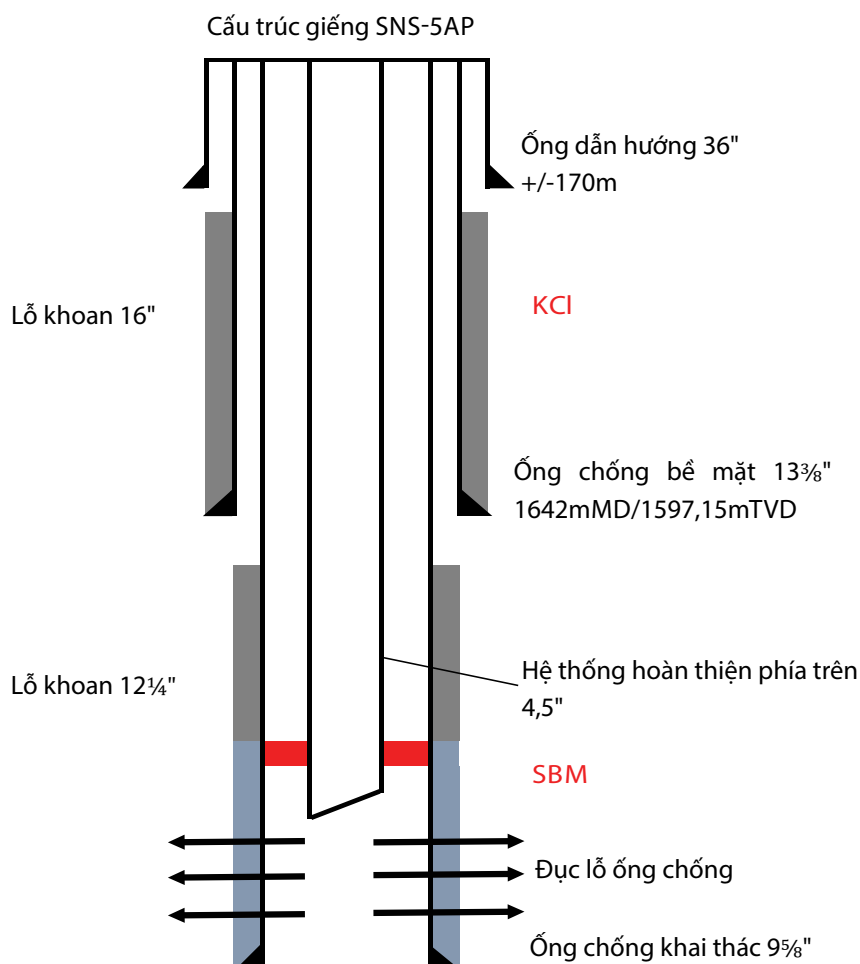
màng lọc cát của hệ thống hoàn thiện dưới.

Sau khi đưa ra cấu trúc tối ưu của giếng khoan, Cửu Long JOC đã tính toán để lựa chọn điểm đặt chân đế ống chống đường kính 13³/₈"; sử dụng phần mềm "Stress Check" để thiết kế ống chống bề mặt, đường kính 13³/₈" và ống chống khai thác, đường kính 9⁵/₈"; sử dụng phần mềm Wellplan để tính toán mô phỏng tải trọng và áp suất trong quá trình thi công giếng; thiết kế bộ hoàn thiện phía dưới.

Về mặt lựa chọn thiết bị hoàn thiện giếng, Cửu Long JOC đã hợp tác với GMI để nghiên cứu đánh giá khả năng sinh cát trong suốt quá trình khai thác của giếng. Kết quả nghiên cứu cho thấy không cần sử dụng màng lọc cát trong hệ thống hoàn thiện giếng SNS-5AP.

Việc trám xi măng cột ống chống khai thác và chỉ đục lỗ những đoạn vỉa chứa dầu giúp cô lập, cách biệt các vỉa này với lớp vỉa chứa nước, làm giảm khả năng nước vỉa xâm nhập vào trong giếng, làm tăng hệ số thu hồi dầu. Bên cạnh đó, giếng có thể khai thác cùng một lúc nhiều vỉa khác nhau như C30 và D20 của giếng SVNE-3XP.

Áp dụng cấu trúc giếng khoan thiết kế tối ưu vào các giếng mỏ Sư Tử Nâu và Sư Tử Vàng đã giúp rút ngắn thời gian thi công. Tổng thời gian thi công thực tế cho giếng khoan được thiết kế tối ưu SNS-5AP



Hình 2. Cấu trúc của 2 giếng khai thác trong đá trầm tích SNS-5AP và SVNE-3XP

là 28,6 ngày trong khi thời gian thi công cho giếng khoan được thiết kế thông thường ước tính lên tới 40 ngày. Như vậy, thời gian thi công của giếng theo thiết kế tối ưu được rút ngắn 11,4 ngày so với thi công theo thiết kế thông thường, giúp tiết kiệm chi phí thi công giếng khoan tới 4,34 triệu USD.

Giải pháp "Tối ưu hóa thiết kế giếng khoan tại mỏ Sư Tử Vàng, Sư

Tử Nâu của Cửu Long JOC nhằm tiết kiệm chi phí" được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đã được áp dụng thành công cho các giếng tại mỏ Sư Tử Nâu, Sư Tử Vàng Đông Bắc và có thể áp dụng cho các giếng/mỏ khác trong tương lai để rút ngắn thời gian thi công, giảm chi phí cho các dịch vụ khoan và hoàn thiện giếng.

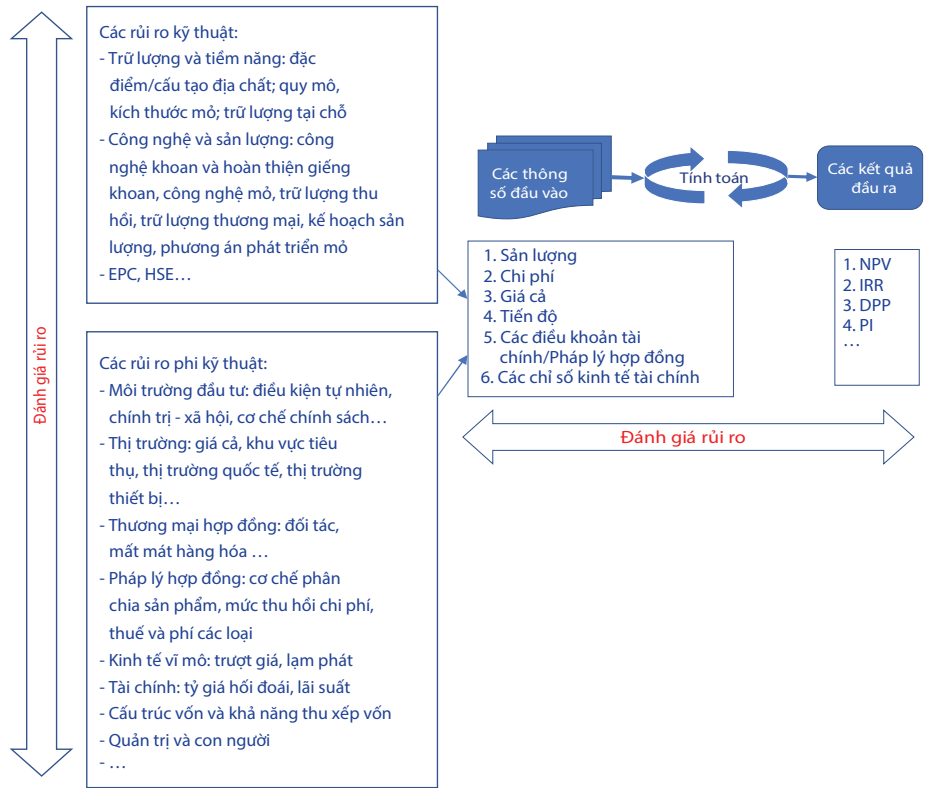
Lương Văn Sinh (giới thiệu)

XÂY DỰNG QUY TRÌNH ĐÁNH GIÁ RỦI RO DỰ ÁN TÌM KIẾM THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Đặc thù của dự án đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là có tính rủi ro cao, việc quản lý, kiểm soát rủi ro trong quá trình hình thành và phát triển dự án là rất cần thiết. Trên cơ sở đó, Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (EMC) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện đề tài “Xây dựng quy trình đánh giá rủi ro dự án tìm kiếm thăm dò khai thác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)”. Kết quả nghiên cứu là cơ sở khoa học và thực tiễn cho công tác quản lý đầu tư, quản lý vận hành và quản lý sự thay đổi các dự án tìm kiếm, thăm dò khai thác của PVN và các đơn vị thành viên.

Nhóm tác giả đã làm rõ đặc điểm của từng giai đoạn trong chuỗi giá trị thượng nguồn từ điều tra cơ bản, tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng, phát triển, khai thác đến thu dọn mỏ. Theo đó, rủi ro có tính thời điểm; có sự thay đổi về khả năng, mức độ tác động qua mỗi thời điểm, giai đoạn của dự án. Nhóm tác giả đã phân loại 17 nhóm rủi ro, trong đó xác định nguồn gốc, nguyên nhân rủi ro. Đây là kết quả quan trọng, thống nhất ngôn ngữ rủi ro và là nội dung cốt lõi của quy trình đánh giá rủi ro dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí.

Về phương pháp đánh giá rủi ro (ĐGRR), nhóm tác giả đã giới thiệu các phương pháp định tính, bán định tính/định lượng, định lượng (gồm nhóm phương pháp xác định và nhóm phương pháp xác suất), phân



Trình tự đánh giá kinh tế rủi ro dự án thăm dò khai thác

tích ưu nhược điểm, trường hợp áp dụng và trình tự thực hiện. Đặc biệt, do yêu cầu phải phản ánh đầy đủ đặc thù rủi ro của dự án tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí nên việc lựa chọn phương pháp luận đánh giá kinh tế rủi ro cho tổng thể dự án là rất quan trọng. Lựa chọn phương pháp này hay phương pháp khác là sự khác biệt/thay đổi về tư duy, cách thức thực hiện và quản trị rủi ro của dự án. Việc lựa chọn phương pháp đánh giá rủi ro sẽ tùy thuộc vào thời điểm đánh giá rủi ro, tính chất/đặc điểm của dự án, mức độ tin cậy của cơ sở dữ liệu, loại hình công cụ phần mềm hỗ trợ và nhân sự thực hiện. Đối với dự án mà các thông tin có tính phỏng đoán cao, nên xem xét sử dụng nhóm phương pháp xác suất (mô phỏng Monte Carlo) để đánh giá rủi ro, mô hình hóa rủi ro, có sự tương quan chặt chẽ của các rủi ro kỹ thuật - phi kỹ thuật, cũng như nhận thấy được cả xu

hướng biến động tích cực lẫn tiêu cực của dự án.

Bên cạnh đó, nhóm tác giả đã xây dựng quy trình đánh giá rủi ro theo chuẩn mực quốc tế dựa trên cơ cấu tổ chức hiện tại của PVN và trong trường hợp PVN triển khai quản trị rủi ro doanh nghiệp (ERM). Quy trình đã làm rõ thời điểm, tần suất, mức độ đánh giá rủi ro nhanh và toàn diện; phân định vai trò, trách nhiệm và cơ chế phối hợp của các bộ phận và các cấp quản lý liên quan. Quy trình cũng gồm các chỉ dẫn, hướng dẫn cụ thể về nội dung, phương pháp, tiêu chí đánh giá phân biệt theo từng loại hình dự án tìm kiếm thăm dò thăm lượng, phát triển khai thác trong nước và ở nước ngoài với danh sách rủi ro trọng yếu tương ứng, theo từng rủi ro chuyên đề, rủi ro tổng thể dự án.

Nguyễn Thị Thanh Lê (giới thiệu)