

# Dầu Khí



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

■ SỐ 1 - 2019

ISSN-0866-854X



*Xuân Kỷ Hợi*  
**2019**





**BINHSON**



REFINING AND PETROCHEMICAL

*Chúc mừng năm mới*  
**2019**



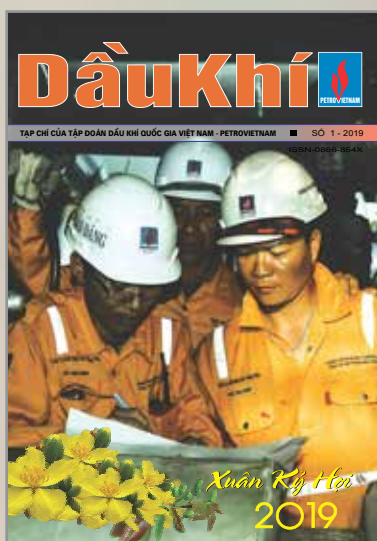
**CÔNG TY CỔ PHẦN LỌC HÓA DẦU BÌNH SƠN**

Trụ sở chính: 208 Hùng Vương, thành phố Quảng Ngãi, tỉnh Quảng Ngãi

Điện thoại: (84-255) 3825 825 - Fax: (84-255) 3825 826

Website: [www.bsr.com.vn](http://www.bsr.com.vn)





#### **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: Các cán bộ, kỹ sư Công ty Chế biến khí Vũng Tàu tiến hành bảo dưỡng sửa chữa Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: PV GAS

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC:  
DẦU KHÍ PHẢI TRỞ LẠI LÀ ĐỘNG LỰC PHÁT TRIỂN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc thăm hỏi các chuyên gia, kỹ sư làm việc tại Liên hợp tác Liên hiệp các Hội Dầu khí Việt Nam.

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2018 và triển khai nhiệm vụ năm 2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, sau bước thăng trầm phải trở lại là động lực phát triển: "Hãy khát vọng, tái khẳng định mạnh mẽ vị trí, vai trò của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng Tổ quốc".

**K**hông dừng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là "mảnh đất" trọng tâm của Tập đoàn nhà nước, Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh động lực quan trọng của PVI cho quốc tế dân sinh, nộp ngân sách Nhà nước, cùng như trong công tác đối ngoại, quốc phòng an ninh, đặc biệt chuỗi sản phẩm dầu khí góp phần vào việc tự chủ kinh tế...

Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao PVI đã nỗ lực, nỗ lực, nỗ lực và vươn lên, vượt qua khó khăn để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ năm 2018 (đặc biệt là chỉ tiêu giá tăng trở lại, sản lượng khai thác dầu khí và các chỉ tiêu tài chính), góp phần quan trọng vào sự phát triển của đất nước.

Thủ tướng Chính phủ cũng đề nghị PVI đã ý thức trách nhiệm của mình, đoàn kết, thống nhất, chủ động triển khai công việc, cơ bản hoàn thành công tác cấp ủy, chính quyền bộ máy Công ty mẹ, là doanh nghiệp nhà nước đầu tiên hợp nhất các ban của Đảng, đoàn thể về cơ quan chuyên môn có nhiệm vụ tương đồng, xây dựng, ban hành Cẩm nang Văn hóa Dầu khí, quy tắc đạo đức nghề nghiệp của các bộ phận đơn vị; cố gắng hoàn thiện và chuyển đổi thành công 3 đơn vị (BSC, PVIOL, PV Power) sang mô hình công ty cổ phần, tổ chức thực hiện các quyết định của Thủ tướng Chính phủ về phát triển phòng an, cơ sở phân hóa, hoàn thành bản đồ địa chất và phân bổ địa sản công chúng, bản đồ phân bổ người lao động theo kế hoạch 5 năm và kế hoạch, trong đó tháng đầu tiên triển khai gần 7,5 nghìn nhân viên.

12

CHỦ TỊCH QUỐC HỘI NGUYỄN THỊ KIM NGÂN:  
CƠ CHẾ CHO DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH



CHỦ TỊCH QUỐC HỘI NGUYỄN THỊ KIM NGÂN: CƠ CHẾ CHO DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH

Nhấn mạnh dầu khí là ngành kinh tế quan trọng của đất nước và gắn với công tác bảo vệ chủ quyền biển đảo, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định: "Đảng, Nhà nước luôn đánh giá cao vị trí, vai trò quan trọng của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc".

Ngày 17/1/2019, tại trụ sở Quốc hội, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã làm việc với lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để nghe báo cáo về việc thực hiện nhiệm vụ năm 2018 và kế hoạch năm 2019; ghi nhận các khó khăn, vướng mắc về cơ chế, chính sách mà PVI đã và đang gặp phải trong quá trình triển khai thực hiện các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước giao.

Tổng giám đốc PVI Nguyễn Vũ Trường Sơn đã báo cáo Chủ tịch Quốc hội các khó khăn, thách thức liên quan đến việc thực hiện các mục tiêu chính lược theo Nghị quyết 41-NQ/TVQ ngày 3/7/2015 của Bộ Chính trị, về thực hiện Luật Dầu khí và các văn bản hướng dẫn, cũng như đề xuất tư vấn nước ngoài; tiến độ triển khai các dự án trọng điểm và ý kiến đề xuất điều chỉnh pháp luật.

Tên cơ sở đó, PVI kiến nghị Quốc hội, Ủy ban Thường vụ Quốc hội xem xét hoàn chỉnh Luật Dầu khí, xem xét đồng ý các luật liên quan để có quy định thống nhất, tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của doanh nghiệp nhà nước để phát triển, Tập đoàn đã "thông suốt" được vị trí, vai trò của mình và có đóng góp "cải tiến". Trong điều kiện đặc biệt khó khăn, tình cảm, tâm tư của người lao động bị đau đớn, nặng nề, Tập đoàn đã đoàn kết, thực hiện thống nhất kế hoạch năm 2018. Sản lượng khai thác dầu khí vượt kế hoạch đề ra, nộp ngân sách Nhà nước vượt 64,3% so với kế hoạch năm, tăng 24% so với năm 2017.

Chủ tịch Quốc hội đánh giá cao "PVI đã thực hiện đúng các chỉ đạo của Đảng và Nhà nước, nỗ lực, nỗ lực, nỗ lực và vươn lên, vượt qua khó khăn để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ năm 2018 (đặc biệt là chỉ tiêu giá tăng trở lại, sản lượng khai thác dầu khí và các chỉ tiêu tài chính), góp phần quan trọng vào sự phát triển của đất nước".

Chủ tịch Quốc hội khẳng định: "Các hoàn thành của các chỉ tiêu quan trọng của Tập đoàn đã

12

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

**23.** Tối ưu hóa vận hành sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh tại các nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

- 29.** Nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng và dự báo quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong giếng khai thác ở mỏ khí condensate
- 41.** Nghiên cứu sinh địa tầng và nhận định về tập trầm tích BH.5.2 ở khu vực trung Tây Bạch Hổ, bể Cửu Long
- 50.** Thiết kế tối ưu hóa bộ khoan cụ mở rộng thành giếng trong quá trình khoan cho giếng khoan mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

**58.** Nghiên cứu, hoàn thiện công nghệ và quy trình chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm đạt tiêu chuẩn chất lượng quốc tế





**66.** Quản trị rủi ro trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí: Một số phân tích và đề xuất

## TÌEƯ ĐIỂM

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc:  
Dầu khí phải trở lại là động lực phát triển .....7

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân:  
Cơ chế cho dầu khí tiếp tục phát triển ổn định ..... 12

Petrovietnam: Vượt "sóng cả", vững tay chèo ..... **14**

Tải cơ cấu toàn diện đến năm 2025:  
Petrovietnam thổi luồng sinh khí mới! ..... **20**

## QUYẾT TÂM CAO - GIẢI PHÁP HAY - VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Vietsovpetro tăng cường công tác tân thăm dò .....74

PVEP tối ưu hóa chi phí, quản lý an toàn mỏ .....76

PV GAS đảm bảo tiến độ các dự án khí trong điểm ..... **78**

BSR tăng trưởng mạnh nhờ “cú hích” cổ phần hóa ..... 80

PVOIL đặt mục tiêu chiếm 35%

thị phần bán lẻ xăng dầu trong nước .....	<b>02</b>
-------------------------------------------	-----------

PV Power tăng trưởng mạnh sau cơ phân hoá ..... **04**

PISC xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài ..... **00**

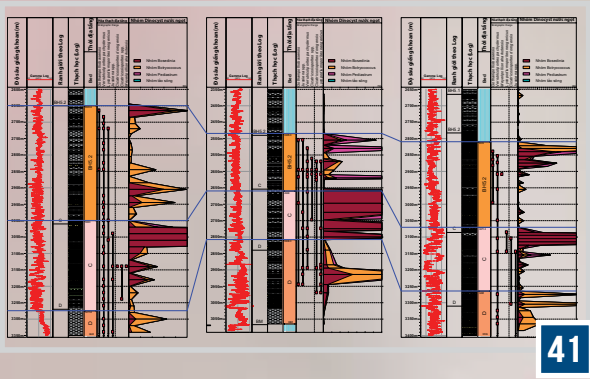
VPI mô rộng phạm vi cung cấp dịch vụ .....00

PVFCCo vượt kế hoạch lợi nhuận  
dù đối diện với thách thức "kép" ..... 90





# CONTENTS



## FOCUS

- 7. PM Nguyen Xuan Phuc: Oil and gas must be driving force again for development
- 12. National Assembly Chairwoman Nguyen Thi Kim Ngan: Mechanism for petroleum sector to continue stable development
- 14. Petrovietnam firmly rowing through stormy waves
- 20. Comprehensive restructuring until 2025: Petrovietnam gets new vitality!

## SCIENTIFIC RESEARCH

- 23. Optimising production operations, improving production and business efficiency in petroleum processing plants of Vietnam Oil and Gas Group
- 29. Research and evaluation of impact factors and forecast of liquid loading process in production wells of gas condensate fields
- 41. Biostratigraphic study and considerations for BH5.2 sequence in west Bach Ho trough, Cuu Long basin
- 50. Optimised under-reamer string design for the wells in Hai Thach field, Nam Con Son basin
- 58. Research and finalisation of technology and procedure for anufacturing sacrificial anode meeting international quality standard
- 66. Risk management in petroleum exploration and production: Some analyses and recommendations

## HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME

- 74. Vietsovpetro to enhance exhaustive exploration
- 76. PVEP optimises costs, managing fields with safety
- 78. PV GAS ensures implementation progress of key gas projects
- 80. BSR grows robustly thanks to equitisation
- 82. PVOIL aims for 35% of domestic retail market share of petroleum products
- 84. PV Power's strong growth after equitisation
- 86. PTSC exports oil and gas services to other countries
- 88. VPI extends its scope of service delivery abroad
- 90. PVFCCo surpasses its profit plan inspite of "double" challenge





**TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM**



*Hà Nội, ngày 01 tháng 01 năm 2019*

## **THƯ CHÚC MỪNG NĂM MỚI**

***Thân gửi: Cán bộ, công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam!***

Nhân dịp đất nước, dân tộc vui đón một mùa xuân mới - Xuân Kỷ Hợi 2019, thay mặt Đảng ủy, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin bày tỏ sự cảm ơn sâu sắc và xin gửi những lời chúc mừng tốt đẹp nhất đến toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên - những người lao động Dầu khí qua các thời kỳ đã và đang hết lòng cống hiến sức lực, đóng góp trí tuệ trên những dự án, công trình ở khắp mọi miền Tổ quốc và ở nước ngoài.

Tập đoàn chúng ta đã vượt qua năm 2018 bằng bản lĩnh và trí tuệ người Dầu khí. Trí tuệ và bản lĩnh đó đã giúp cho chúng ta có nhận thức đúng và hành động quyết liệt. Điều đó được minh chứng bằng kết quả của toàn Tập đoàn trong năm 2018 trên tất cả các khâu sản xuất và các lĩnh vực kinh doanh của Tập đoàn. Những đóng góp của trên sáu vạn cán bộ, người lao động toàn Tập đoàn vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc trong năm 2018 là rất đáng trân trọng. Chúng ta - những người Dầu khí có quyền tự hào về điều đó.

Bước sang năm mới 2019, bên cạnh những thuận lợi cơ bản, chắc chắn chúng ta còn phải đối mặt rất nhiều khó khăn, thách thức - cũ có, mới có; có việc đã dự tính được, có việc chưa dự tính hết. Nhưng chắc chắn rằng Đảng, Nhà nước vẫn sẽ luôn quan tâm đến ngành Dầu khí và người Dầu khí chân chính. Với ý chí quyết tâm của những người “đi tìm lửa”, Tập đoàn Dầu khí sẽ tiếp tục hoàn thành nhiệm vụ năm 2019.

Mừng Xuân dân tộc, mừng Đảng quang vinh, xin chúc toàn thể cán bộ, đảng viên và người lao động đã và đang công tác trong ngành Dầu khí cùng gia đình năm mới sức khỏe, an lành, hạnh phúc và gặt hái nhiều thành công!

Chúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục lập nên những thành tích mới, xứng đáng với niềm tin và kỳ vọng của Đảng, Nhà nước và nhân dân.

***Chào thân ái!***



**Trần Sỹ Thanh**

Ủy viên BCH Trung ương Đảng,  
Phó Trưởng ban Kinh tế Trung ương  
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên  
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam



# Mừng Xuân Kỷ Hợi

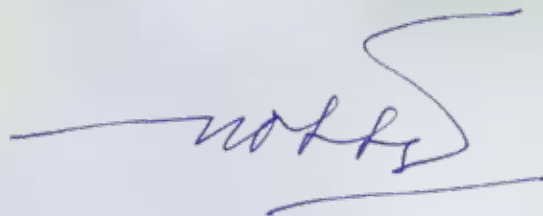
**T**ại Hội nghị tổng kết công tác năm 2018 và triển khai nhiệm vụ năm 2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định: “Ở đâu có dầu khí, ở đó có khởi sắc” và yêu cầu phải khát vọng một tương lai hùng cường trở lại với ngành Dầu khí Việt Nam. “Ngành Dầu khí Việt Nam, sau bước thăng trầm phải trở lại là động lực phát triển. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hãy khát vọng, tái khẳng định mạnh mẽ vị trí, vai trò của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng Tổ quốc”.

Trong năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối diện với thách thức rất lớn khi giá dầu được dự báo sẽ diễn biến rất phức tạp, các mỏ dầu khí chủ lực suy giảm sản lượng khai thác, điều kiện triển khai các dự án dầu khí ở trong nước ngày càng khó khăn, sức ép thu xếp vốn đầu tư rất lớn... Đặc biệt, gia tăng trữ lượng dầu khí - chỉ tiêu quyết định sự phát triển bền vững của ngành Dầu khí Việt Nam - trong 3 năm gần đây giảm xuống mức báo động do còn vướng cơ chế, thiếu nguồn lực...

Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã, đang và sẽ bám sát tôn chỉ mục đích, tập trung giới thiệu các kết quả nghiên cứu và phát triển, các công nghệ/giải pháp mới của thế giới... để góp phần cùng với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đơn vị thành viên thực hiện thành công “khát vọng về một tương lai hùng cường trở lại với ngành Dầu khí”.

Trước thềm năm mới, tôi rất mong khát vọng vươn xa, tinh thần đổi mới sáng tạo sẽ tiếp tục lan tỏa mạnh mẽ trong trái tim và khối óc của những “người đi tìm lửa”, Tạp chí Dầu khí sẽ tiếp tục là cầu nối để các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước chung tay đóng góp trí tuệ, tri thức cho sự phát triển ổn định và bền vững của ngành Dầu khí Việt Nam. Thay mặt Ban biên tập, xin gửi đến quý độc giả của Tạp chí Dầu khí lời chúc mừng năm mới thành công, bình an và hạnh phúc!

**TỔNG BIÊN TẬP**  
**Phó Tổng giám đốc**  
**Tập đoàn Dầu khí Việt Nam**



**TS. Nguyễn Quốc Thập**

# THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC: DẦU KHÍ PHẢI TRỞ LẠI LÀ ĐỘNG LỰC PHÁT TRIỂN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc thăm hỏi các chuyên gia, kỹ sư làm việc tại Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: Quang Hiếu

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2018 và triển khai nhiệm vụ năm 2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, sau bước thăng trầm phải trở lại là động lực phát triển: "Hãy khát vọng, tái khẳng định mạnh mẽ vị trí, vai trò của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng Tổ quốc".

**K**hẳng định Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là "anh cả" trong số các tập đoàn nhà nước, Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh đóng góp quan trọng của PVN cho quốc kế dân sinh, nộp ngân sách Nhà nước cũng như trong công tác đối ngoại, quốc phòng an ninh, đặc biệt chuỗi sản phẩm dầu khí góp phần vào việc tự chủ nền kinh tế...

Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao PVN đã có ý chí, sức mạnh và niềm tin, vượt qua khó khăn để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ năm 2018 (đặc biệt là chỉ tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí và các chỉ tiêu tài chính), góp phần quan trọng vào sự phát triển của đất nước.

Thủ tướng Chính phủ biểu dương PVN đã ý thức trước trách nhiệm của mình, đoàn kết, thống nhất, chủ động triển khai công việc; cơ bản hoàn thành công tác sắp xếp, tinh gọn bộ máy Công ty mẹ, là doanh nghiệp nhà nước đầu tiên hợp nhất các ban của Đảng, đoàn thể với cơ quan chuyên môn có nhiệm vụ tương đồng; xây dựng, ban hành Cẩm nang Văn hóa Dầu khí, quy tắc đạo đức nghề nghiệp của cán bộ lãnh đạo quản lý. Cổ phần hóa và chuyển đổi thành công 3 đơn vị (BSR, PVOIL, PV Power) sang mô hình công ty cổ phần, tổ chức thực hiện các quyết định của Thủ tướng Chính phủ về phê duyệt phương án cổ phần hóa; hoàn thành bán đấu giá cổ phần lần đầu ra công chúng, bán cổ phần cho người lao động thu về 16,5 nghìn tỷ đồng, trong đó thặng dư giá trị vốn Nhà nước gần 7,5 nghìn





tỷ đồng. Tính cả giá trị cổ phần hóa thoái vốn Nhà nước, PVN đã thu về 18,6 nghìn tỷ đồng, chiếm 83% giá trị thực hiện của cả nước. Các dự án yếu kém đã có phương án xử lý hiệu quả, bước đầu đã có chuyển biến tích cực: Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ, Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất, Bình Phước...

Thủ tướng Chính phủ cũng cho biết: “Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, dự án trọng điểm quốc gia về dầu khí tại Việt Nam đã chính thức đi vào vận hành thương mại. Dự án có tổng mức đầu tư đến 9 tỷ USD, công suất chế biến 200.000 thùng dầu thô/ngày, tương đương 10 triệu tấn dầu thô/năm... Nếu vận

hành đúng công suất này, tỉnh Thanh Hóa sẽ thu về được 30 nghìn tỷ đồng/năm”.

Thủ tướng Chính phủ nhắc lại ý kiến chỉ đạo khi làm việc với PVN năm 2017 “trong khó khăn, càng phải vững vàng, bản lĩnh để vượt qua thử thách” và cho rằng “PVN đã vượt qua thời kỳ khó khăn nhất để duy trì sự phát triển”.

Thay mặt lãnh đạo Đảng, Nhà nước, Thủ tướng Chính phủ biểu dương “cán bộ, người lao động PVN đã hành động với phương châm bản lĩnh, đoàn kết, đổi mới để đạt được kết quả như hôm nay” và nhấn mạnh “kết quả quan trọng này sẽ tạo điều kiện vững chắc cho sự phát triển bền vững của ngành Dầu khí Việt Nam

trong giai đoạn tới, góp phần vào việc thực hiện thành công Nghị quyết Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XII, Chiến lược phát triển đất nước, tạo nền tảng cho phát triển kinh tế - xã hội”.

Thủ tướng Chính phủ nhắc lại mong ước của Chủ tịch Hồ Chí Minh khi thăm Khu công nghiệp dầu khí Baku, Azerbaijan; đồng thời đánh giá “sau 57 năm xây dựng và phát triển từ bước đi ban đầu đầy gian khó, người lao động Dầu khí qua các thời kỳ với lòng say mê và khát vọng vươn lên đã lao động bền bỉ, sáng tạo, vượt qua các khó khăn thách thức, hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ chiến lược quan trọng được Đảng và nhân dân giao phó”.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

“Kể từ tấn dầu thô đầu tiên được khai thác vào năm 1986, Việt Nam đã chính thức gia nhập các nước sản xuất dầu khí trên thế giới và ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam đã trở thành một ngành kinh tế trọng điểm của Nhà nước” - Thủ tướng Chính phủ cho rằng đến nay, ngành Dầu khí Việt Nam đã có “cơ ngơi, sự nghiệp với khối tài sản trên 10 tỷ USD”.

“Từ chỗ không có dầu khí, đến nay công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã xác định được trữ lượng dầu khí của các phát hiện lên tới trên 1,4 tỷ tấn quy dầu và đã nghiên cứu, đánh giá tiềm năng còn lại của Việt Nam là 1,6 - 2,8 tỷ tấn quy dầu, đủ khả năng cân đối bền vững cho hoạt

động khai thác, bảo đảm an ninh năng lượng của đất nước trong những thập niên tới”. Ngành Dầu khí Việt Nam hiện bảo đảm cung cấp khí làm nguyên/nhiên liệu để sản xuất khoảng 35% sản lượng điện quốc gia, 70% sản lượng phân bón và đáp ứng 64% thị phần khí hóa lỏng phục vụ các ngành công nghiệp và dân dụng của cả nước.

“Tập đoàn đã xây dựng được đội ngũ người làm dầu khí hùng hậu, có trình độ cao, trong đó có nhiều chuyên gia giỏi, đáp ứng yêu cầu quốc tế, vươn lên làm chủ thay thế chuyên gia nước ngoài về công tác kỹ thuật, công nghệ, tiếp quản công tác quản lý, đáp ứng cơ bản yêu cầu phát triển ngành Dầu khí Việt Nam trong hiện tại và tương lai”.

Thủ tướng Chính phủ khẳng định “vai trò của ngành Dầu khí Việt Nam còn tiếp tục trong sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc”, “đóng góp của ngành Dầu khí Việt Nam đối với đất nước luôn được Đảng, Nhà nước, nhân dân ghi nhận, tôn vinh”. Thủ tướng Chính phủ cho rằng “không được thành kiến với các sai phạm, không “giật đổ bìm leo” với các khuyết điểm đã qua, mà phải quyết chí, quyết tâm vượt qua thách thức, khó khăn, xứng đáng là đơn vị Anh hùng trong thời kỳ đổi mới”.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu ngành Dầu khí: “Vấp, nhưng không ngã! Vấp, phải đứng lên và tiếp tục phát triển mạnh mẽ trong thời kỳ mới. Phải có khát vọng một tương lai hùng cường trở lại với ngành Dầu khí Việt Nam. Ở đâu có dầu khí, ở đó có khởi sắc. Ngành Dầu khí Việt Nam, sau bước thăng trầm phải trở lại là động lực phát triển”. Thủ tướng đề nghị PVN hãy khát vọng, tái khẳng định mạnh mẽ vị trí, vai trò của ngành Dầu khí Việt Nam trong sự nghiệp xây dựng Tổ quốc: “PVN tiếp tục phải là tập đoàn dầu khí, tập đoàn kinh tế hùng mạnh hàng đầu của đất nước, sánh vai với các đối tác trong khu vực và trên thế giới. PVN phải tiếp tục khẳng định tính chiến lược của ngành Dầu khí Việt Nam trong sự nghiệp bảo vệ Tổ quốc”.

Cho rằng lĩnh vực thượng nguồn vốn đã rủi ro, Thủ tướng Chính phủ chia sẻ với các khó khăn, thách thức mới khiến công tác tìm kiếm, thăm dò đang bị “chững” lại, để vươn ra khu vực nước sâu xa bờ đòi hỏi nguồn vốn lớn... Để đảm



### **“CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG KINH TẾ BIỂN VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045”**

Ngày 22/10/2018, thay mặt Ban chấp hành Trung ương Đảng (Khóa XII), Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng đã ký Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018 về “Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”.

Nghị quyết nêu rõ: “Nâng cao năng lực của ngành Dầu khí và các ngành tài nguyên, khoáng sản biển khác; từng bước làm chủ công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác, đáp ứng nhiệm vụ phát triển kinh tế biển trong thời kỳ mới. Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí; nghiên cứu, thăm dò các bể trầm tích mới, các dạng hydrocarbon phi truyền thống; gắn việc tìm kiếm, thăm dò dầu khí 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. Nâng cao hiệu quả khai thác các tài nguyên khoáng sản biển gắn với chế biến sâu; kết hợp hài hòa giữa khai thác, chế biến với bảo vệ môi trường, bảo tồn đa dạng sinh học biển”.





bảo sản lượng khai thác, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN “đẩy mạnh khai thác khí vì trữ lượng khí rất lớn”, sớm đưa vào khai thác khí Lô B, Cá Voi Xanh...

Để vượt qua khó khăn, Thủ tướng Chính phủ cho rằng PVN “cần huy động mọi nguồn lực, tìm kiếm các giải pháp thúc đẩy các dự án hoạt động hiệu quả, cải thiện điều kiện tài chính, tháo gỡ tồn tại, hoàn thành chỉ tiêu sản xuất kinh doanh Chính phủ giao”.

Nhấn mạnh dầu khí là ngành kinh tế đặc biệt trong thực hiện Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết Hội nghị

Trung ương 8, Khóa XII), Thủ tướng Chính phủ cho rằng cần có lộ trình, bước đi để chủ động ứng phó với biến động thể giới; ứng dụng khoa học công nghệ để gia tăng các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; đi tiên phong “đi tắt đón đầu” trong cuộc cách mạng công nghiệp 4.0...

Về nhiệm vụ trong năm 2019, Thủ tướng Chính phủ khẳng định “đặt nước cần sự đóng góp tích cực của các tập đoàn kinh tế Nhà nước, trong đó đặc biệt là PVN”, do đó, PVN cần tính toán lại các chỉ tiêu kế hoạch sản lượng dầu khí, đạm, các sản phẩm khác, doanh thu, nộp ngân sách... để phấn đấu đạt mức cao hơn.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN thực hiện tốt 5 mục tiêu: vận hành an toàn, ổn định, có hiệu quả các nhà máy/công trình dầu khí; hoàn thành tốt các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2019; đẩy mạnh tiến độ thực hiện các dự án trọng điểm về dầu khí (Lô B, Cá Voi Xanh, Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất...); đặc biệt tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, duy trì sản lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí, phát triển mạnh công nghiệp khí, dịch vụ dầu khí; cơ bản hoàn thành việc xử lý các dự án khó khăn...

Về các giải pháp chủ yếu, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN “tập trung thảo luận,



Khai thác khí ở mỏ Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

tim biện pháp quyết liệt hơn, quyết tâm cao hơn, ý chí khoa học công nghệ mạnh mẽ hơn”, để trong “cái khó ló cái khôn”. “Đoàn kết, nâng cao tinh thần dám nghĩ, dám làm, với khát vọng xây dựng và tiếp tục phát triển PVN hùng mạnh hơn bao giờ hết, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao ở trong nước và quốc tế, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng và phát triển, bảo vệ Tổ quốc”.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN tiếp tục triển khai thực hiện Nghị quyết số 41-KL/TW về “Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm

2035”, Nghị quyết số 36-NQ/TW Hội nghị lần thứ 8 Ban chấp hành Trung ương Đảng (Khóa XII) về “Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN tiếp tục nâng cao chất lượng quản trị doanh nghiệp; sử dụng đội ngũ cán bộ có đức, có tài, có chuyên môn, được phát huy sở trường và luân chuyển qua khó khăn, cần quyết tâm phấn đấu xứng đáng là cán bộ giỏi; tiếp tục củng cố bộ máy, xây dựng đội ngũ cán bộ chất lượng, tinh gọn, có tinh thần đoàn kết, nhất trí, dám nghĩ, dám làm; tiếp tục triển khai công tác cổ phần hóa, thoái vốn giai đoạn 2017 - 2020.

Về tài chính, Thủ tướng Chính phủ cho rằng cần phải thường xuyên rà soát, cập nhật tình hình thực tế tiến độ giải ngân các dự án, đáp ứng nhu cầu đầu tư theo kế hoạch, xây dựng, củng cố mở rộng mối quan hệ với các ngân hàng trong nước, khu vực, thế giới để thuận lợi cho công tác thu xếp vốn; xây dựng các giải pháp thu hút vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài và vốn từ các thành phần kinh tế khác. Thủ tướng khẳng định Chính phủ, Bộ Công Thương, Bộ Tài chính, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, các bộ/ngành có liên quan sẽ tiếp tục đồng hành, hỗ trợ tích cực, đặc biệt là các dự án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, các dự án trọng điểm của Nhà nước về dầu khí.

Về đầu tư, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu bám sát tình hình Biển Đông, triển khai dự án đầu tư ở khu vực truyền thống và khu vực xa bờ trên thềm lục địa Việt Nam; tập trung chỉ đạo lấy lại tiến độ các dự án trọng điểm đã và đang bị chậm so với yêu cầu (Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Lô B, Cá Voi Xanh, Nhiệt điện Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1...); tiếp tục chỉ đạo xử lý các tồn tại của 5 dự án khó khăn, yếu kém.

Về thị trường, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN làm tốt công tác dự báo, làm cơ sở định hướng cho việc xây dựng kế hoạch và triển khai hoạt động sản xuất kinh doanh phù hợp; hoàn thiện chuỗi giá trị dầu khí từ cung



## THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC

“Ở đâu có dầu khí, ở đó có khởi sắc. Ngành Dầu khí Việt Nam, sau bước thăng trầm phải trở lại là động lực phát triển. PVN hãy khát vọng, tái khẳng định mạnh mẽ vị trí, vai trò của ngành Dầu khí Việt Nam trong sự nghiệp xây dựng Tổ quốc”.

cấp, sản xuất, tiêu thụ, tạo mối liên hệ chặt chẽ giữa nguyên/nhiên liệu đầu vào cho đến sản phẩm đầu ra.

Thủ tướng Chính phủ cũng đề nghị PVN tiếp tục tổ chức đào tạo nâng cao trình độ cán bộ công nhân kỹ thuật hiện có, đào tạo bổ sung cho các khâu còn thiếu, còn yếu, ưu tiên đào tạo chuyên gia ở các lĩnh vực mũi nhọn; đảm bảo an toàn, môi trường phát triển bền vững, tuyệt đối tuân thủ quy định của pháp luật về đảm bảo an toàn.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu PVN tiếp tục thực hiện tốt công tác xây dựng Đảng, trong đó nhấn mạnh trách nhiệm nêu gương của người đứng đầu; chăm lo đời sống vật chất tinh thần cho người lao động, đặc biệt là người lao động ở xa xôi, giàn khoan và các khu vực còn khó khăn... thể hiện tình cảm, trách nhiệm, truyền thống của ngành Dầu khí Việt Nam.

**Việt Hà (ghi)**





## CHỦ TỊCH QUỐC HỘI NGUYỄN THỊ KIM NGÂN: CƠ CHẾ CHO DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH

Nhấn mạnh dầu khí là ngành kinh tế quan trọng của đất nước và gắn với công tác bảo vệ chủ quyền biển đảo, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định: “Đảng, Nhà nước luôn đánh giá cao vị trí, vai trò quan trọng của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc”.

**N**gày 17/1/2019, tại trụ sở Quốc hội, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã làm việc với lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để nghe báo cáo về việc thực hiện nhiệm vụ năm 2018 và kế hoạch năm 2019; ghi nhận các khó khăn, vướng mắc về cơ chế, chính sách mà PVN đã và đang gặp phải trong quá trình triển khai thực hiện các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước giao.

Tổng giám đốc PVN Nguyễn Vũ Trường Sơn đã báo cáo Chủ tịch Quốc hội các khó khăn, thách thức liên quan đến việc thực hiện các mục tiêu chiến lược theo Nghị quyết 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị, việc thực hiện Luật Dầu khí và các văn bản hướng dẫn; công tác đầu tư ra nước ngoài; tiến độ triển khai các dự án trọng điểm; việc xử lý các dự án chưa hiệu quả...

Trên cơ sở đó, PVN kiến nghị Quốc hội, Ủy ban Thường vụ Quốc hội xem xét hoàn chỉnh Luật Dầu khí, xem xét tổng thể các luật liên quan để có quy định thống nhất, tạo điều

kiện thuận lợi cho hoạt động của dầu khí; đồng thời đề nghị Quốc hội có ý kiến với các bộ/ngành khẩn trương thực hiện các nhiệm vụ và giải pháp đã được Thủ tướng Chính phủ giao trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam...

Chủ tịch Quốc hội đánh giá sau 57 năm xây dựng và phát triển, Tập đoàn đã “khẳng định được vị trí, vai trò của mình và có đóng góp rất lớn”. Trong điều kiện đặc biệt khó khăn, tình cảm, tâm tư của người lao động bị dao động, song Tập đoàn đã đoàn kết, thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2018. Sản lượng khai thác dầu khí vượt kế hoạch đề ra, nộp ngân sách Nhà nước vượt 64,3% so với kế hoạch năm, tăng 24% so với năm 2017...

Chủ tịch Quốc hội đánh giá cao: “PVN đã thực hiện công tác tái cơ cấu doanh nghiệp rất tốt, bộ máy hoạt động tinh gọn và chuyên nghiệp, công tác cổ phần hóa triển khai tích cực, có hiệu quả”.

Chủ tịch Quốc hội khẳng định: “Việc hoàn thành các chỉ tiêu quan trọng của Tập đoàn đã



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân thăm Phòng điều khiển trung tâm Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia phục vụ cho phát triển kinh tế - xã hội, thúc đẩy cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, giải quyết công ăn việc làm cho 60 nghìn lao động với thu nhập ổn định”.

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định: “Dầu khí là ngành kinh tế rất quan trọng của đất nước. Chúng ta rất tự hào! Quan trọng hơn, dầu khí còn gắn với bảo vệ chủ quyền biển đảo. Dầu khí thực hiện nhiệm vụ kinh tế kết hợp với quốc phòng, thể hiện rõ nhất là trên biển và thềm lục địa”.

Cho rằng các kết quả đạt được “càng đáng trân trọng hơn trong bối cảnh PVN đối diện với nhiều khó khăn, khách quan, chủ quan và khó khăn nội tại”, Chủ tịch Quốc hội khẳng định “Đảng, Nhà nước luôn đánh giá cao vị trí, vai trò quan trọng của ngành Dầu khí trong sự nghiệp xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc”. Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035; sau đó Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam để thực hiện định hướng của Bộ Chính trị. Quốc

hội chú trọng công tác xây dựng và hoàn thiện thể chế pháp luật, ban hành và sửa đổi Luật Dầu khí và hệ thống luật liên quan đến hoạt động dầu khí.

Chủ tịch Quốc hội cho biết: Khi quyết định kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội hàng năm/5 năm, Quốc hội đều xác định rõ mục tiêu tổng quát, các chỉ tiêu chủ yếu, trong đó khi Quốc hội quyết định về vấn đề ngân sách thì đều phải tính tới “các nguồn lực quốc gia và nguồn lực từ dầu khí rất là quan trọng”. Chủ tịch Quốc hội đánh giá trong năm 2018, PVN đã bám sát chủ trương, Nghị quyết của Đảng, Luật và Nghị quyết của Quốc hội trong triển khai thực hiện nhiệm vụ.

Về các khó khăn trong các hoạt động sản xuất kinh doanh, thăm dò khai thác dầu khí do các quy định tại một số văn bản pháp luật chưa thống nhất, còn phức tạp; hay khó khăn trong việc thực hiện các mục tiêu chiến lược phát triển ngành Dầu khí theo chủ trương Nghị quyết 41-NQ/TW của Bộ Chính trị... Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân yêu cầu PVN phát huy kết quả đạt được, lưu ý các khó khăn/thuận lợi của kinh tế trong nước và sự thay đổi nhanh chóng của kinh tế thế giới để thực hiện tốt nhất các nhiệm vụ được giao.

Chủ tịch Quốc hội cho biết: Quốc hội sẽ nhìn nhận đánh giá khách quan, đặc biệt về chính sách pháp luật, cơ chế cho dầu khí tiếp tục phát triển ổn định, tái cơ cấu thành công, phục vụ cho phát triển kinh tế đất nước, gắn với quốc phòng - an ninh; đồng thời xem xét các vấn đề vướng mắc liên quan đến Luật Dầu khí, các vấn đề cần phải tháo gỡ về chính sách pháp luật, cần phải tháo gỡ trong công tác quản lý điều hành.

“Các vấn đề thuộc thẩm quyền, Quốc hội sẽ nghiên cứu để xem xét trong quá trình hoàn thiện pháp luật. Lĩnh vực thuộc thẩm quyền Chính phủ điều hành quản lý, cần thiết thì Quốc hội sẽ có văn bản yêu cầu Chính phủ thực hiện và báo cáo với Quốc hội để thực hiện đúng Luật Dầu khí và hệ thống pháp luật có liên quan” - Chủ tịch Quốc hội khẳng định.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh tiếp thu các ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch Quốc hội; đồng thời khẳng định tập thể người lao động Dầu khí sẽ nỗ lực vượt qua khó khăn để đưa Tập đoàn phát triển vững chắc hơn, an toàn hơn, hiệu quả hơn.

**Quang Minh**





Khai thác dầu khí ở mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

## PETROVIETNAM: VƯỢT "SÓNG CẢ", VỮNG TAY CHÈO

Trong bối cảnh giá dầu thô diễn biến phức tạp, vốn đầu tư dành cho công tác tìm kiếm, thăm dò hạn chế, các mỏ chủ lực bị suy giảm sản lượng tự nhiên sau thời gian dài khai thác..., Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã vượt "sóng cả", về đích trước các chỉ tiêu sản xuất từ 3 - 53 ngày, sản lượng khai thác dầu thô trong nước vượt 675 nghìn tấn so với kế hoạch Chính phủ giao, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước đạt 7,08% trong năm 2018.

7-3

Thủ tướng Chính phủ ký Quyết định số 274/QĐ-TTg kiện toàn Ban Chỉ đạo Nhà nước các dự án trọng điểm về dầu khí

26-3

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo Bộ Công Thương Đề án tái cơ cấu toàn diện giai đoạn 2017 - 2025

20-4

Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ vận hành trở lại

28-4

Sản lượng khai thác dầu thô đạt mốc 390 triệu tấn

2-5

Khánh thành Nhà máy xử lý khí Cà Mau



Chủ tịch HĐQT PVN Trần Sỹ Thanh và Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn chúc tết người lao động làm việc trên các công trình biển. Ảnh: Hiền Anh

### Nộp ngân sách vượt 47,5 nghìn tỷ đồng

Năm 2018, giá dầu thô biến động phức tạp đã ảnh hưởng trực tiếp đến công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Việc triển khai các dự án phát triển mỏ (như Lô B, Cá Voi Xanh) đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn; điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó khăn, rủi ro địa chất cao...

Đối diện với các thách thức, Tập đoàn đã bám sát diễn biến giá dầu thô; rà soát sản

lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác; đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn: công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng kế hoạch. Khối lượng thu nổ địa chấn đạt 786km<sup>2</sup> địa chấn 3D, khoan 16 giếng thăm dò thăm lượng và

17 giếng khai thác phát triển. Tập đoàn có 1 phát hiện dầu khí mới là Mèo Trắng Đông-1X (Lô 09-1) và Thổ Tinh Nam-1X (Lô 05- 3/11), gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 12 triệu tấn dầu quy đổi; đưa 2 mỏ mới vào khai thác (Bunga Pakma và Phong Lan Đại). Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 23,98 triệu tấn, vượt 1,14 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao đầu năm. Trong đó, sản lượng dầu thô đạt 13,97 triệu tấn (11,31 triệu tấn ở trong nước, vượt 675 nghìn tấn và 1,98 triệu tấn ở nước ngoài, vượt 60 nghìn tấn so với kế hoạch năm); sản lượng khai thác khí đạt 10,01 tỷ m<sup>3</sup>, vượt 410 triệu m<sup>3</sup> so với kế hoạch năm.

Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp cho các hộ tiêu thụ 9,71 tỷ m<sup>3</sup> khí khô (vượt kế hoạch 4,7%), 96,1 nghìn tấn condensate (vượt 47,8%), 996,2 nghìn tấn LPG (vượt 11,3%); sản xuất 21,01 tỷ kWh điện, 1,63 triệu tấn đạm (vượt 88 nghìn tấn, 5,7%) và 9,4 triệu tấn xăng dầu. Tập đoàn đã tích cực xử lý 5 dự án yếu kém, đưa Nhà máy Xơ sợi Đình Vũ và Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất hoạt động trở lại.

Đặc biệt, Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính với tổng doanh thu 626,8 nghìn tỷ đồng, vượt 96 nghìn tỷ đồng (18%) so với kế hoạch năm, tăng 26% so với năm 2017; lợi nhuận sau thuế đạt 47,1 nghìn tỷ đồng, cao gấp 2,5 lần kế hoạch năm, tăng 23% so với năm 2017; nộp ngân sách Nhà nước 121,3 nghìn tỷ đồng, vượt 47,5 nghìn tỷ đồng (64,3%) so với kế hoạch năm, tăng 24% so với năm 2017. Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2018 đạt 489,1 nghìn tỷ đồng, tăng 9,1% so với năm 2017, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước.

### Gia tăng trữ lượng là thách thức lớn

Trong năm 2019, Tập đoàn đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi; sản lượng khai thác 22,06 triệu tấn (12,37 triệu tấn dầu và 9,69 tỷ m<sup>3</sup> khí); sản

12-5

Đưa mỏ Bunga Pakma (Lô PM3-CAA) vào khai thác, sớm hơn kế hoạch 19 ngày

22-5

Hội nghị khoa học với chủ đề "Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam"

19-7

Sản lượng sản xuất đạm cán mốc 16 triệu tấn

31-7

Ký kết các hợp đồng (GSPA, TSA, GSA) thuộc Dự án khí Sao Vàng - Đại Nguyệt

30-8

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt mốc sản xuất 55 triệu tấn sản phẩm





xuất 1,58 triệu tấn đạm, 21,6 tỷ kWh điện và 10,35 triệu tấn xăng dầu.

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

Đây là các chỉ tiêu rất thách thức trong

bối cảnh giá dầu diễn biến phức tạp (giảm liên tục từ Quý IV/2018 đến nay). Nguồn vốn dành cho công tác tìm kiếm, thăm dò còn hạn chế dẫn đến kết quả gia tăng trữ lượng dầu khí để bù đắp sản lượng khai thác hàng năm vẫn là thách thức rất lớn. Hệ số gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác từ mức an toàn (1,5) trong giai đoạn 2011 - 2015, đã giảm xuống mức báo động: 0,65 (2016), 0,17 (2017) và 0,54 lần (2018).

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

Nhận diện rõ các thách thức, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm

6-9

Lễ ký Biên bản ghi nhớ về hợp tác giữa Petrovietnam, Gazprom và tỉnh Quảng Trị

6-9

Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ tầng đá móng mỏ Bạch Hổ

19-9

Petrovietnam và Petrolimex ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện

27-9

Sản lượng khai thác khí đạt mốc 140 tỷ m<sup>3</sup>

14-10

Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất vận hành trở lại



Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh

dò, thăm lượng năm 2019, đảm bảo gia tăng trữ lượng dầu khí năm 2019 đạt 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi; ưu tiên tập trung phát triển các dự án trọng điểm: Lô B, Cá Voi Xanh... Kiểm soát tiến độ phát triển đưa các mỏ/công trình mới vào khai thác; vận hành an toàn, ổn định các công trình dầu khí.

Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn cho biết, Tập đoàn tiếp tục bám sát diễn biến

giá dầu để chỉ đạo và có các giải pháp kịp thời ứng phó với biến động của giá dầu trong từng thời điểm; tập trung triển khai các giải pháp khoa học công nghệ, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; tăng cường công tác quản trị rủi ro; củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường để chủ động cân đối hợp lý sản lượng khai thác của từng mỏ so với giá thành. Tập đoàn sẽ điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.

Bên cạnh đó, Tập đoàn đẩy mạnh công tác thu xếp vốn và giải ngân các dự án đầu tư, đảm bảo tiến độ triển khai các dự án trọng điểm (Nam Côn Sơn - giai đoạn 2, chuỗi dự án Lô B, chuỗi dự án Cá Voi Xanh...); đưa 2 mỏ mới ở trong nước vào khai thác gồm: Cá Tầm (Lô 09-3/12); giàn BK-20 (Lô 09-1).

Về công tác tái cơ cấu, Tập đoàn tiếp tục thực hiện thoái vốn tại các doanh nghiệp trong giai đoạn 2017 - 2020 theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 1182/TTg-ĐMDN ngày 11/8/2017; tổ chức triển khai thực hiện các đề án tái cơ cấu toàn diện (PVN, PVEP, sắp xếp VPI và PVU) ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Đối diện với các thách thức trong thời gian tới, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh yêu cầu các đơn vị đoàn kết, xây dựng niềm tin, khát vọng để hoàn thành tốt nhất nhiệm vụ năm 2019, tạo nền tảng cho việc thực hiện thành công các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, chuẩn bị cho giai đoạn mới phát triển vững vàng hơn, nối tiếp truyền thống ngành Dầu khí Việt Nam đã xây dựng trong suốt hơn nửa thế kỷ qua.

**Ngọc Linh**

## CÁC ĐƠN VỊ VỀ ĐÍCH TRƯỚC KẾ HOẠCH NĂM 2018

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng sản xuất: PVEP, Rusvietpetro, Biển Đông POC, PV GAS, BSR, PVFCCo, PVCFC.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu hợp nhất: Vietsovpetro, PVEP, Rusvietpetro, PV GAS, BSR, PV Power, PVOIL, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVTrans, PV Drilling, Petrosetco, PVE, VPI, PVU, PVMTC, PVcomBank.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch lợi nhuận sau thuế hợp nhất: Vietsovpetro, Rusvietpetro, PVOIL, BSR, PV GAS, PV Power, PVFCCo, PVCFC, PTSC, PVTrans, Petrosetco, PAP, VPI, PVMTC, PVU.

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

- Các đơn vị đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao (tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất trên vốn chủ sở hữu đạt trên 7,5%): PV GAS (24,32%), PVTrans (15,07%), BSR (13,21%), Vietsovpetro (12,72%), PVCFC (10,4%), PVEP (8,25%), Petrosetco (7,99%), PV Power (7,76%), PVFCCo (7,63%).

**28-10**

Đưa mỏ Phong Lan Đại vào khai thác

**16-11**

Ra mắt sản phẩm sợi AnPoly

**2-12**

Sản lượng điện đạt mốc 170 tỷ kWh

**18-12**

Ngân hàng Nhà nước ban hành Thông tư 31/2018/TT-NHNN hướng dẫn về quản lý ngoại hối đối với đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động dầu khí

**23-12**

Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn chính thức vận hành thương mại





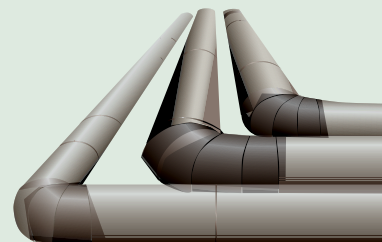
**23,98**

triệu tấn dầu quy đổi  
vượt **1,14** triệu tấn

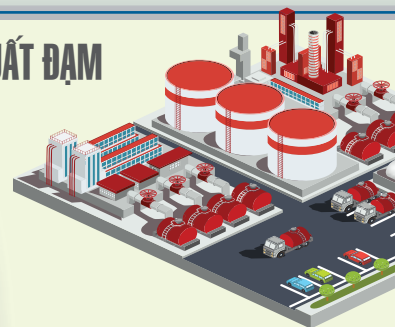
**SẢN LƯỢNG KHAI THÁC**



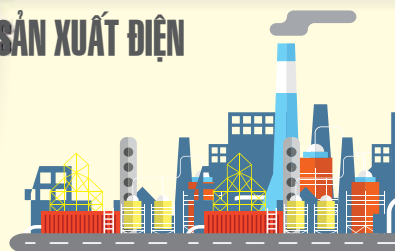
**KHAI THÁC KHÍ**



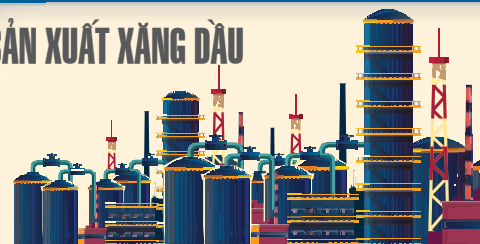
**SẢN XUẤT ĐẠM**



**SẢN XUẤT ĐIỆN**



**SẢN XUẤT XĂNG DẦU**



**GIÁ TRỊ SẢN XUẤT  
CÔNG NGHIỆP**

**489,1**

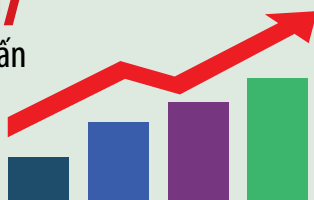
nghìn tỷ đồng  
tăng 9,1% so với năm 2017

**TỔNG DOANH THU**

**626,8**

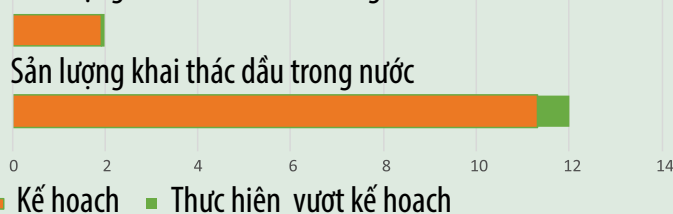
nghìn tỷ đồng  
vượt 96 nghìn tỷ đồng  
tăng 26% so với năm 2017

DẦU THÔ  
**13,97**  
triệu tấn

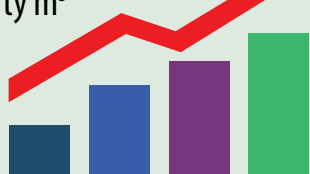


Vượt  
**735**  
nghìn tấn

Sản lượng khai thác dầu nước ngoài



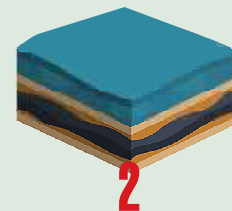
**10,01**  
tỷ m<sup>3</sup>



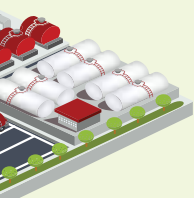
Vượt  
**410**  
triệu m<sup>3</sup>



mở mới đưa vào khai thác  
Bunga Pakma-PM3CAA  
và Phong Lan Đại



phát hiện dầu khí mới  
Mèo Trắng Đông-1X  
Thổ Tinh Nam-1X



**1,63**  
triệu tấn đạm

Vượt  
**88**  
nghìn tấn  
Vượt 5,7%  
kế hoạch năm

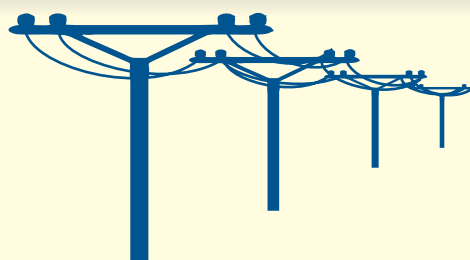


Về đích trước  
**18**  
ngày

Đạt mốc sản xuất tấn đạm  
thứ 16 triệu vào ngày  
19/7/2018



**21,01**  
tỷ kWh



Đạt mốc sản xuất kWh điện  
thứ **170** tỷ  
vào ngày 2/12/2018



**9,40**  
triệu tấn

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất  
đạt mốc sản xuất  
tấn sản phẩm



thứ **55** triệu vào ngày 30/8/2018

LỢI NHUẬN  
SAU THUẾ HỢP NHẤT

**47,1**

nghìn tỷ đồng  
vượt gấp 2,5 lần kế hoạch năm



Tăng 23% so với  
năm 2017

NỢP NGÂN SÁCH  
NHÀ NƯỚC

**121,3**

nghìn tỷ đồng  
vượt 47,5 nghìn tỷ đồng



Tăng 24% so với  
năm 2017





## TÁI CƠ CẤU TOÀN DIỆN ĐẾN NĂM 2025: **PETROVIETNAM THỔI LÙÔNG SINH KHÍ MỚI!**

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu đến năm 2025 sẽ triển khai tái cơ cấu toàn diện để tập trung phát triển mạnh mối liên kết hữu cơ, tương hỗ chuỗi giá trị thăm dò, khai thác dầu khí - khí - chế biến dầu khí nhằm phát huy tối đa thế mạnh, lợi thế của ngành, gia tăng sức cạnh tranh ở trong nước để tham gia đầu tư ở nước ngoài. Đặc biệt, công tác tái cơ cấu, sắp xếp tinh gọn bộ máy tại Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được triển khai mạnh mẽ trong năm 2018 đã tạo ra một luồng sinh khí mới.



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PV Power

**Trong năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục tổ chức thực hiện thoái vốn tại các doanh nghiệp giai đoạn 2017 - 2020 theo danh mục đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Công văn số 1182/TTg-ĐMDN ngày 11/8/2017. Trong Quý I/2019, Tập đoàn tiếp tục bám sát, hoàn thiện các đề án gồm: Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Đề án cơ cấu toàn diện PVEP trước khi thực hiện cổ phần hóa; Đề án sắp xếp đối với Viện Dầu khí Việt Nam và Trường Đại học Dầu khí Việt Nam; đồng thời tổ chức triển khai thực hiện các đề án này ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.**

Trong đó, Đề án tái cơ cấu toàn diện PVN đặt mục tiêu phát triển mạnh mối liên kết hữu cơ, tương hỗ chuỗi giá trị thăm dò khai thác dầu khí - khí - chế biến dầu khí nhằm phát huy tối đa thế mạnh, lợi thế của ngành, gia tăng sức cạnh tranh ở trong nước để tham gia đầu tư ở nước ngoài; tiếp tục triển khai thoái vốn khỏi các lĩnh vực dịch vụ (trước và sau năm 2020) và lĩnh vực điện (trước và sau năm 2025). Tái phân bổ, tối ưu hóa các nguồn lực giữa các lĩnh vực sản xuất kinh doanh thông qua cổ phần hóa, thoái vốn, mua bán và sáp nhập, đầu tư mới theo cơ chế thị trường, lấy chỉ tiêu hiệu quả làm nòng cốt, loại bỏ cạnh tranh nội bộ, tăng khả năng cạnh tranh tại thị trường trong nước và trong khu vực, quốc tế.

Đặc biệt, Tập đoàn đã tiến hành cổ phần hóa 3 đơn vị thành viên (BSR, PV Power, PVOIL), thu về thặng dư cho Nhà nước khoảng 7.450 tỷ đồng; thoái vốn tại Công ty CP Bất động sản Dầu khí Việt Nam - SSG, Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP); triển khai công tác định giá, xác định giá khởi điểm và tiến hành các thủ tục cần thiết để thoái vốn tại các doanh nghiệp (PVI, GID, PAP, PVFI và PVMR,...); xây dựng phương án tái cơ cấu và thoái vốn của PVN tại PVFCCo và PVCF.

Công tác tái cấu trúc bộ máy điều hành được tiến hành song song, đồng bộ, thống nhất với công tác tái cơ cấu. Chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn, tổ chức bộ máy của PVN/đơn vị

**T**hực hiện Nghị quyết Hội nghị Trung ương 5 (Khóa XII) về “Tiếp tục cơ cấu lại, đổi mới và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp Nhà nước”, Nghị quyết Hội nghị Trung ương 6 về “Một số vấn đề về tiếp tục đổi mới, sắp xếp tổ chức bộ máy của hệ thống chính trị, tinh gọn, hoạt động hiệu lực, hiệu quả”, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã quyết liệt triển khai công tác tái cơ cấu, sắp xếp bộ máy theo hướng tinh gọn, hiệu quả và

nhận được sự đồng thuận rất cao trong toàn bộ hệ thống chính trị.

Ngày 28/3/2018, Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã ban hành Nghị quyết số 170-NQ/ĐU về đổi mới, sắp xếp, cơ cấu tổ chức bộ máy nhằm nâng cao chất lượng và hiệu quả hoạt động của PVN. Tập đoàn đã xây dựng, xin ý kiến các cấp có thẩm quyền về Đề án tái cơ cấu toàn diện PVN, Đề án tái cơ cấu toàn diện PVEP và Đề án sắp xếp, tổ chức lại VPI và PVU.





Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

phải phù hợp với việc tổ chức lại sản xuất kinh doanh, phân bổ nguồn lực, thoái vốn khỏi các đơn vị/lĩnh vực kinh doanh mà PVN/đơn vị không cần nắm giữ... Xây dựng được bộ máy điều hành gọn nhẹ; chức năng, nhiệm vụ rõ ràng, hoạt động hiệu lực và hiệu quả.

PVN đã tiến hành công tác tái cấu trúc bộ máy điều hành Công ty mẹ, giảm từ 31 ban/văn phòng xuống còn 16 ban/văn phòng. Trong khi đó, các đơn vị thành viên cũng triển khai thu gọn bộ máy điều hành, giảm các đầu mối/tổ chức trung gian, tinh giản nhân sự, đảm bảo bộ máy tương đối gọn nhẹ, đã và đang áp dụng triển khai xây dựng mô hình quản trị hiện đại nhằm nâng cao hiệu quả của công tác quản lý, điều hành sản xuất kinh doanh. Cụ thể, PVEP tái cơ cấu mô hình doanh nghiệp với định hướng từng bước thực hiện cổ phần hóa một số công ty con/dự án dầu khí, tái cơ cấu tổ chức bộ máy điều hành và nhân sự, tái cơ cấu về công tác quản trị doanh nghiệp, tái cơ cấu danh mục đầu tư các dự án dầu khí, tái cơ cấu về tài chính, giảm từ 17

ban/văn phòng xuống còn 12 đầu mối. PV GAS giảm từ 16 ban/văn phòng xuống còn 14; PVC sáp nhập 7 ban/văn phòng xuống còn 4; PVU giảm từ 11 đơn vị chức năng xuống còn 9 đơn vị... Các đơn vị PVOIL, BSR, PV Power việc tái cơ cấu bộ máy được tiến hành song song với công tác cổ phần hóa và đang tiếp tục rà soát, sửa đổi cho phù hợp với mô hình mới.

Trong năm 2019, PVN đẩy nhanh tiến độ rà soát, sửa đổi, bổ sung và hoàn thiện hệ thống các quy chế, quy trình, quy định nội bộ của Công ty mẹ PVN và các đơn vị thành viên để đảm bảo phù hợp, nâng cao hiệu quả công tác quản trị, điều hành tác nghiệp của tổ chức bộ máy sau tái cơ cấu. Xây dựng tiêu chuẩn chức danh công việc, hoàn thiện công tác xây dựng định biên nhân sự với mục tiêu tinh gọn, giảm đầu mối trung gian; hoàn thiện hệ thống quản trị nhân lực theo chuẩn mực quốc tế, đổi mới trong công tác đào tạo, đánh giá, tuyển chọn cán bộ...

Theo ông Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: Công tác tái

cơ cấu toàn diện không thể thực hiện nhanh, mà phải theo lộ trình từng bước phù hợp với khả năng và điều kiện từng giai đoạn, bước trước là tiền đề và tạo đà để thực hiện các bước tiếp theo. Tập đoàn sẽ xã hội hóa triệt để lĩnh vực dịch vụ, chỉ giữ những dịch vụ liên quan trực tiếp tới lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí và thực hiện thoái vốn trong lĩnh vực điện theo lộ trình cổ phần hóa đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt để tập trung vào 3 lĩnh vực thăm dò - khai thác, công nghiệp khí và chế biến dầu khí từ sau 2025.

Đặc biệt sau khi tái cơ cấu, dự kiến, vốn góp của PVN vào các đơn vị thành viên tính đến cuối năm 2025 sẽ giảm khoảng 60 nghìn tỷ đồng mệnh giá (tương đương giảm 23% so với thời điểm 31/12/2017, trong đó giai đoạn 2018 - 2020 giảm 38,1 nghìn tỷ đồng mệnh giá) để nâng cao hiệu quả lên khoảng 20 - 30% so với trước đó. Số giảm này thực chất đã được xã hội hóa và dịch chuyển sang khu vực có hiệu quả kinh tế cao hơn, tạo điều kiện cho PVN tập trung vào các lĩnh vực cốt lõi.

**Linh Chi**

## TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH SẢN XUẤT, NÂNG CAO HIỆU QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH TẠI CÁC NHÀ MÁY CHẾ BIẾN DẦU KHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

**TS. Lê Mạnh Hùng**

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: hunglm@pvn.vn

### Tóm tắt

Tái cấu trúc gắn với (i) Đổi mới quản trị; (ii) Đẩy mạnh công tác phát triển thị trường; (iii) Tập trung nghiên cứu phát triển và tối ưu hóa sản xuất là 3 định hướng, chỉ đạo quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm nâng cao hiệu quả và năng lực cạnh tranh cho lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua. Việc triển khai các giải pháp, định hướng trụ cột trên đã mang lại kết quả tích cực cho lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thể hiện ở các chỉ số: doanh thu; lợi nhuận; an toàn - ổn định; công suất, năng suất - hiệu suất; quy mô và tăng trưởng đều đạt vượt so với kế hoạch hàng năm và kế hoạch 5 năm. Bài báo đề cập đến công tác tối ưu hóa vận hành sản xuất góp phần nâng cao hiệu quả và năng lực cạnh tranh cho các nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

**Từ khóa:** Đổi mới quản trị, phát triển thị trường, tối ưu hóa sản xuất, chế biến dầu khí.

### 1. Giới thiệu

Theo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, một trong các nhiệm vụ quan trọng là phát triển công nghiệp chế biến dầu khí đồng bộ, để gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí, khép kín chuỗi giá trị từ Tìm kiếm thăm dò - Khai thác - Chế biến dầu khí. Phát triển công nghiệp chế biến dầu khí gồm công nghiệp lọc dầu, hóa dầu và hóa chất dầu khí trên cơ sở nguyên liệu dầu thô và khí tự nhiên khai thác trong nước hoặc nhập khẩu nhằm sản xuất ra các sản phẩm năng lượng, thiết yếu cho nền kinh tế là hoạt động kinh doanh chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành xây dựng các cụm công nghiệp lọc hóa dầu, hóa chất dầu khí gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (6,5 triệu tấn dầu thô/năm, 2010), Nhà máy Đạm Phú Mỹ (800.000 tấn urea hạt trong/năm, 2004), Nhà máy Đạm Cà Mau (800.000 tấn urea hạt đục/năm, 2012), Nhà máy Polypropylene Dung Quất (150.000 tấn/năm, 2010), Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ (175.000 tấn/năm, 2014), Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (10 triệu tấn dầu thô/năm, 2018). Các công trình,

dự án chế biến dầu khí ngày càng đóng vai trò quan trọng trong chuỗi giá trị gia tăng Tìm kiếm thăm dò - Khai thác - Chế biến dầu khí, góp phần phát triển tổng thể ngành Dầu khí Việt Nam. Tỷ trọng doanh thu, lợi nhuận và nộp ngân sách Nhà nước của lĩnh vực chế biến dầu khí trong Tập đoàn qua các năm gần đây đang tăng lên, năm 2011 (18%), năm 2012 (18%), năm 2013 (22,4%), năm 2014 (26%), năm 2015 (30%) và năm 2016 (38%), bình quân cho đến nay đạt trên 20% [1, 2]. Đồng thời, hoạt động của các nhà máy đã cung cấp các mặt hàng thiết yếu như xăng dầu, phân đạm, nhựa... cho nền kinh tế Việt Nam góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực cho quốc gia, đóng vai trò đầu tàu, kéo theo các ngành, lĩnh vực khác cùng phát triển, đẩy mạnh sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Tính đến hết năm 2018, tổng sản phẩm xăng dầu sản xuất, cung ứng cho thị trường đạt trên 61 triệu tấn (trong đó Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã sản xuất 57,4 triệu tấn, Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) trên 3 triệu tấn), chiếm tỷ lệ 40% nhu cầu xăng dầu cả nước; doanh thu đạt trên 1 triệu tỷ đồng (từ BSR là 994.670 tỷ đồng; từ NSRP trên 40.000 tỷ đồng, tương đương hơn 42 tỷ USD); nộp ngân sách Nhà nước khoảng 165.000 tỷ đồng (từ BSR là 157.160 tỷ đồng, ứng với gần 7 tỷ USD; từ NSRP khoảng 8.000 tỷ đồng). Đối với hóa



chất dầu khí, tổng số sản phẩm đạm urea cung ứng cho thị trường khoảng 17 triệu tấn (Nhà máy Đạm Phú Mỹ khoảng 12 triệu tấn; Nhà máy Đạm Cà Mau trên 5 triệu tấn) đáp ứng trên 60% nhu cầu thị trường; ngoài ra còn cung cấp các sản phẩm như  $\text{NH}_3$  và phân bón chuyên dụng khác đảm bảo cung ứng nguồn phân bón chất lượng cao.

## 2. Các khó khăn thách thức

Trong điều kiện có nhiều biến động về thị trường, năng lượng đặc biệt là diễn biến của kinh tế thế giới, kinh tế Việt Nam, các nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang phải đối diện với các thách thức lớn như sau:

Một là: Sự thiếu hụt của nguyên liệu thiết kế và sự biến động giá nguyên liệu đầu vào, đối với lĩnh vực lọc hóa dầu. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thiết kế để chế biến dầu thô Bạch Hổ (dầu ngọt nhẹ), tuy nhiên hiện nay sản lượng dầu thô Bạch Hổ suy giảm mạnh hàng năm do đã ở cuối đời mỏ dẫn đến thiếu nguyên liệu thiết kế, BSR phải nghiên cứu và mua các loại dầu khác thay thế, hiệu quả chế biến thấp hơn. Nguyên liệu đầu vào của Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau là khí tự nhiên của Việt Nam, tuy nhiên hiện nay các nguồn khí này cũng suy giảm mạnh, giá khí tăng cao, giá dầu không ổn định trong khi chi phí cho khí chiếm trên 65% giá thành sản phẩm đạm; chi phí dầu thô chiếm trên 90% giá thành sản phẩm lọc dầu.

Hai là: Nguyên liệu dầu thô đầu vào, do đã khai thác ở giai đoạn cuối đời mỏ, nên chứa nhiều tạp chất như kim loại nặng, halogen, kim loại kiềm thổ... ảnh hưởng đến công nghệ, vận hành của nhà máy; các nguồn khí mới cung cấp cho các nhà máy đạm chứa nhiều  $\text{CO}_2$ , nước và các tạp chất khác làm tăng chi phí vận hành, tiêu hao xúc tác, hóa phẩm...

Ba là: Áp lực cạnh tranh rất khốc liệt, các nhà máy trong khu vực đã hết khấu hao từ lâu, quản trị tốt hơn, công nghệ hiện đại, nay do chính sách mở cửa, phá bỏ hàng rào thuế đã tràn vào Việt Nam dẫn đến áp lực cạnh tranh rất lớn, đồng thời làm cho nguồn cung dồi dào, có nhiều thời điểm dư cung lớn.

Bốn là: Chính sách của Nhà nước ngày càng chặt chẽ, có nhiều điểm bất lợi cho sản xuất trong nước, làm cho chi phí sản xuất trong nước tăng cao như việc nguyên liệu sản xuất phân bón, xăng dầu không thuộc đối tượng được khấu trừ thuế VAT, nguyên liệu nhập cho nhà máy chịu thuế nhập khẩu cao...

Năm là: Các nhà máy đã trải qua thời gian dài hoạt động dẫn đến máy móc thiết bị cần phải được duy tu, bảo dưỡng, chống ăn mòn nên chi phí vận hành cao, tiềm ẩn các nguy cơ sự cố, dừng...

## 3. Định hướng, chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với các nhà máy

Trước những khó khăn, thách thức được dự báo và nhận diện như trên, để duy trì sản xuất kinh doanh ổn định, nâng cao hiệu quả từ đó nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy chế biến dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đồng bộ nhiều giải pháp trọng tâm trên các mặt hoạt động gồm: tối ưu hóa quản trị doanh nghiệp, tối ưu hóa nguồn nhân lực, tối ưu hóa sản xuất kinh doanh. Trong đó, giải pháp tối ưu hóa sản xuất kinh doanh được đặc biệt chú trọng triển khai trong các nhà máy chế biến dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hình thành bộ phận theo dõi, tổng hợp công tác tối ưu hóa sản xuất tại Công ty Mẹ, đồng thời tổ chức quán triệt, phổ biến chủ trương của Tập đoàn về chương trình tối ưu hóa sản xuất đến các nhà máy, đơn vị để tạo sự chuyển biến về nhận thức cho cả hệ thống. Trên cơ sở đó, Tập đoàn yêu cầu các nhà máy triển khai rà soát, đánh giá thiết kế và thực trạng vận hành, bảo dưỡng để lập danh mục các hạng mục, nội dung có thể triển khai công tác tối ưu hóa. Các nhà máy phải triển khai, cập nhật các bộ định mức, tiêu chuẩn của các nhà máy trên thế giới, phối hợp với các đơn vị tư vấn trong nước và quốc tế để phân tích, đánh giá, xác định mục tiêu, kế hoạch tối ưu hóa (tiết giảm, nâng cao hiệu suất) cho tổng thể nhà máy và cho từng hạng mục, nội dung. Căn cứ các mục tiêu được xác định, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quyết định đưa các mục tiêu vào kế hoạch dài hạn và kế hoạch hàng năm để phê duyệt, giao các nhà máy triển khai một cách đồng bộ với kế hoạch sản xuất kinh doanh của đơn vị. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng chỉ đạo xây dựng hệ thống quản trị, báo cáo tháng, năm về kết quả thực hiện công tác tối ưu hóa, giao cho Ban đầu mối tổng hợp, đánh giá hiệu quả. Tập đoàn tổ chức theo dõi, kiểm tra, giám sát quá trình thực hiện thông qua báo cáo và kiểm tra thực tế tại đơn vị. Tổ chức hội thảo, hội nghị để chia sẻ kinh nghiệm, bài học giữa các đơn vị.

Có thể nói, trong các giải pháp đưa ra, công tác tối ưu hóa vận hành sản xuất và tiết kiệm năng lượng là giải pháp chủ động, nằm trong thẩm quyền và khả năng của Tập đoàn, do đó được Tập đoàn đặc biệt quan tâm thực hiện, coi đây là giải pháp quan trọng để nâng cao hiệu quả sản xuất và năng lực cạnh tranh của các nhà máy

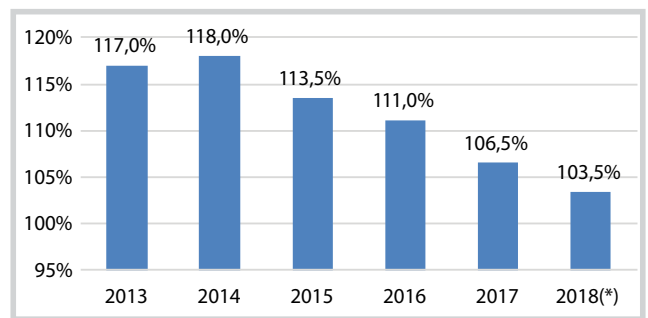
chế biến dầu khí. Hàng tháng, hàng quý, các đơn vị thực hiện báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về tình hình thực hiện chương trình tối ưu hóa năng lượng, tối ưu hóa sản xuất; báo cáo tổng kết về công tác tối ưu hóa tiết kiệm năng lượng và tiết giảm chi phí sản xuất trong năm và xây dựng kế hoạch triển khai các năm tiếp theo. Các buổi hội thảo thường niên được luân phiên tổ chức giữa các đơn vị hình thành diễn đàn khoa học, kỹ thuật để các thành viên cập nhật thông tin, trao đổi kinh nghiệm về công tác tối ưu hóa vận hành sản xuất, tối ưu hóa năng lượng, tối ưu hóa chi phí, kinh nghiệm bảo dưỡng, sửa chữa... trong nhà máy chế biến dầu khí. Tập đoàn khuyến khích các nhà quản lý, chuyên gia, kỹ sư tham gia các diễn đàn trong khu vực và trên thế giới để có thể cập nhật thông tin về những tiến bộ khoa học, công nghệ mới nhất trong lĩnh vực lọc hóa dầu của thế giới.

#### 4. Kết quả triển khai công tác tối ưu hóa sản xuất

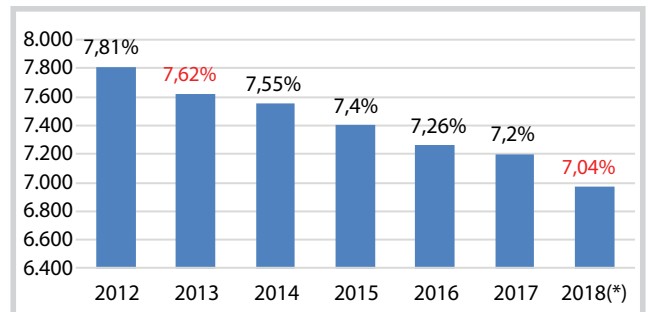
Sau 5 năm, từ khi triển khai các định hướng, chỉ đạo về công tác tối ưu hóa sản xuất tại các nhà máy khâu sau của Tập đoàn, đến nay kết quả đạt được khá tích cực. Về ý thức, tất cả các nhà máy, kỹ sư, công nhân vận hành luôn nhận thức việc tối ưu hóa nhằm nâng cao hiệu quả là giải pháp mang tính căn cơ của đơn vị, gắn với chiến lược lâu dài và sự tồn tại của nhà máy; các nhà máy đều vận hành an toàn, ổn định ở công suất cao hơn thiết kế từ 5 - 10%, điển hình là Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 115%; Nhà máy Đạm Cà Mau 110%; Nhà máy Đạm Phú Mỹ 105%; hiệu suất, chất lượng sản phẩm đều tăng cao; tiêu hao nguyên liệu và năng lượng giảm mạnh so với thiết kế, chi phí chế biến giảm nhiều so với kế hoạch được phê duyệt. Tổng lợi ích từ công tác tối ưu hóa tại các nhà máy hàng năm lên tới nghìn tỷ, góp phần quan trọng vào việc hoàn thành vượt mức doanh thu, lợi nhuận của các nhà máy. Nhìn chung, so với mục tiêu đề ra hầu hết các nhà máy đã đạt kết quả tốt hơn, cụ thể tại một số đơn vị, nhà máy như sau:

- Tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Quản trị chỉ đạo của Tập đoàn, Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) luôn chú trọng công tác tối ưu hóa toàn diện và quyết liệt thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí. Trong những năm vận hành, quản lý Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vừa qua, BSR đã có 130 sáng kiến, làm lợi cho Nhà nước 128,9 triệu USD; có 596 cải tiến Kaizen, làm lợi 1,85 triệu USD và thực hiện 33 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học. Trong đó, có thể kể đến các sáng kiến tiêu biểu như: "Thu hồi hoàn toàn dầu thải nhẹ tại Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU)" với giá trị làm lợi khoảng 8,51 triệu USD/năm; "Tối ưu hóa cơ cấu sản phẩm của Nhà máy



**Hình 1.** Bộ chỉ số cường độ năng lượng EI của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong giai đoạn 2013 - 2018: EI giảm từ 117% năm 2013 xuống 103,5% năm 2018



**Hình 2.** Năng lượng tiêu thụ nội bộ (nhiên liệu/dầu thô chế biến) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong giai đoạn 2013 - 2018

Lọc dầu Dung Quất" đem lại hiệu quả kinh tế cao (khoảng 12,6 triệu USD/năm).

BSR đã hợp tác với Solomon (đơn vị chuyên đánh giá xếp loại các nhà máy lọc dầu trên thế giới) để xác định vị trí của Nhà máy trong 400 nhà máy lọc dầu trên thế giới. Từ phân tích của Solomon, Shell Global khuyến nghị BSR triển khai các giải pháp kỹ thuật để nâng cao hiệu quả chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trên cơ sở đó, Phòng Kỹ thuật BSR đã chọn 17 giải pháp để áp dụng tại các phân xưởng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất như: giảm tỷ lệ hồi lưu tháp NHT Splitter T1202, giảm tỷ lệ tuần hoàn hydro ( $H_2$ :Oil) ở Phân xưởng CCR (giai đoạn 1), giảm áp suất đầu ra máy nén MAB, giảm tiêu thụ MPS tại thiết bị phản ứng của Phân xưởng RFCC, hạn chế xả thuốc ở D2401... Hiện nay, BSR đang áp dụng 11 giải pháp, mỗi tháng tiết kiệm khoảng 3,6 tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, BSR đang tập trung triển khai các nhóm giải pháp ngắn hạn (tối ưu hóa năng lượng; tối ưu hóa công nghệ, sản xuất và sáng kiến cải tiến; dầu thô và sản phẩm; tối ưu hóa hóa phẩm - xúc tác; tiết giảm chi phí; công tác quản lý; dự án nhập cấu tử) và nhóm giải pháp dài hạn để nâng cao hiệu quả vận hành. Cụ thể, BSR đã nghiên cứu, triển khai các giải pháp tiết kiệm năng lượng; nâng công suất vận hành của một số phân xưởng CDU (110%), NHT/ISOM (115%), KTU (130%); đưa vào sử dụng hóa phẩm loại Fe và Ca trong dầu thô nhằm tiết kiệm chi phí xúc tác RFCC, tối ưu hóa sử dụng xúc tác RFCC, thử



nghiệm thành công và đưa vào sử dụng chất ức chế nickel, thiết lập chương trình tối ưu và thử nghiệm hấp phụ xúc tác. Từ chủ trương và giải pháp tối ưu sản xuất của nhà máy, BSR đã đạt được những kết quả sau:

+ Công ty đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất luôn an toàn, ổn định và hiệu quả ở 108 - 110% công suất thiết kế.

+ Chỉ số tiêu thụ năng lượng (EI) giảm từ 117% (năm 2013) xuống 103,5% (năm 2018). Theo Solomon, 1 chỉ số EI tương đương 1,5 triệu USD/năm (Hình 1).

+ Chỉ số tiêu thụ năng lượng nội bộ giảm từ 7,62% (năm 2013) xuống 7,04% (năm 2018) lượng dầu thô chế biến (Hình 2). Đồng thời theo số liệu thực tế lượng dầu FO làm nhiên liệu tại Nhà máy giảm 1.700 tấn/tháng (tương đương giảm 26%) so với năm 2017 đã giúp Công ty tiết kiệm được khoảng 7,0 triệu USD/năm (tính theo giá dầu thô hoặc tính theo giá FO trung bình 10 tháng đầu năm 2018). Ngoài ra, việc giảm sản lượng tiêu thụ FO nhiên liệu đã tiết giảm chi phí khoảng 21 tỷ đồng tiền thuế môi trường (900 đồng/lít FO) cho BSR.

+ Giảm tiêu thụ xúc tác, hóa phẩm: từ năm 2010 đến nay BSR đã tiết kiệm trên 5.000 tỷ đồng. Cụ thể, BSR đã nghiên cứu và đưa vào sử dụng hóa phẩm loại Fe và Ca trong dầu thô nhằm tiết kiệm chi phí xúc tác RFCC, tối ưu hóa sử dụng xúc tác RFCC, thử nghiệm thành công và đưa vào sử dụng chất ức chế nickel, thiết lập chương trình tối ưu và thử nghiệm hấp phụ xúc tác.

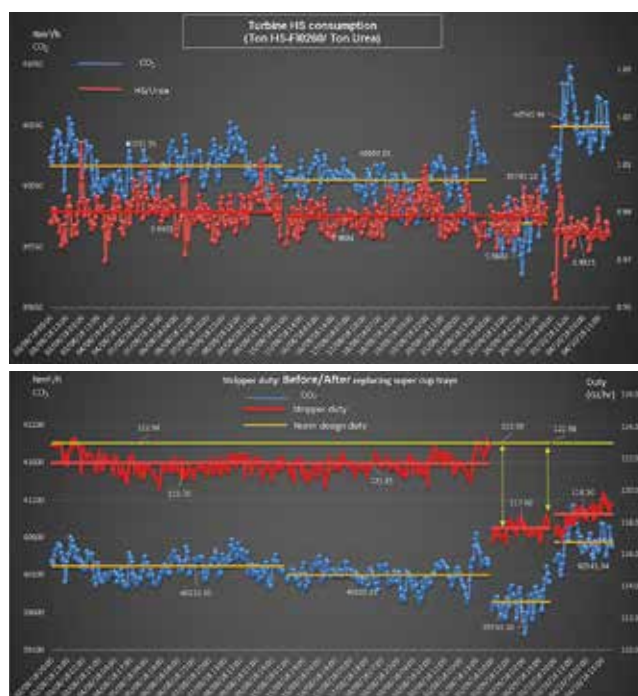
+ 100% các lô sản phẩm đưa ra thị trường đạt chất lượng; sản phẩm của BSR đạt giải Vàng chất lượng Quốc gia (năm 2013 và 2016), Top 10 doanh nghiệp đảm bảo chất lượng QAS 2017; Thương hiệu tiêu biểu vượt trội.

- Tại Nhà máy Đạm Cà Mau

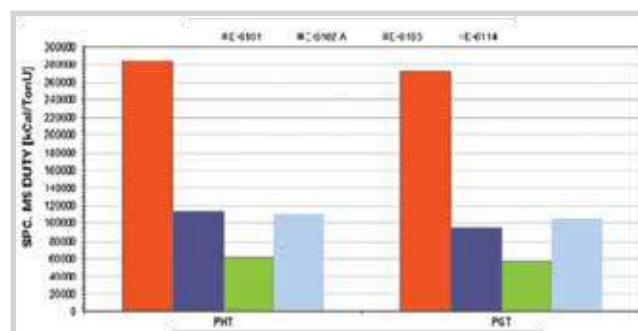
Công ty Cổ phần Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) tiếp nhận và vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau từ tháng 4/2012. Với bộ máy tổ chức tinh gọn, áp dụng các mô hình quản trị hiện đại và đẩy mạnh nghiên cứu khoa học, ứng dụng sáng kiến cải tiến kỹ thuật vào thực tiễn sản xuất, PVCFC đã hoàn toàn làm chủ công tác vận hành dây chuyền công nghệ hiện đại, phức tạp, tổ chức vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, ổn định, hiệu quả đạt 98% công suất ngay từ năm đầu và đã nâng dần công suất qua các năm để đến nay đạt 105 - 110% công suất thiết kế. Sản phẩm urea hạt đục của Nhà máy Đạm Cà Mau có chất lượng cao nhất và ổn định trên thị trường đã được định vị ở vị thế dẫn đầu.

Tiêu hao năng lượng giảm từ 33.611 GJ/tấn ammonia (năm 2013) xuống còn 32.994 GJ/tấn ammonia (năm

2018); 4.375 GJ/tấn urea (năm 2013) xuống còn 4.169 GJ/tấn urea (năm 2018); tiêu hao nguyên liệu khí giảm 4,48% (tương đương khoảng 80 tỷ/năm), chi phí chế biến giảm mạnh, kết quả này đã đem lại lợi ích cho PVCFC hàng trăm tỷ đồng. Chương trình tiết kiệm năng lượng và tối ưu hóa sản xuất kết hợp với thực hiện kiểm toán năng lượng có tác động lớn nhất đến công tác tiết giảm chi phí và tiêu hao sản xuất qua các phương án triển khai thành công như lấy ánh sáng tự nhiên thay cho đèn chiếu sáng, cải tạo bộ gia nhiệt và ống góp nổi hơi phụ trợ (năm 2012) tiết kiệm 80 tỷ/năm; tối ưu hóa lượng hơi EHS đưa vào turbine máy nén K04431 (năm 2013) tiết kiệm 4,43 tỷ/năm, tối ưu hóa cụm nước khử khoáng 7,48 tỷ (năm 2015), tối ưu và nâng công suất xưởng ammonia (2015 - 2016) 80 tỷ năm; áp dụng hệ thống APC 4,5 tỷ/năm (2015 - 2016); chuyển đổi hóa chất xử lý nước làm mát (năm 2016) 2,8 tỷ/năm, tối ưu lò reforming (2017 - 2018) 9,5 tỷ/năm, lắp supercup tray (2017 - 2018) 10,92 tỷ/năm (Hình 3 và 4). Đến nay Nhà



Hình 3. Hiệu quả thay đĩa supercup tháp R06101 Nhà máy Đạm Cà Mau



Hình 4. So sánh tiêu hao hơi các thiết bị phân giải trước và sau thay đổi supercup tháp R06101, Nhà máy Đạm Cà Mau

máy Đạm Cà Mau có lượng tiêu hao năng lượng, nguyên liệu thấp nhất tại Việt Nam và nằm trong nhóm 10 của thế giới.

PVCFC đã đưa ra thị trường 2 sản phẩm phân bón cao cấp mới N.Humate+TE, N46.Plus với nhiều đặc tính ưu việt và khẳng định vai trò PVCFC là nhà sản xuất phân bón chất lượng cao hàng đầu cả nước.

Nhà máy Đạm Cà Mau đã và đang đẩy nhanh việc nghiên cứu, đầu tư chuyển đổi một số thiết bị phụ trợ, từ sử dụng khí sang điện và các nguồn nguyên liệu thay thế khác nhau nhằm tiết kiệm nguồn nhiên liệu khí để chuyển sang cho sản xuất đạm. PVCFC đã áp dụng các giải pháp cụ thể để thực hiện các nhiệm vụ trọng tâm của năm 2019, bảo đảm vận hành nhà máy hiệu quả, an toàn như: tối ưu công suất trong điều kiện thiếu khí; đẩy mạnh triển khai các chương trình tối ưu hóa và tiết kiệm năng lượng nâng cao hiệu quả sản xuất...

Tại các nhà máy chế biến dầu khí khác, công tác tối ưu hóa sản xuất đang được triển khai tích cực, đóng góp quan trọng vào hiệu quả sản xuất kinh doanh và năng lực cạnh tranh hiện tại cũng như tương lai.

## 5. Kế hoạch và giải pháp định hướng phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí trong thời gian tới

Một là: Tập đoàn sẽ tổ chức tổng kết, đánh giá kết quả 5 năm triển khai Công tác tối ưu hóa sản xuất toàn lĩnh vực chế biến dầu khí trên cơ sở đó rút ra các bài học, kinh nghiệm, quán triệt, phổ biến đến các đơn vị liên quan; vinh danh các tổ chức, cá nhân có nhiều sáng kiến, thành tích đem lại hiệu quả cao.

Hai là: Xây dựng chính sách quản trị đối với công tác tối ưu hóa sản xuất tại các nhà máy, đặc biệt là cơ chế khuyến khích, động viên về vật chất, tinh thần nhằm tạo cơ chế, động lực cho các đơn vị, cá nhân nâng cao tinh thần, nhiệt huyết triển khai thực hiện.

Ba là: Chỉ đạo các đơn vị, nhà máy đẩy mạnh phong trào nghiên cứu, tối ưu hóa sản xuất gắn với văn hóa đặc thù tại các đơn vị, nhà máy và của cả hệ thống nhằm tận dụng hiệu ứng tổng hợp và tối ưu hóa các nguồn lực trên phạm vi cả hệ thống các nhà máy trong toàn Tập đoàn.

Bốn là: Tiếp tục thúc đẩy, khuyến khích và định hướng các đề tài nghiên cứu khoa học, chương trình tiết kiệm năng lượng và tối ưu hóa sản xuất, phong trào sáng kiến sáng chế nhằm cải tiến liên tục quá trình sản xuất, giảm tiêu hao, chi phí sản xuất xuống mức thấp nhất, đem lại

doanh thu và lợi nhuận cao nhất. Đẩy mạnh thực hiện công tác tối ưu hóa bảo dưỡng sửa chữa, tối ưu hóa lưu kho và linh động điều chỉnh chế độ vận hành phù hợp với diễn biến thị trường và điều kiện thực tế nhằm tăng lợi nhuận đến mức tối đa có thể.

Năm là: Hoàn thiện các giải pháp năng lượng đang triển khai, tiếp tục nghiên cứu, rà soát, cập nhật, bổ sung danh mục các giải pháp mới/giải pháp khả thi cần thực hiện, đồng thời lên kế hoạch chi tiết để thực hiện các giải pháp này.

Sáu là: Xây dựng nhà máy thông minh (Smart Factory) áp dụng công nghiệp 4.0 đối với các nhà máy đạm và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với các định hướng sau:

- + Đầu tư, nâng cấp, hoàn thiện và áp dụng các chương trình điều khiển nhằm tăng cường khả năng giám sát, tăng năng suất, hiệu suất hoạt động, ổn định nhà máy.

- + Hoàn thiện và số hóa cơ sở dữ liệu nhà máy: thiết lập 1 hệ cơ sở dữ liệu hoàn chỉnh và thống nhất kết nối chương trình, phần mềm để khép kín từ việc giám sát, chẩn đoán và đưa ra những cảnh báo về các nguyên nhân tiềm ẩn đến điều khiển, kiểm soát các quá trình công nghệ, tiến tới tự động hóa hoàn toàn nhà máy.

- + Hoàn thiện và áp dụng các phương pháp quản lý tiên tiến, phương pháp phân tích đánh giá hiện đại cho hệ thống quản lý bảo dưỡng.

- + Tích hợp toàn diện các hệ thống quản lý vận hành và quản lý bảo dưỡng vào hệ thống quản lý doanh nghiệp trên nền tảng IoT (mạng lưới vạn vật kết nối). Các số liệu và xu thế của thị trường đều được đánh giá trên các hệ Bigdata (Dữ liệu lớn - một thành phần công nghệ thiết yếu của cách mạng công nghiệp 4.0) nhằm đưa ra các khuyến cáo về chiến lược sản xuất, kinh doanh cũng như vận hành, bảo dưỡng phù hợp với tình hình hiện tại và xu thế của thị trường trong tương lai.

## 6. Kết luận

Công tác tối ưu hóa sản xuất tại các nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn đã trở thành hoạt động mang tính thường xuyên, hệ thống từ chủ trương, định hướng chỉ đạo của Tập đoàn đến các đơn vị thành viên, các nhà máy và có đóng góp rất quan trọng trong thành quả của hoạt động chế biến dầu khí. Bước sang năm 2019, bắt đầu cho một chu kỳ mới, công tác tối ưu hóa sản xuất cần phải được tổ chức đồng bộ hơn, sâu sắc hơn nữa và rất cần sự sáng tạo, thay đổi, do dư địa cho việc tối ưu không còn



nhiều vì đã được triển khai nhiều trong giai đoạn vừa qua. Đồng thời cần đẩy mạnh việc chuẩn hóa, đối chuẩn với các nhà máy tương tự trong khu vực và thế giới, tạo thế cạnh tranh, nâng cao hơn nữa hiệu quả sản xuất kinh doanh đóng góp vào sự phát triển chung của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

#### Tài liệu tham khảo

1. Bộ Chính trị. *Định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035*. Nghị quyết số 41-NQ/TW. 23/7/2015.
2. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035*. Quyết định số 1748/QĐ-TTg. 14/10/2015.

## OPTIMISING PRODUCTION OPERATIONS, IMPROVING PRODUCTION AND BUSINESS EFFICIENCY IN PETROLEUM PROCESSING PLANTS OF VIETNAM OIL AND GAS GROUP

**Le Manh Hung**

Vietnam Oil and Gas Group  
Email: hunglm@pvn.vn

### Summary

Restructuring associated with (i) management innovation, (ii) promoting market development, and (iii) focusing on research for development and production optimisation are three important orientations and directions of the Vietnam Oil and Gas Group aimed to improve the competitiveness and efficiency of the petroleum processing sector in recent years. The implementation of the above measures and orientations has brought positive results to the petroleum processing sector of the Vietnam Oil and Gas Group, which are reflected in the following indicators: revenue; profit; safety - stability; capacity, productivity - performance; scale and growth that exceed the annual plan and the five-year plan. The article focuses on production optimisation which contributes to improving the efficiency and competitiveness in the petroleum processing plants of the Vietnam Oil and Gas Group.

**Key words:** Innovation in management, market development, production optimisation, petroleum processing.

## NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG VÀ DỰ BÁO QUÁ TRÌNH NGUNG TỤ LÔNG XẢY RA TRONG GIẾNG KHAI THÁC Ở MỎ KHÍ CONDENSATE

Nguyễn Minh Quý<sup>1</sup>, Ngô Hữu Hải<sup>2</sup>, Đặng Anh Tuấn<sup>2</sup>, Trần Vũ Tùng<sup>2</sup>, Hoàng Long<sup>1</sup>, Phạm Trường Giang<sup>1</sup>, Lê Thị Thu Hương<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: quynm@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng là nguyên nhân chính gây ra tình trạng suy giảm sản lượng ở các mỏ khí condensate, đặc biệt là trong giai đoạn khai thác cuối. Hiện tượng này chịu ảnh hưởng của các yếu tố như: các thông số thủy động lực học, cơ chế dòng chảy, quỹ đạo giếng, thành phần chất lưu vỉa hoặc sự thay đổi lưu lượng trong quá trình điều hành khai thác.

Bài báo phân tích các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng và cơ chế chảy ngược tích tụ đáy giếng khai thác từ các nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của áp suất vùng cận đáy giếng, quỹ đạo giếng khoan, thành phần chất lưu vỉa, áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, tổn hao nhiệt độ - áp suất theo thân giếng khai thác, cơ chế dòng chảy, lưu lượng khai thác.

Kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng thủy động lực học dòng chảy đa pha trong giếng W-3P cho thấy nếu lưu lượng khí khai thác giảm < 800 nghìn ft<sup>3</sup>/ngày thì khả năng xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng và nguy cơ dừng khai thác rất cao. Đây là cơ sở giúp nhà điều hành triển khai các giải pháp giúp ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng, có thể thiết kế tối ưu các giếng khai thác với quỹ đạo giếng, đường kính giếng phù hợp.

**Từ khóa:** Ngưng tụ lỏng, vận tốc tới hạn, dòng chảy trong giếng khí, tối ưu khai thác.

### 1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác các mỏ khí condensate, thành phần chất lưu vỉa từ giếng di chuyển lên bề mặt luôn có một lượng pha lỏng tồn tại trong dòng chảy, có thể là nước và hydrocarbon lỏng tùy thuộc vào trạng thái cân bằng pha. Trong thời gian đầu khai thác khi vận tốc của dòng khí đủ lớn để cung cấp động năng cho các hạt lỏng, dòng khí sẽ mang theo các hạt lỏng lên trên bề mặt. Tuy nhiên khi khai thác một thời gian, áp suất vùng cận đáy giếng giảm làm vận tốc của dòng khí giảm dần đến một giá trị nhất định gọi là vận tốc tới hạn, các hạt lỏng ngưng tụ hoặc lượng lỏng trong dòng khí bị cuốn từ vỉa vào giếng sẽ bắt đầu rơi hoặc chảy ngược trở lại đáy giếng dưới tác dụng của trọng lực. Lượng chất lỏng chảy ngược sẽ tích tụ dần ở đáy giếng làm áp suất thủy tĩnh ở đáy giếng tăng lên, dẫn đến lưu lượng khí khai thác giảm dần và cản trở hoạt động khai thác. Vận tốc dòng khí tiếp

tục giảm, pha lỏng tích tụ nhiều hơn nên hình thành các màng chất lỏng chảy ngược liên tục theo thành ống khai thác xuống đáy giếng. Khi cột chất lỏng ở đáy giếng đủ lớn sẽ ngăn hoàn toàn dòng khí đi vào giếng.

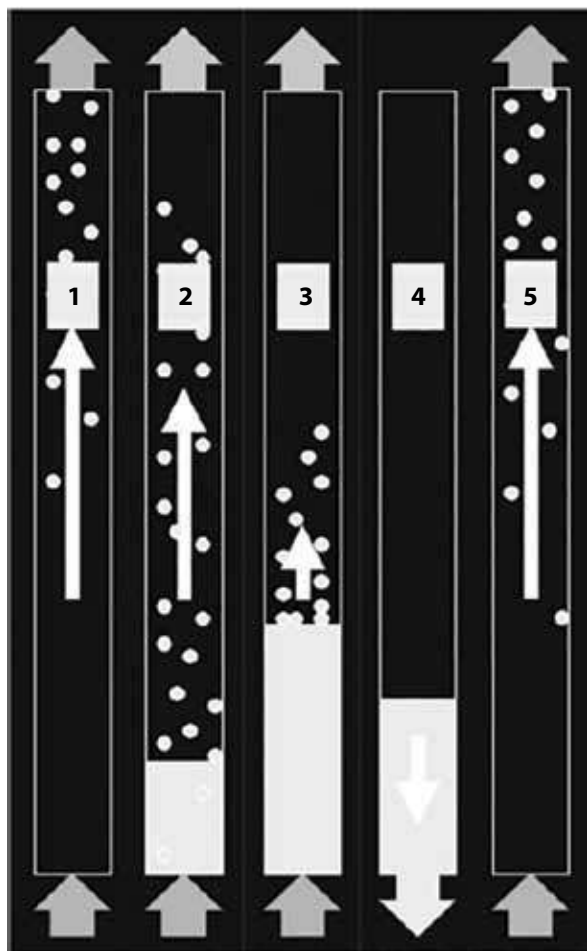
Hiện tượng ngưng tụ lỏng và chảy ngược, tích tụ lỏng ở đáy giếng khai thác được tạo ra và bị ảnh hưởng bởi các yếu tố thủy động lực học thay đổi trong quá trình khai thác của giếng (như áp suất - nhiệt độ và lưu lượng), cơ chế dòng chảy (như sự chảy rối của dòng khí và lỏng), quỹ đạo giếng khai thác, độ nhám thành giếng, tổn hao nhiệt - áp hoặc sự thay đổi trong quá trình điều hành khai thác (như tăng giảm van, côn điều tiết trên miệng giếng đột ngột)... Hiện tượng này còn phụ thuộc vào thành phần của khí - lỏng của từng đối tượng khai thác với hàm lượng lỏng trong khí cao, trạng thái pha của condensate - khí - nước và quá trình tách pha của phần lỏng khi thay đổi nhiệt độ và áp suất.

Các nghiên cứu đầu tiên trên thế giới về ngưng tụ lỏng trong giếng tập trung vào các yếu tố vật lý của dòng chảy 2 pha, là mối liên hệ giữa vận tốc chuyển động của



dòng khí với các yếu tố như chế độ chảy, kích thước hạt lỏng, tỷ lệ pha khí và pha lỏng, các lực tương tác lên hạt lỏng trong chuyển động. Turner đã đưa ra phương pháp dự báo tốc độ tới hạn của dòng khí dựa trên các tính toán cân bằng giữa lực nâng và trọng lực tác dụng lên các hạt lỏng có kích thước tối đa có thể. Hai yếu tố cơ bản để xác định sự hình thành của quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng là: (i) hiện tượng ngưng tụ bắt đầu diễn ra khi kích thước của hạt lỏng ngưng tụ đủ lớn để dòng khí chuyển động không đủ khả năng mang theo và hạt lỏng bắt đầu rơi ngược xuống đáy giếng do tác dụng của trọng lực; (ii) tính ổn định của lớp màng lỏng bám dọc theo thành ống. Sau này, mô hình Turner tiếp tục được phát triển với nhiều quan điểm mới và đã chứng minh rằng quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng cần phải nghiên cứu và tính đến chuyển động của dòng chảy pha lỏng dạng màng dọc theo thành ống.

Hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng gồm 5 quá trình liên tục diễn ra trong giếng khai thác như sau (Hình 1):



Hình 1. Các quá trình của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng

- Quá trình 1: Cả 2 pha khí và lỏng cùng chuyển động lên bề mặt.

- Quá trình 2: Vận tốc của dòng khí giảm thấp đến mức không đủ khả năng đẩy các hạt pha lỏng lên bề mặt. Dòng chất lỏng chảy ngược trở lại đáy giếng và bắt đầu tích tụ tại đây.

- Quá trình 3: Lớp chất lỏng tích tụ tại đáy giếng dẫn đến tăng áp suất thủy tĩnh ở đáy giếng làm giảm lưu lượng dòng khí từ vỉa đi vào giếng, quá trình này tiếp tục cho đến khi dòng khí đi vào giếng dừng hẳn.

- Quá trình 4: Lượng chất lỏng tích tụ ở đáy giếng sau đó bị ép trở lại vỉa khi áp suất ở đáy giếng cao hơn áp suất vỉa vùng cận đáy giếng. Trong quá trình ép ngược lại đó, áp suất của vùng cận đáy giếng được bổ sung (từ năng lượng của vỉa).

- Quá trình 5: Áp suất vùng cận đáy giếng được bổ sung cho đến khi đủ để nâng cột chất lưu (2 pha khí - lỏng) trong giếng khai thác lên bề mặt, dòng chảy trong giếng sẽ hoạt động trở lại.

Các quá trình được mô tả như trong Hình 1 và được lặp lại cho đến khi vỉa không thể bổ sung áp suất cho vùng cận đáy giếng đạt áp suất cần thiết để tiếp tục nâng cột lưu chất trong giếng đi lên. Khi đó giếng sẽ dừng hoạt động hoàn toàn.

Do tính chất phức tạp của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác khí, bài báo này tập trung vào các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ và cơ chế chảy ngược của pha lỏng cũng như quá trình và thể tích lỏng tích tụ có thể dẫn đến phải dừng khai thác của giếng. Nghiên cứu đã đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng như: quỹ đạo giếng khoan, thành phần khí hydrocarbon của khí khai thác, lưu lượng khai thác, IPR (Inflow Performance Relationship), áp suất miệng giếng, tổn hao nhiệt độ - áp suất theo thân giếng khai thác, cơ chế dòng chảy trong giếng.

Để nghiên cứu và đánh giá yếu tố ảnh hưởng, dự báo quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác sử dụng các số liệu như quỹ đạo giếng khoan, tính chất chất lưu vỉa, thông số khai thác thực tế của 1 giếng khai thác (W-3P) của mỏ khí condensate để xây dựng mô hình dòng chảy trong giếng trên phần mềm chuyên dụng. IPR, áp suất miệng giếng, hệ số tổn hao nhiệt và hệ chất lưu vỉa đưa vào mô hình được khớp lịch sử với các thông số thực tế khai thác của giếng W-3P để chính xác lại mô hình thủy động lực học của giếng. Mô hình đủ độ tin cậy để chạy mô phỏng nghiên cứu, đánh giá các yếu tố chính ảnh hưởng đến giếng và phân tích cơ chế cũng như dự báo quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác.

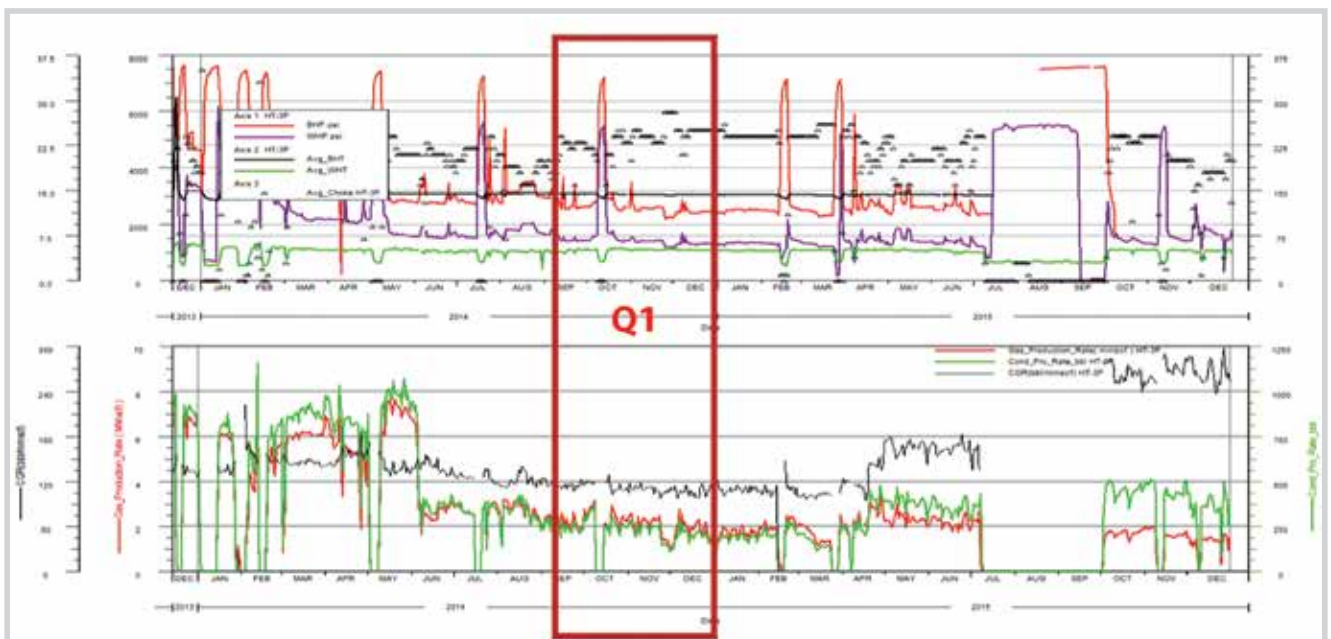
## 2. Hiện trạng khai thác và các yếu tố ảnh hưởng

Về hiện trạng khai thác, khu vực nghiên cứu có 4 giếng khai thác với lưu lượng trung bình giếng khoảng 20 triệu  $\text{ft}^3$  khí tiêu chuẩn/ngày (mmscf/d). Tuy nhiên động thái khai thác từng giếng có sự khác biệt rất lớn, lưu lượng khí thay đổi từ 3 - 50 triệu  $\text{ft}^3$  khí/ngày, tỷ số condensate và khí (CGR) thay đổi từ 60 - 180 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu  $\text{ft}^3$  khí. Phân tích lưu lượng dòng và đồ thị áp suất đáy giếng cho thấy tại các giếng, áp suất đều giảm xuống thấp hơn so với áp suất bão hòa, dẫn đến quá trình tách pha và hiện tượng ngưng tụ lỏng xuất hiện ở các giếng đang khai thác. Tuy nhiên, mức độ ảnh hưởng của quá trình này đến hiệu quả khai thác của từng giếng khác nhau, do chất lượng đá chứa tại các khu vực có sự biến đổi tương đối lớn. Các giếng khai thác chịu ảnh hưởng lớn nhất của ngưng tụ lỏng trong vỉa là giếng W-2P và W-3P. Giếng W-3P hiện đang khai thác với hệ số sản phẩm thấp và tốc độ suy giảm nhanh.

Trong phạm vi bài báo này, các thông số vỉa vùng cận đáy giếng, chất lưu vỉa, thông số giếng, động thái khai thác của giếng W-3P đã được sử dụng để xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong giếng, phục vụ cho các đánh giá chuyên sâu. Tính từ thời điểm bắt đầu đưa vào hoạt động tới thời điểm tiến hành nghiên cứu, giếng W-3P khai thác được 2 tỷ  $\text{ft}^3$  khí và 0,218 triệu thùng condensate. Sản lượng trung bình của giếng đạt 2,7 triệu  $\text{ft}^3$  tiêu chuẩn/ngày và 366 thùng condensate/ngày, CGR của giếng rất cao, từ 112 - 130 thùng/triệu  $\text{ft}^3$  khí. Áp suất của đáy giếng

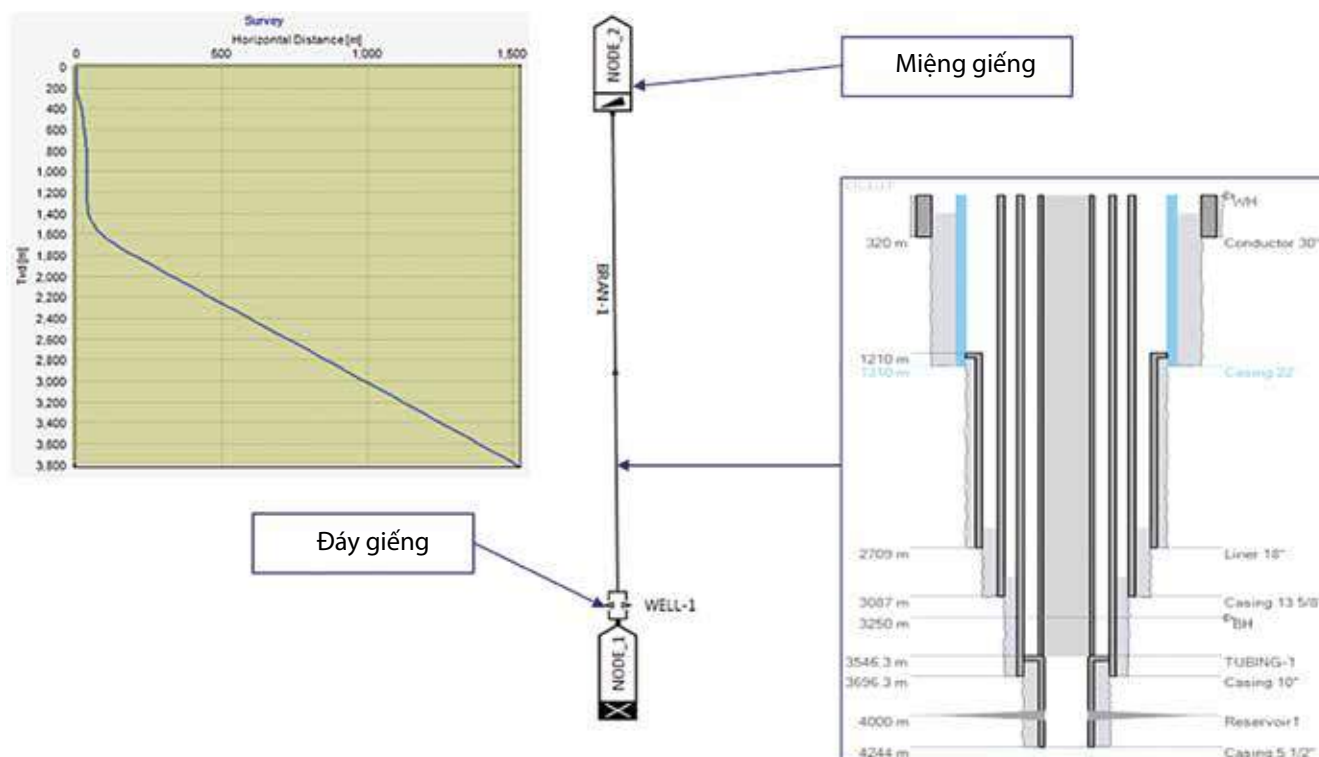
trung bình là 4.368psi, khi khai thác giảm xuống 2.733psi và áp suất ngưng tụ condensate của mỏ nằm trong khoảng 6.984,7 - 7.428,7psi. Do đó, ngay khi bắt đầu khai thác thì tại vùng cận đáy giếng đã có quá trình tách pha của condensate và gây ra hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa làm ảnh hưởng tới khả năng khai thác của giếng. Tuy nhiên ngưng tụ lỏng trong vỉa chủ yếu xảy ra tại khu vực cận đáy giếng nên khi đóng giếng áp suất phục hồi rất nhanh. Như vậy, quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng diễn ra rất phức tạp và bất thường do áp suất vùng cận đáy giếng, lưu lượng khí - lỏng và thành phần khí khai thác sẽ thay đổi do phụ thuộc vào quá trình ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng.

Lịch sử giếng W-3P cho thấy giai đoạn Q1 (Hình 2) có động thái khai thác ổn định. Các kết quả đánh giá đã khẳng định quá trình ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng không ảnh hưởng nhiều đến trạng thái khai thác của giếng nên nhóm tác giả đã chọn giai đoạn Q1 làm số liệu đầu vào cho mô hình giếng để chính xác và dự báo ngưng tụ lỏng trong giếng. Tính đến thời điểm thực hiện nghiên cứu, giếng W-3P và các giếng khai thác khác của mỏ đều không có nước khai thác, chủ yếu là vi lượng nằm trong dòng khí khai thác đi lên. Do đó, quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P là quá trình ngưng tụ của các hydrocarbon từ các giọt chất lỏng tồn tại trong dòng khí hoặc màng chất lỏng trên bề mặt ống khai thác trong quá trình dịch chuyển của hệ chất lưu từ đáy giếng lên miệng giếng.



Hình 2. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng W-3P





Hình 3. Sơ đồ cấu trúc và quỹ đạo giếng W-3P trên phần mềm chuyên dụng

### 3. Mô hình dòng chảy đa pha thủy động lực của giếng W-3P

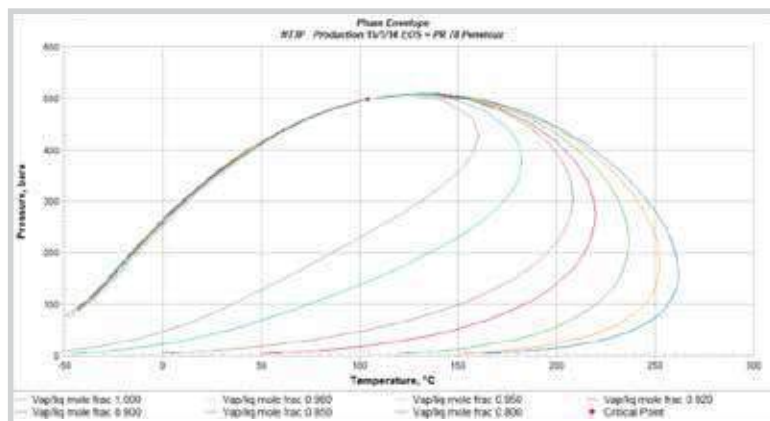
Mô hình nghiên cứu hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P được xây dựng trên phần mềm mô phỏng dòng chảy đa pha để mô phỏng dòng chảy động trong giếng theo quá trình khai thác của giếng. Các phương trình tính toán cân bằng khối lượng đã được sử dụng cho từng trạng thái và pha riêng biệt phụ thuộc vào tính chất của lưu thể như với pha khí đã tách lỏng, nước khai thác dạng giọt, nước khai thác dạng màng, condensate dạng giọt hoặc condensate dạng màng. Phương trình động lượng cũng được tính toán đồng thời trong phần mềm cho nhiều pha của hệ lưu thể vỉa.

#### 3.1. Quỹ đạo giếng khai thác W-3P

Quỹ đạo giếng, khoảng hoàn thiện, thiết bị lòng giếng thực tế của giếng W-3P đã được đưa vào mô hình mô phỏng (Hình 3).

#### 3.2. Hệ số trao đổi nhiệt

Hệ số trao đổi nhiệt của hệ chất lưu trong giếng với nhiệt độ đá vỉa theo thân giếng khoan được mô phỏng lại thông qua giá trị



Hình 4. Giản đồ pha của khí vỉa của giếng W-3P

OHTC (overall heat transfer coefficient). Hệ số trao đổi nhiệt được đưa vào dựa trên thông số của chất liệu của thành giếng cũng như giá trị phù hợp để mô phỏng sự tổn hao nhiệt độ theo thân giếng phù hợp với thực tế khai thác của quá trình thay đổi từ nhiệt độ vỉa (150°C) lên đến miệng giếng (52°C).

#### 3.3. Tính chất của khí khai thác

Tính chất hệ chất lưu là vấn đề quan trọng khi khí khai thác trên điểm sương ở điều kiện vỉa do sự dịch chuyển từ khí vỉa sang khí có chứa condensate tách từ khí vỉa là yếu tố ảnh hưởng quan trọng lên sự tổn hao áp suất từ vỉa vào giếng và dọc thân giếng khai thác, ngoài ra còn ảnh hưởng đến quan hệ giữa ngưng tụ lỏng và cân bằng pha khí - lỏng. Thành phần khí của giếng W-3P đưa vào mô hình được lấy từ kết quả phân tích thử vỉa để loại trừ khả năng sai

lệch do bị mất phần nặng từ quá trình ngưng tụ lỏng trong vỉa (Hình 4).

### 3.4. Các thông số khai thác của giếng W-3P

IPR trong giai đoạn Q1 của giếng khai thác W-3P được sử dụng làm thông số đầu vào cho mô hình giếng. Áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, lưu lượng khai thác khí và tỷ số CGR được khớp với thực tế của giai đoạn Q1 của giếng khai thác. IPR được xác định từ số liệu đo đạc thực tế và tính toán cùng giai đoạn khai thác Q1 với công thức sau:

$$Q = 0,052 (P_R^2 - P_{wf}^2) \text{ với } Q = \text{scf}/D, P = \text{psia}$$

Áp suất đáy giếng được tính từ đường IPR cho kết quả khớp với thực tế đo của giếng là khoảng 155bar. Ngoài ra, các thông số khác cũng được khớp với thực tế như áp suất miệng giếng được khớp với thực tế khoảng 90bar, lưu lượng khớp với thực tế khoảng 2 triệu ft<sup>3</sup> tiêu chuẩn/ngày và CGR khoảng 120 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu ft<sup>3</sup>. Mô hình mô phỏng thủy động lực học của giếng W-3P đã được chính xác với thực tế khai thác để chạy dự báo phục vụ nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng, cơ chế ngưng tụ lỏng và lưu lượng tới hạn để không xảy ra quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng làm giảm sản lượng khai thác.

### 3.5. Các kịch bản mô phỏng

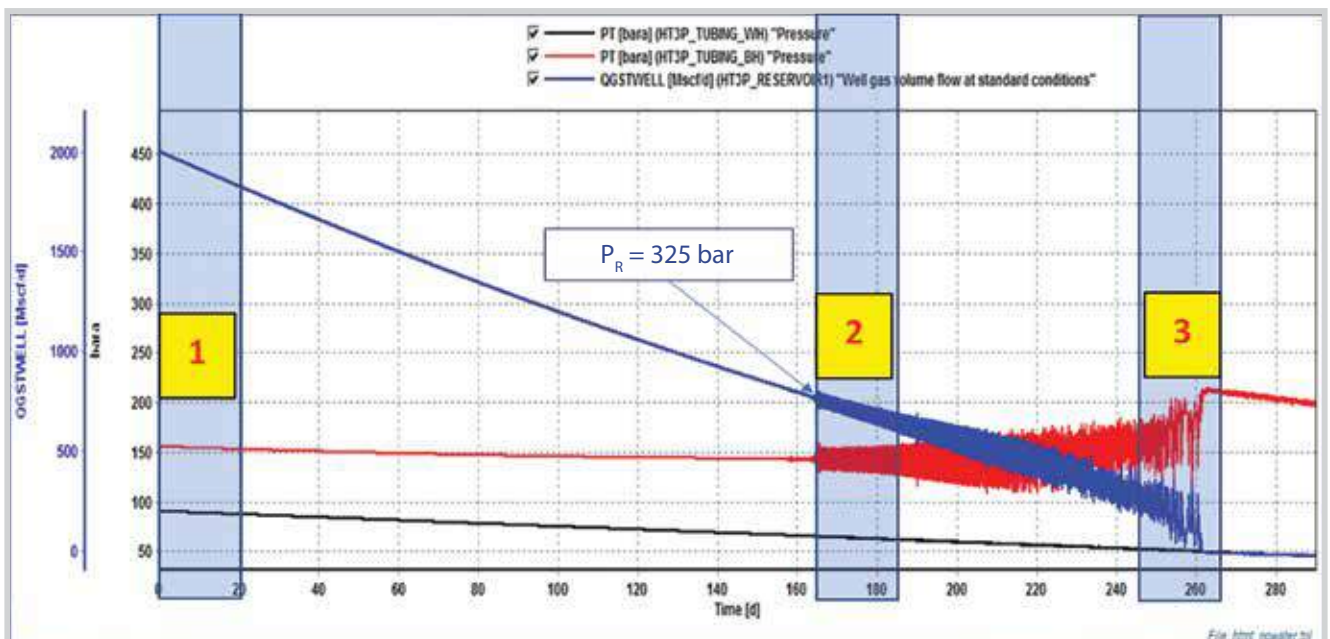
Các kịch bản mô phỏng được thực hiện mô phỏng lại quá trình suy giảm lưu lượng giếng W-3P. Các phương án

đánh giá ảnh hưởng của tính chất hệ chất lưu được mô phỏng như CGR thay đổi từ 125, 170 và 270 thùng/triệu ft<sup>3</sup> khí, hàm lượng nước thay đổi theo tỷ lệ của pha lỏng do WCT từ 0 đến 0,5. Các thông số quan trọng như đường kính giếng và góc nghiêng được nghiên cứu chi tiết nhằm đánh giá ảnh hưởng và đưa ra các bài học cho việc thiết kế tối ưu các giếng khai thác của mỏ sau này. Các kịch bản mô phỏng và dự báo như sau:

- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P theo sự suy giảm của lưu lượng khai thác khí.
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P do lượng lỏng tăng lên trong pha khí (CGR).
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P do WCT tăng từ 0 đến 0,5.
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P với các thay đổi góc nghiêng của giếng W-3P.

### 4. Kết quả dự báo hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P

Kết quả mô phỏng trên điều kiện thực giếng W-3P cho thấy lưu lượng khai thác giảm theo thời gian và giếng dừng hoạt động tại time-step 260. Áp suất đáy giếng biến động và tăng cao trong giai đoạn cuối đến khi không thể đẩy được chất lỏng lên miệng giếng và lưu lượng khí tại time-step 260 bằng 0 (Hình 5 và 6).



Hình 5. Mối quan hệ giữa ngưng tụ lỏng và sự suy giảm lưu lượng khí



Ngưng tụ lỏng bắt đầu xảy ra khi lưu lượng giảm xuống dưới 750 nghìn  $\text{ft}^3$  khí/ngày, pha lỏng ngưng tụ ở đáy giếng tăng dần tới thời điểm dòng khí không đủ động năng để chảy lên bề mặt, giếng bị ngừng khai thác. Quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P xảy ra theo 3 giai đoạn sau (Hình 5):

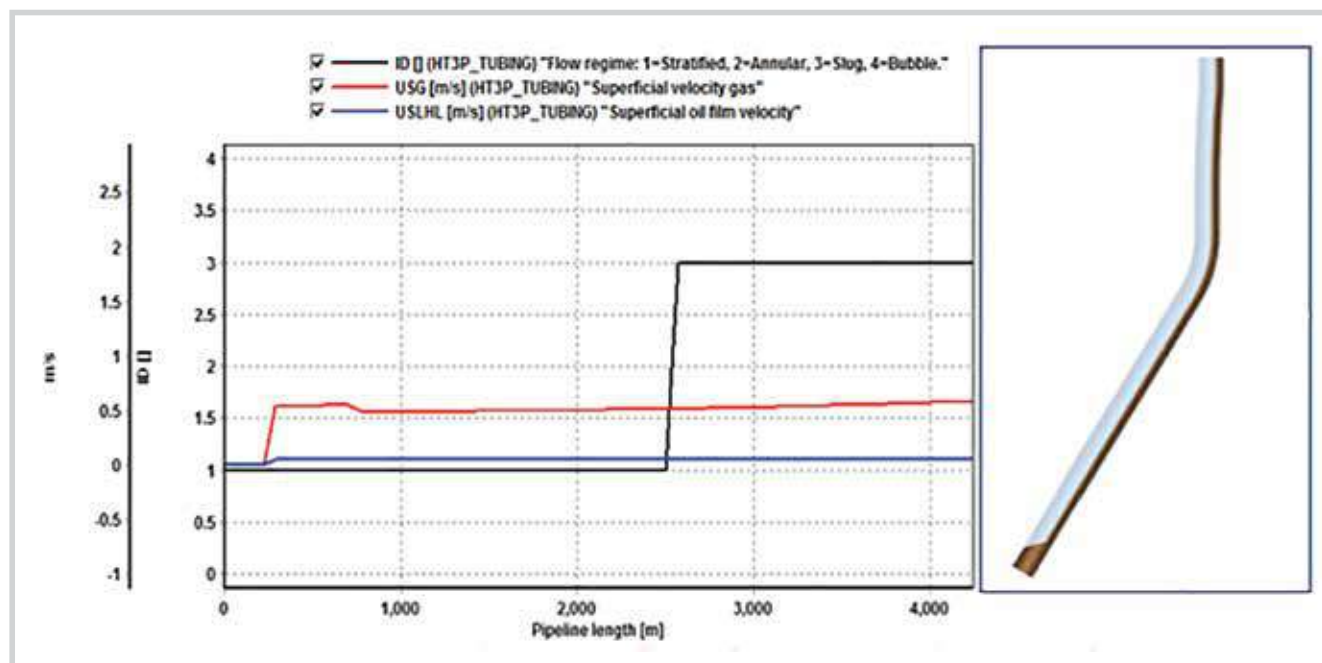
- Giai đoạn 1: Thời gian bắt đầu mô phỏng tương ứng với lưu lượng khí cũng như các thông số khai thác khác (BHP, THP, THT, CGR...) được mô phỏng khớp với giai đoạn khai thác thực tế Q1.
- Giai đoạn 2: Theo thời gian khai thác lưu lượng khí giếng W-3P giảm dần xuống và quá trình ngưng tụ lỏng bắt đầu xuất hiện với cả 2 hiện tượng ngưng tụ dạng giọt và ngưng tụ dạng màng. Lưu lượng khí bắt đầu không ổn định khi giảm đến 750 nghìn  $\text{ft}^3$  khí/ngày.
- Giai đoạn 3: Quá trình ngưng tụ lỏng với quá trình ngưng tụ ngược từ miệng giếng đến đáy giếng và tích tụ dần dưới đáy giếng làm cản trở dòng khí đi lên và kết quả là năng lượng dòng khí không đủ để tiếp tục đẩy cột chất lỏng đi lên, có thể khiến giếng dừng hoạt động mặc dù chênh áp giữa đáy giếng và miệng giếng vẫn lớn.

Giai đoạn 1 chính là trạng thái khai thác hiện tại của giếng W-3P với CGR = 125 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu  $\text{ft}^3$  khí và lưu lượng khí khoảng 2 triệu  $\text{ft}^3$  thì hiện tượng ngưng tụ lỏng chưa xảy ra, thể hiện qua  $V_L = 0$  (Hình 6). Lượng lỏng trong pha khí tiếp xúc với bề mặt ống khai thác và dòng khí vẫn đủ năng lượng để đẩy lên trên miệng giếng.

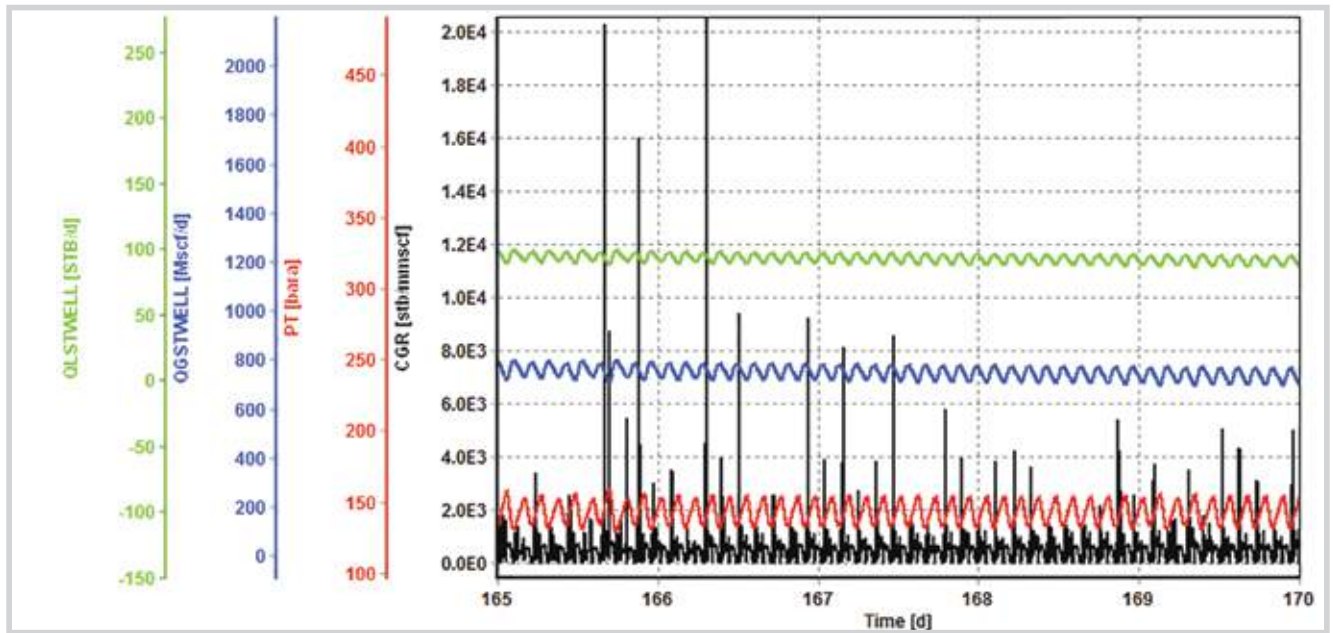
Giai đoạn 2 với lưu lượng khí giảm xuống theo IPR giảm. Tại thời điểm với lưu lượng khí khoảng 800 nghìn  $\text{ft}^3$  khí/ngày và áp suất đáy giếng BHP = 150bar thì quá trình ngưng tụ lỏng bắt đầu xuất hiện. Hiện tượng này làm cản trở dòng chảy của khí dẫn đến lưu lượng khí khai thác không ổn định (Hình 7). Quá trình chảy ngược của hệ chất lỏng tại một số vị trí trên thân giếng (Hình 8) ở vị trí góc nghiêng của giếng (1.400 mTVD). Tuy nhiên lưu lượng khí còn cao và đến một giá trị chênh áp đủ lớn đã đẩy lượng chất lỏng ngưng tụ lên miệng giếng, dẫn đến lưu lượng khí lên bề mặt không ổn định. Sự tăng/giảm phụ thuộc vào các nút thắt lỏng được đẩy lên.

Giai đoạn 3 được nghiên cứu và đánh giá nhằm xác định ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hiệu quả khai thác của giếng W-3P cũng như xác định thời gian từ khi xuất hiện ngưng tụ lỏng đến khi giếng không còn có khả năng cho dòng khí. Lượng chất lỏng chảy xuống và tích tụ ở đáy giếng được thể hiện qua  $V_L = -0,5$  đến  $-1$  ứng với thời gian và vị trí trong thân giếng từ đáy giếng lên miệng giếng (Hình 9).

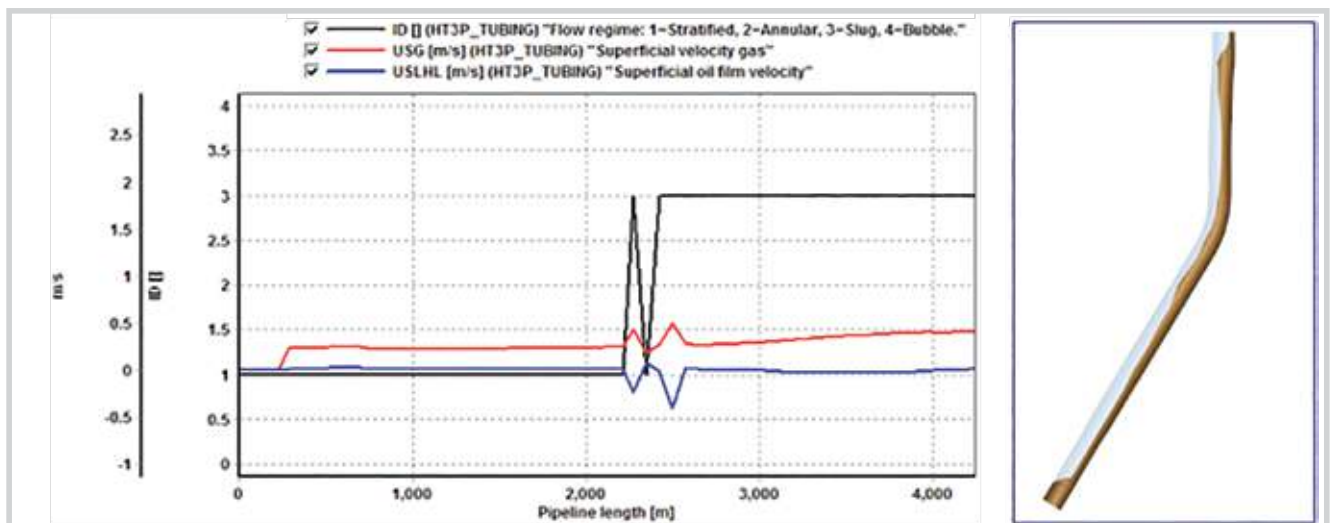
Quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong giếng W-3P làm lưu lượng khí khai thác giảm nhanh và sau một thời gian lưu lượng lỏng thu hồi trên miệng giếng cũng bằng 0. Điều này cho thấy ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng lên giếng rất nhanh và khi cột chất lỏng tích tụ dần ở đáy giếng đủ lớn đến khi vận tốc của dòng khí không đủ năng lượng để nâng nút thắt lỏng lên miệng giếng sẽ làm giếng dừng hoạt động mặc dù chênh áp giữa đáy giếng và miệng giếng là rất lớn (Hình 10).



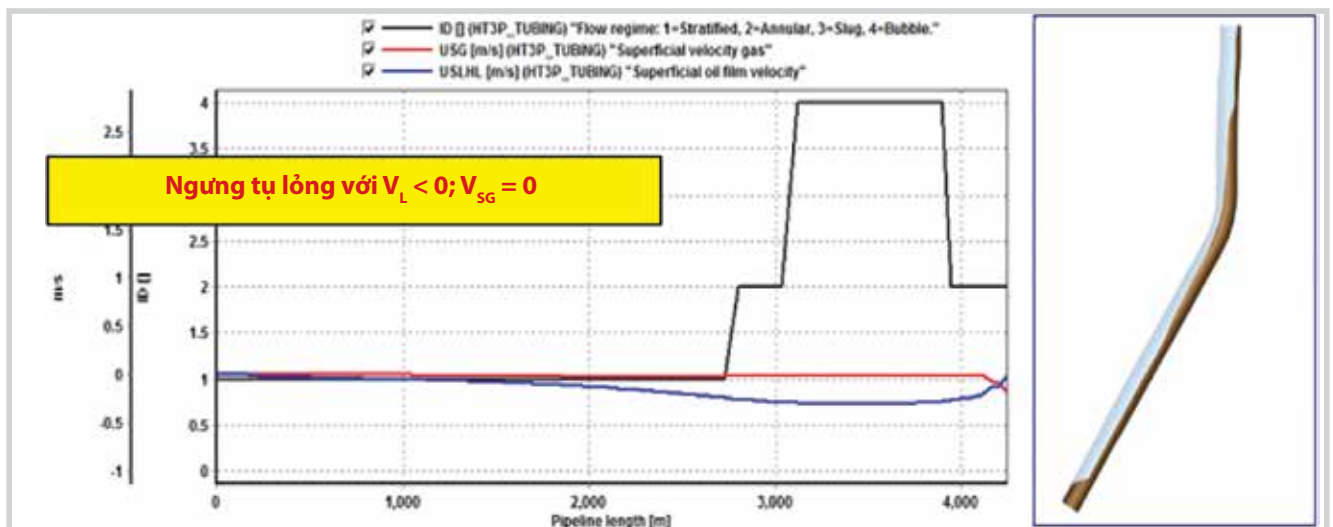
Hình 6. Cơ chế dòng chảy và vận tốc khí - lỏng trong giếng W-3P



Hình 7. Lưu lượng khí tại thời gian mô phỏng 165 - 170 ngày

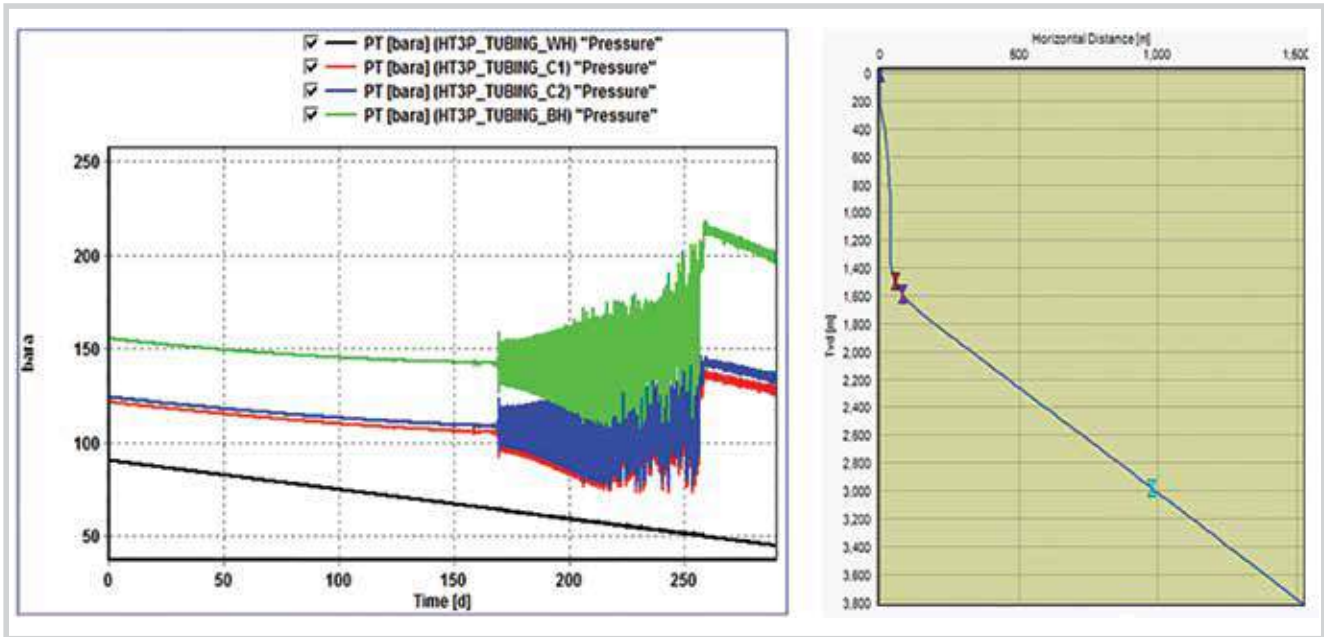


Hình 8. Cơ chế dòng chảy theo thân giếng khoan khi ngưng tụ lỏng hình thành

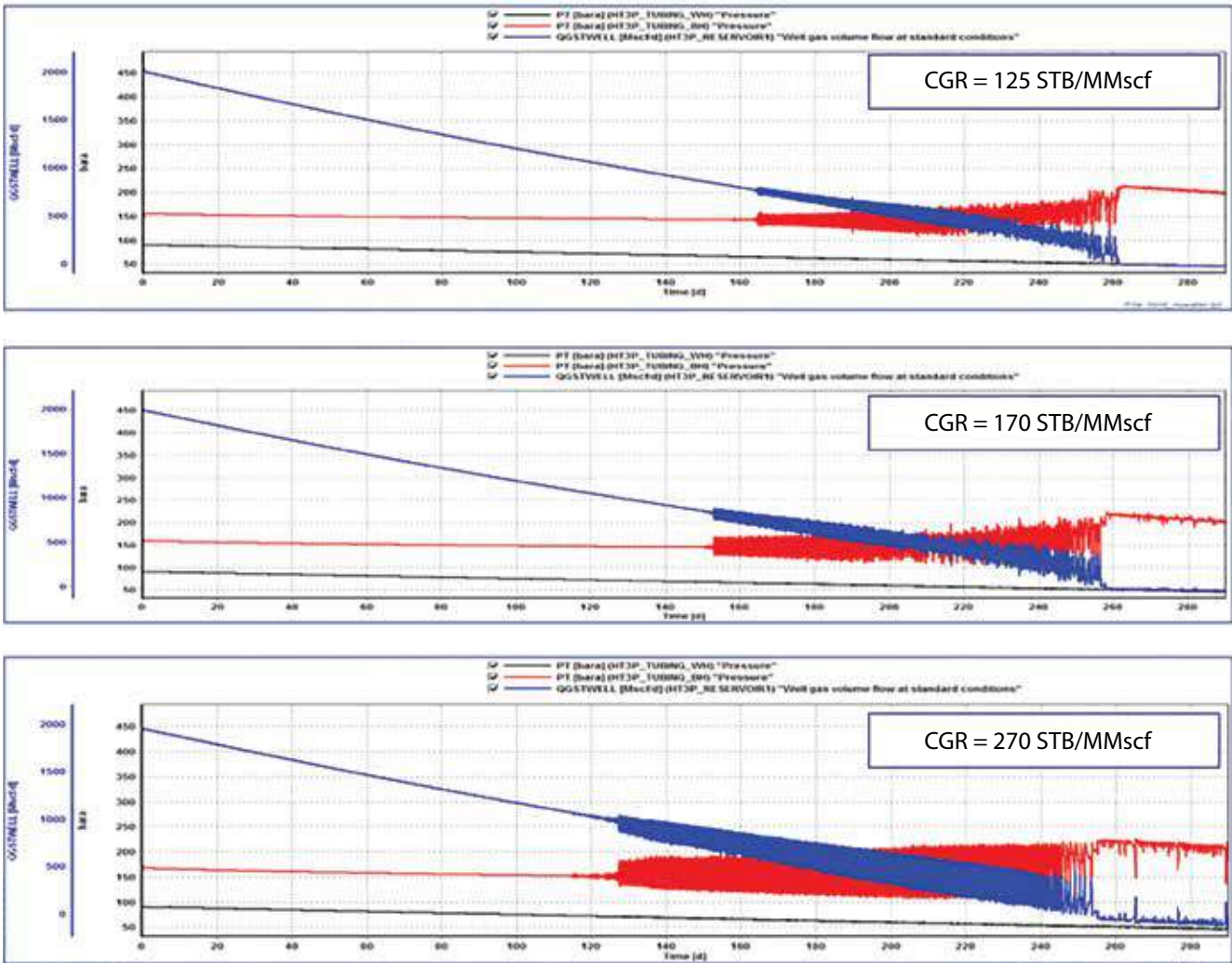


Hình 9. Vận tốc khí - lỏng theo thân giếng trong giai đoạn 3

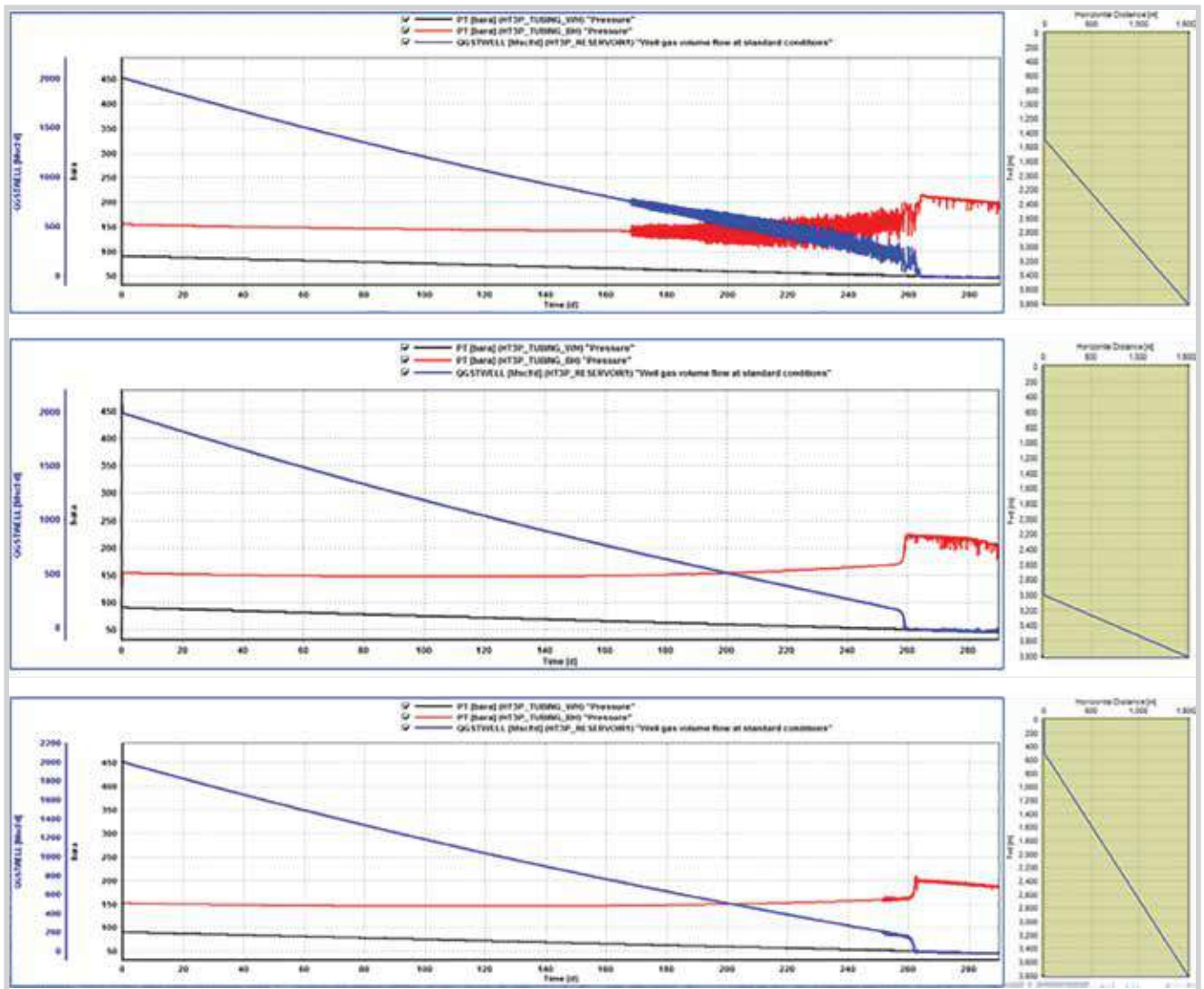




Hình 10. Chênh áp giữa áp suất đáy giếng và miệng giếng W-3P



Hình 11. Ảnh hưởng của CGR lên quá trình ngưng tụ lỏng của giếng W-3P



Hình 12. Ảnh hưởng của quỹ đạo giếng đến hiện tượng ngưng tụ lỏng

#### 4.1. Ảnh hưởng của CGR lên quá trình ngưng tụ lỏng của giếng W-3P

Kết quả phân tích thành phần hydrocarbon của khí ở giếng W-3P theo các giai đoạn khai thác từ thử vỉa đến nay và kết quả phân tích khí của mỏ cho thấy tính chất và chỉ số CGR thay đổi theo thời gian khai thác cũng như các khu vực trên mỏ. Sự thay đổi CGR sẽ làm thay đổi thời điểm cũng như cơ chế dòng chảy của quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng. Nghiên cứu đã tiến hành đánh giá ảnh hưởng CGR với các trường hợp độ nhạy CGR = 125, 170 và 270 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu  $\text{ft}^3$  theo các kết quả phân tích về mức độ biến động CGR của giếng và của mỏ.

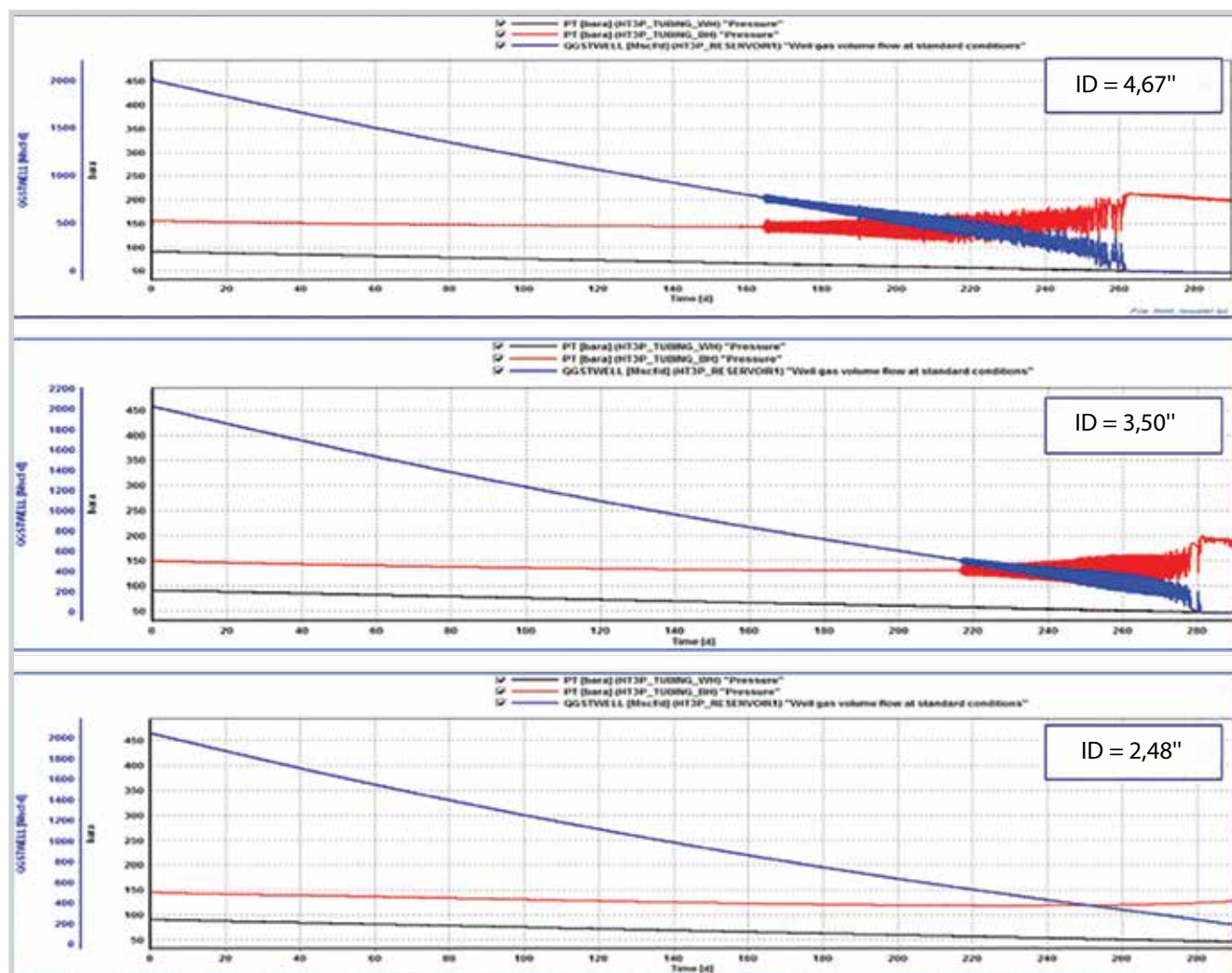
Kết quả mô phỏng cho thấy với CGR tăng dẫn đến quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra sớm hơn và mức độ nghiêm trọng hơn (Hình 11). Lưu lượng khí của giếng

W-3P với các tỷ số CGR cao có độ dao động không ổn định lớn hơn so với các trường hợp có CGR thấp hơn. Ngoài ra, tỷ số CGR thấp thì lưu lượng khí để quá trình ngưng tụ lỏng không xảy ra phải lớn hơn 750 nghìn  $\text{ft}^3$  khí/ngày còn với các tỷ số CGR cao hơn thì phải hơn 1 triệu  $\text{ft}^3$  khí/ngày.

#### 4.2. Đánh giá ảnh hưởng của quỹ đạo giếng đến hiện tượng ngưng tụ lỏng

Kết quả mô phỏng cho thấy với quỹ đạo giếng W-3P hiện tại khả năng xảy ra ngưng tụ lỏng là cao nhất với góc nghiêng 30 - 40° ở độ sâu 1.400 mTVD (Hình 12). Các phân tích về áp suất tổn hao dọc thân giếng cũng cho thấy với quỹ đạo hiện tại thì mức độ tổn hao lớn nhất tại góc nghiêng này nên quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra nghiêm trọng nhất tại vị trí này. Một số quỹ đạo với góc nghiêng khác được nghiên cứu nhằm đưa ra các





Hình 13. Hiện tượng ngưng tụ lỏng với các đường kính giếng

thông số phục vụ tối ưu thiết kế các giếng mới sau này của mỏ.

#### 4.3. Đánh giá ảnh hưởng của đường kính giếng

Nghiên cứu đã xây dựng và đánh giá ảnh hưởng trên thông số giếng W-3P với các đường kính ống ID = 4,67"; 3,5" và 2,48". Kết quả cho thấy với đường kính giếng ID = 2,48" sẽ không có khả năng xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng suốt quá trình khai thác. ID = 3,5" thì hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra muộn hơn so với trường hợp ID = 4,67" hiện tại của giếng W-3P và với lưu lượng khí tới hạn cũng thấp hơn khoảng 600 nghìn ft<sup>3</sup>/ngày (Hình 13). Kết quả cũng cho thấy việc xử lý khi giếng W-3P có hiện tượng ngưng tụ lỏng với ống nhỏ sẽ hiệu quả trong tương lai.

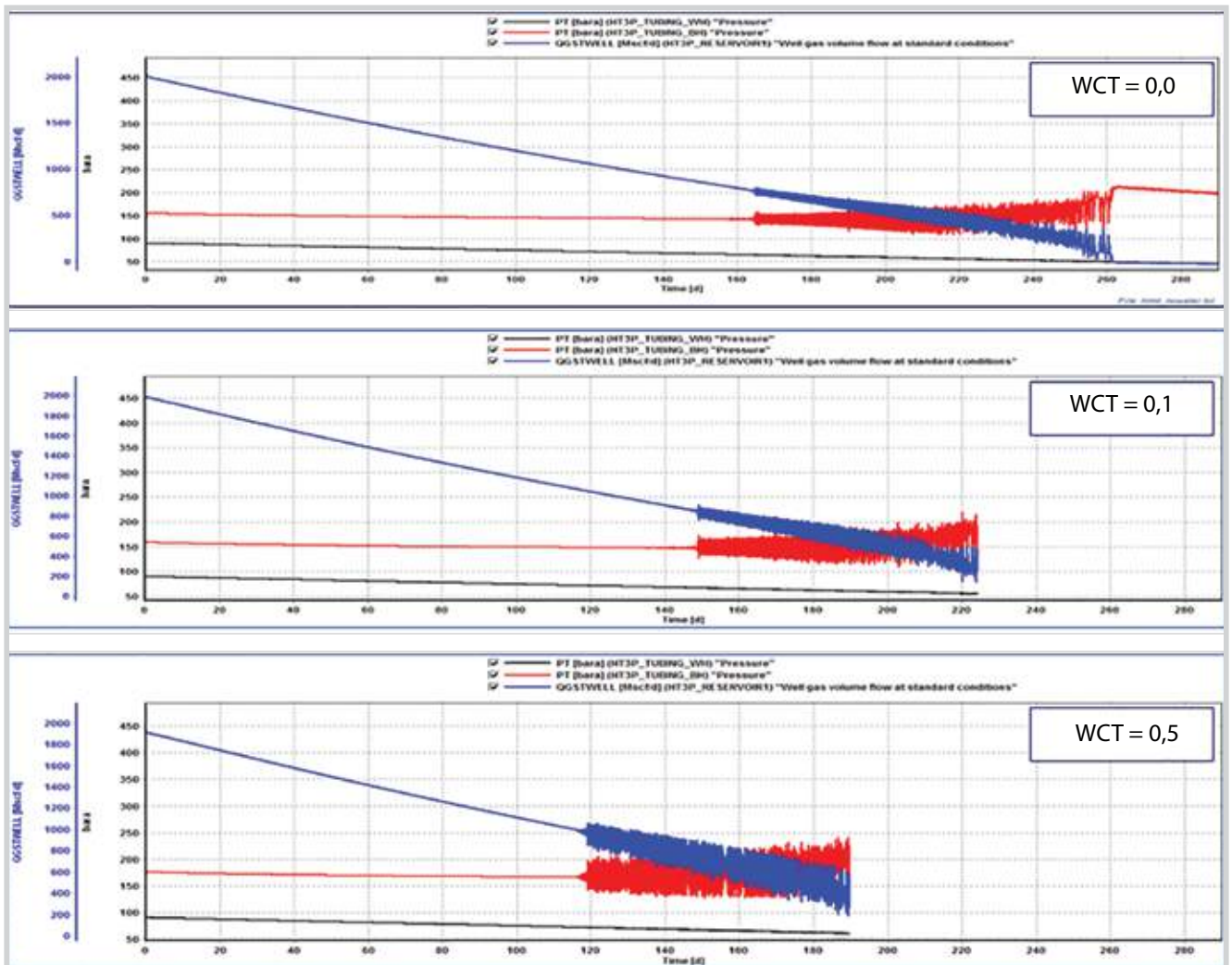
#### 4.4. Đánh giá ảnh hưởng của độ ngập nước

Tính đến thời điểm thực hiện nghiên cứu, giếng W-3P chưa xuất hiện nước khai thác, song trong tương lai hiện

tượng nước xâm nhập có thể xảy ra. Với tỷ trọng riêng của nước lớn hơn condensate, khi xuất hiện nước sẽ làm hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra trầm trọng hơn. Kết quả mô phỏng cho thấy ở WCT = 0,5 (tương đương 250 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/ngày) giếng W-3P xuất hiện hiện tượng ngưng tụ lỏng ở lưu lượng khí khá lớn khoảng 1,1 triệu ft<sup>3</sup>/ngày (Hình 14). Khi nước vừa xâm nhập sẽ khiến giếng khai thác dừng rất nhanh do hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra sớm hơn, lượng chất lỏng chảy ngược và tích tụ đáy giếng nhanh hơn.

#### 5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng giếng đứng (giếng chuẩn) và giếng nghiêng đã chứng minh các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác khí. Ngoài ra, các yếu tố khác cũng có ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác thực tế như: đường kính giếng khai thác, tổn hao nhiệt độ - áp suất dọc giếng khoan do vật liệu của giếng.



Hình 14. Ảnh hưởng của WCT tới quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng

Nghiên cứu và kết quả mô hình mô phỏng thủy động lực học dòng chảy 2 pha trong giếng thực tế W-3P cho thấy với lưu lượng khí vỉa khai thác hiện tại gần 2 triệu  $\text{ft}^3$ /ngày thì chưa xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng. Điều này giải thích lý do giếng W-3P có lưu lượng khí khai thác và áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng ổn định. Trong giai đoạn tới, nếu lưu lượng khí khai thác của giếng W-3P giảm < 800 nghìn  $\text{ft}^3$ /ngày thì hiện tượng ngưng tụ lỏng sẽ xảy ra và có nguy cơ dừng khai thác của giếng.

Với các kết quả mô phỏng đánh giá ảnh hưởng của CGR, đường kính của giếng và với cấu hình hiện tại của giếng W-3P có góc nghiêng  $30^\circ$  cho thấy có rủi ro ngưng tụ lỏng khá lớn. Các kết quả mô phỏng là cơ sở giúp nhà điều hành triển khai các giải pháp giúp ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng, có thể thiết kế tối ưu các giếng khai thác với quỹ đạo giếng phù hợp, đường kính giếng nhỏ hơn.

## Tài liệu tham khảo

1. R.G.Turner, M.G.Hubbard, A.E.Dukler. *Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells*. Journal of Petroleum Technology. 1968; 21(11): p. 1.475 - 1.482.
2. Steve B.Coleman, Hartley B.Clay, David G.McCurdy, Lee H.Norris III. *Applying gas well load up technology*. Journal of Petroleum Technology. 1991; 43(3): p. 344 - 349.
3. Steve B.Coleman, Hartley B.Clay, David G.McCurdy, Lee H.Norris III. *A new look at predicting gas well load up*. Journal of Petroleum Technology. 1991; 43(3): p. 329 - 333.
4. Min Li, Sun Lei, Shilun Li. *New view on continuous-removal liquids from gas wells*. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 15 - 17 May, 2001.
5. Niek Dousi, Cornelis A.M.Veecken, Peter K.Currie. *Modeling the gas well liquid loading process*. Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom. 6 - 9 September, 2005.



6. Mutaz A.Daas, Thomas Stephen Golczynski, Jason J.Harry. *Minimum flowrate to unload gas wells: Dynamic multiphase modeling to validate existing correlations*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico. 16 - 18 April, 2012.
7. Fernando S.Flores-Avila, John Rogers Smith, Adam T.Bourgoyne, Darryl A.Bourgoyne. *Experimental evaluation of control fluid fallback during off-bottom well control: Effect of deviation angle*. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas. 26 - 28 February, 2002.
8. Eric G.Grija. *Experimental study of gas liquid flow through a tubing casing annulus with application to natural gas wells*. Colorado School of Mines. 2006.
9. Stefan Belfroid, Wouter Schiferli, Garrelt Alberts, Cornelis A.M.Veeken, Ewout Biezen. *Predicting onset and dynamic behaviour of liquid loading gas wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 21 - 24 September, 2008.
10. Donald F.B. Jackson, Claudio Juan Jose Virues, David Sask. *Investigation of liquid loading in tight gas horizontal wells with a transient multiphase flow simulator*. Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada. 15 - 17 November, 2011.
11. Cem Sarica, Ge Yuan, Robert P.Sutton, Eduardo Javier Pereyra. *An experimental study on liquid loading of vertical and deviated gas wells*. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA. 23 - 26 March, 2013.
12. Anton Skopich, Eduardo Pereyra, Cem Sarica, Mohan Kelkar. *Pipe diameter effect on liquid loading in vertical gas wells*. SPE Production and Operations. 2013; 30(2): p. 164 - 176.
13. William James Hearn. *Gas well deliquification application overview*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. 1 - 4 November, 2010.
14. Abdul Rehman, Nitsupon Soponsakulkaew, Oladele Olalekan Bello, Gioia Falcone. *A generic model for optimizing the selection of artificial lift methods for liquid loaded gas well*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, USA. 30 October - 2 November, 2011.
15. Curtis Hays Whitson, Silvya Dewi Rahmawati, Aleksander Juell. *Cyclic shut-in eliminates liquid loading in gas well*. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. 20 - 22 March, 2012.

## RESEARCH AND EVALUATION OF IMPACT FACTORS AND FORECAST OF LIQUID LOADING PROCESS IN PRODUCTION WELLS OF GAS CONDENSATE FIELDS

Nguyen Minh Quy<sup>1</sup>, Ngo Huu Hai<sup>2</sup>, Dang Anh Tuan<sup>2</sup>, Tran Vu Tung<sup>2</sup>, Hoang Long<sup>1</sup>, Pham Truong Giang<sup>1</sup>, Le Thi Thu Huong<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute

<sup>2</sup>Bien Dong POC

Email: quynm@vpi.pvn.vn

### Summary

The liquid loading process in wellbore is one of the main reasons which causes production rate decline in gas-condensate field, especially in the end of field life. This process is influenced by many factors such as the change of hydrodynamic parameters, flow regime, well trajectory, properties of reservoir fluids or the change of production rate during operating activities. The article analysed the mechanism and the main factors that have impact on the process of liquid loading, based on investigations of the impact of production regime, well trajectory, reservoir fluid properties during production. Research results of hydrodynamic model of multi-phase well-flow in Well W-3P show a high possibility of liquid loading and a high risk of operation suspension if gas production rate drops below 800 thousand ft<sup>3</sup>/day. This is the basis for operator to deploy solutions to prevent the liquid loading process and develop optimal designs for production wells with appropriate well trajectory and well diameter.

**Key words:** Liquid loading, critical gas rate, well flow, production optimisation.

## NGHIÊN CỨU SINH ĐỊA TẦNG VÀ NHẬN ĐỊNH VỀ TẬP TRẦM TÍCH BH5.2 Ở KHU VỰC TRƯNG TÂY BẠCH HỒ, BỂ CỬU LONG

**Mai Hoàng Đảm, Nguyễn Tấn Triệu, Vũ Tuấn Dũng, Phạm Thị Duyên, Nguyễn Thanh Tuyền**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dammh@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Việc xác định tuổi của tập trầm tích BH5.2 thuộc khu vực trũng Tây Bạch Hồ, bể Cửu Long đến nay vẫn tồn tại một số quan điểm chưa thống nhất. Kết quả tổng hợp địa tầng của các công ty dầu khí cho thấy tập trầm tích BH5.2 được xếp vào đáy của hệ tầng Bạch Hồ tuổi Miocene sớm. Tuy nhiên theo kết quả phân tích cổ sinh, tổ hợp hóa thạch định tầng xác định tuổi Oligocene được tìm thấy trong tập trầm tích BH5.2 ở trũng Tây Bạch Hồ với tần suất rất cao, liên tục trong các mẫu với bề dày tập trầm tích lớn. Nhiều tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và thạch học cũng thể hiện sự thay đổi trên nóc của tập trầm tích BH5.2.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu sinh địa tầng và các minh chứng liên quan, đồng thời đưa ra nhận định về sự hình thành của tập trầm tích BH5.2 ở khu vực trũng Tây Bạch Hồ.

**Từ khóa:** Tập trầm tích BH5.2, tảo nước ngọt, hóa thạch chỉ đạo, địa tầng, bể Cửu Long.

### 1. Giới thiệu

Địa tầng của các thành tạo trầm tích lục địa ở bể Cửu Long có sự phân chia theo từng khu vực bởi các hoạt động kiến tạo đã tạo nên các đơn vị cấu trúc và được lấp đầy trầm tích ở các khu vực có sự khác nhau. Điều này thể hiện rõ ở khu vực phía Tây Nam của bể Cửu Long, điển hình là trũng Tây Bạch Hồ.

Trong Oligocene sớm, vật liệu trầm tích lấp đầy các trũng sâu và kế áp vào các khối nâng, vào giai đoạn cuối của Oligocene sớm đáy bể được mở rộng, hàng loạt đứt gãy được hình thành hoặc tái hoạt động làm cho các khối trầm tích sụt lún sâu hơn tạo nên hệ thống địa hào và bán địa hào. Trong Oligocene muộn, trầm tích gần như lắng đọng khắp bề mặt đáy bể và mỏng hơn về phía khu vực ven rìa, vào cuối Oligocene địa hình đáy bể được nâng lên tạo ra bề mặt bất chỉnh hợp khu vực trên nóc của Oligocene (tương ứng với nóc tập C) và mọi hoạt động kiến tạo tạo bể cũng yếu dần và kết thúc vào đầu Miocene sớm [1]. Tuy nhiên, tại vị trí này đến nay vẫn chưa có sự thống nhất về địa tầng, tuổi của các thành tạo trầm tích được tìm thấy trong trũng Tây Bạch Hồ.

Kết quả tổng kết sinh địa tầng của bể Cửu Long [2]

cho thấy trũng phía Tây của đới nâng Bạch Hồ tồn tại một khối lượng trầm tích tập BH5.2 khá lớn nằm trên nóc của tập C có chứa tổ hợp hóa thạch đặc trưng của tuổi Oligocene muộn và trên mặt cắt địa chấn tồn tại một bề mặt phản xạ có nhiều đứt gãy kết thúc tại nóc của tập trầm tích này.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu sinh địa tầng và các minh chứng liên quan, đồng thời đưa ra nhận định về sự hình thành của tập trầm tích BH5.2 ở khu vực trũng Tây Bạch Hồ.

### 2. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

Trên cơ sở minh giải tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và phân chia địa tầng ở nhiều cấu tạo thuộc trũng phía Tây khối nâng Bạch Hồ cho thấy tồn tại một khối lượng lớn trầm tích là tầng chứa tiềm năng thuộc tập BH5.2 tuổi Miocene sớm. Bên cạnh đó, hàng chục giếng khoan với lượng mẫu (mẫu lõi và mẫu vụn) rất lớn đã được thực hiện để nghiên cứu sinh địa tầng cho khu vực.

Các phương pháp nghiên cứu sinh địa tầng ứng dụng trong dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam chủ yếu gồm 3 phương pháp: tảo vôi (nannofossil), vi cổ sinh (foraminifera) và bào tử phấn hoa (palynology). Trong thời kỳ từ Oligocene đến nửa đầu Miocene sớm bào tử phấn hoa là phương pháp nghiên cứu sinh địa tầng duy nhất



**Bảng 1.** Bảng phân đới hóa thạch định tầng Oligocene sử dụng trong khu vực Đông Nam Á

Tuổi	Gemeraad, Hopping và Muller 1968 Đông Nam Á	BP (Hou YT, nnk) 1981 Biển Nam Trung Hoa (Beibu Gulf)	VPI 2018 Thềm lục địa Việt Nam
Oligocene muộn	<i>Florschuetzia trilobata</i> ↓ <i>Meyeripollis naharkotensis</i> <i>Cicatricosisporites dorogensis</i>	<i>Verrutricolporites pachydermus</i> ↓ <i>Gothanipollis basensis</i> <i>Lycopodiumsporites neogenicus</i>  ↑ <i>F. semilobata</i> (sporadic) <i>F. trilobata</i> (consistent) <i>V. pachydermus</i>	<i>V. pachydermus</i> <i>G. basensis</i> <i>L. neogenicus</i> <i>C. dorogensis</i> <i>Jussiena</i> spp. <i>M. naharkotensis</i> ↓ <i>Pentapollis</i> spp. ↑ <i>V. pachydermus</i> <i>Crassoretitrites</i> spp. (phổ biến) Nhóm <i>Bosedinia</i>
Oligocene sớm	Đới <i>Florschuetzia trilobata</i> Phụ đới <i>Meyeripollis naharkotensis</i>	<i>Leiosphaeridia - Granodiscus</i> ↓ <i>Liquidambarpollenites minutus</i>	Đới <i>Florschuetzia trilobata</i> Phụ đới <i>M. naharkotensis</i> - <i>Jussiena</i> <i>C. dorogensis</i> - <i>L. neogenicus</i> Phụ đới <i>V. pachydermus</i>  ↑ <i>Crassoretitrites</i> spp. (hiếm) <i>M. howardi</i> (hiếm)

**Bảng 2.** Phân chia địa tầng khu vực Tây Nam của bể Cửu Long [4]

Tuổi	Hệ tầng	Phụ hệ tầng	Mặt phản xạ địa chấn	Tập trầm tích	Hoang Long JOC, 2005
Miocene dưới	Bạch Hổ	Bạch Hổ trên	BI.2	BI.1	BI.2
		Bạch Hổ dưới	BI.1		BH5.1
Oligocene trên	Trà Tân	Trà Tân trên	C	F	BH5.2
		Trà Tân giữa	D		C
		Trà Tân dưới	E		D
Oligocene dưới	Trà Cú		F	Nóc móng	E
Móng trước Cenozoic					F và cổ hơn

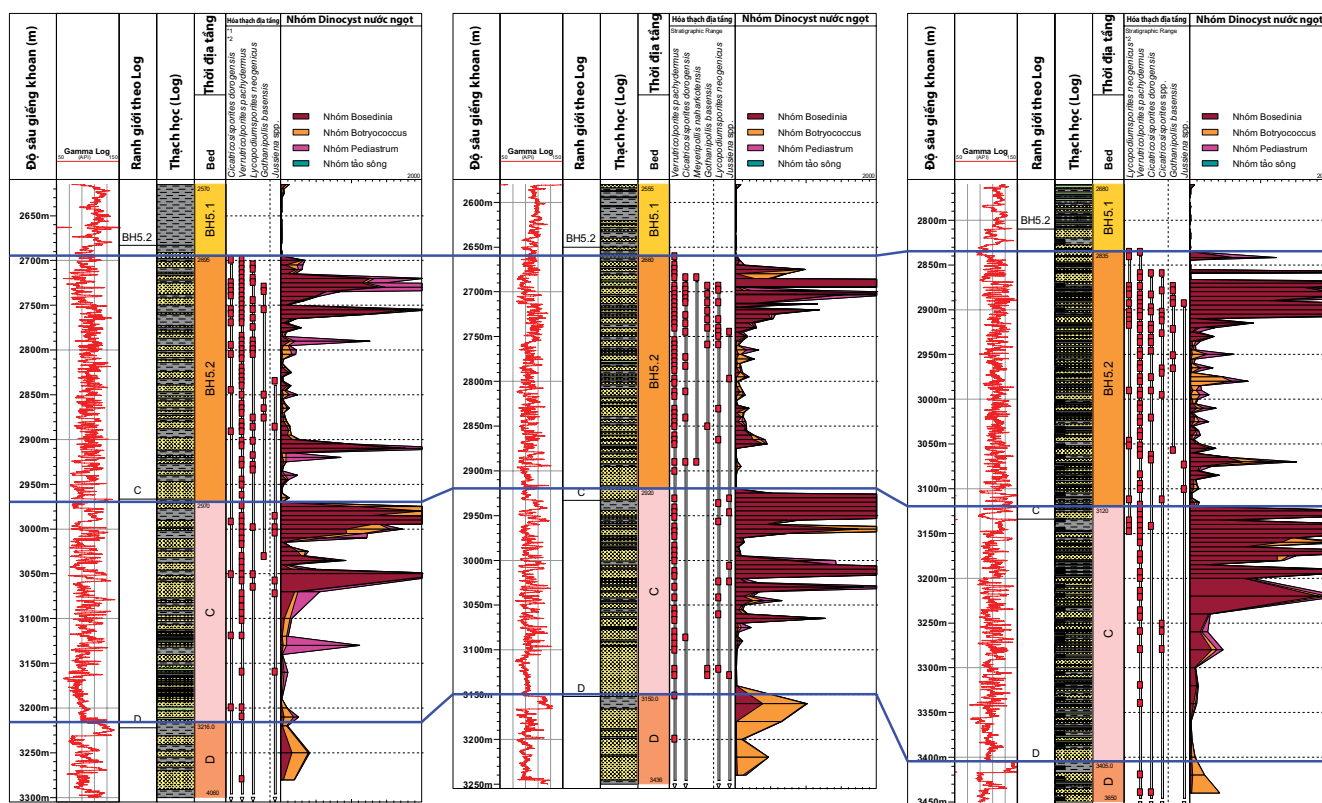
được sử dụng cho bể Cửu Long. Tổ hợp hóa thạch định tầng xác định tuổi Oligocene được sử dụng trong bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam và các khu vực lân cận gồm [3]: *Cicatricosisporites dorogensis* (Potenié và Gelletich, 1933) *Jussiena* spp. (Traverse, 1955), *Lycopodiumsporites neogenicus* (Krutzsch, Ke và Shi, 1978), *Gothanipollis basensis* (Stover, 1973), *Meyeripollis naharkotensis* (Meyer, 1958; Baksi và Venkatachala, 1970), *Verrutricolporites pachydermus* (Sun et al., 1980). Trong đó, hóa thạch *Meyeripollis naharkotensis* ít khi được tìm thấy ở bể Cửu Long nhưng được tìm thấy phổ biến ở bể Nam Côn Sơn và *Verrutricolporites pachydermus* đặc trưng trong Oligocene muộn (Hou et al., 1981). Ngoài ra, một số khu vực khác trên thế giới cũng đã ghi nhận sự biến mất của các hóa thạch này khi kết thúc Oligocene như: Australia, Caribbean và Nigeria (Ermeraad et al., 1968).

**3. Kết quả sinh địa tầng trùng Tây Bạch Hổ**

Các giếng khoan khu vực trùng Tây Bạch Hổ được thực hiện chủ yếu trong phạm vi phía Đông của Lô 16-1, thuộc

phần Tây Nam của bể Cửu Long. Địa tầng khu vực này từ móng đến cuối Miocene dưới được phân chia thành các đơn vị tương ứng với các bề mặt phản xạ địa chấn (Bảng 2), trong đó phần thấp nhất của tập BI.1 được Hoang Long JOC phân chia lần lượt là BH5.2 và BH5.1. Đáng chú ý là tập BH5.2 rất được quan tâm vì là tầng chứa quan trọng của khu vực này.

Theo kết quả phân tích sinh địa tầng, các ranh giới của tập BH5.2 phù hợp với kết quả minh giải từ Log và địa chấn của nhà thầu (Hình 1 - 3). Bề dày tập thay đổi theo từng khu vực khác nhau trung bình 300m ở cấu tạo Tê Giác Trắng, 500m ở khu vực phía Nam và Đông Nam như cấu tạo Tê Giác Cam, Tê Giác Đen, Tê Giác Hồng và Tê Giác Vàng; bề dày tập có xu hướng mỏng dần ra rìa phía Tây tại các cấu tạo Ngựa Ô, Voi Vàng và không phân chia ở cấu tạo Voi Trắng. Kết quả phân tích bào tử phần cho thấy, số lượng hóa thạch trong tập BH5.2 từ phong phú đến rất phong phú (từ vài trăm đến trên mười nghìn hóa thạch trong một mẫu).



Hình 1. Tổ hợp hóa thạch định tầng Oligocene trong tập BH5.2 cấu tạo Tê Giác Trắng

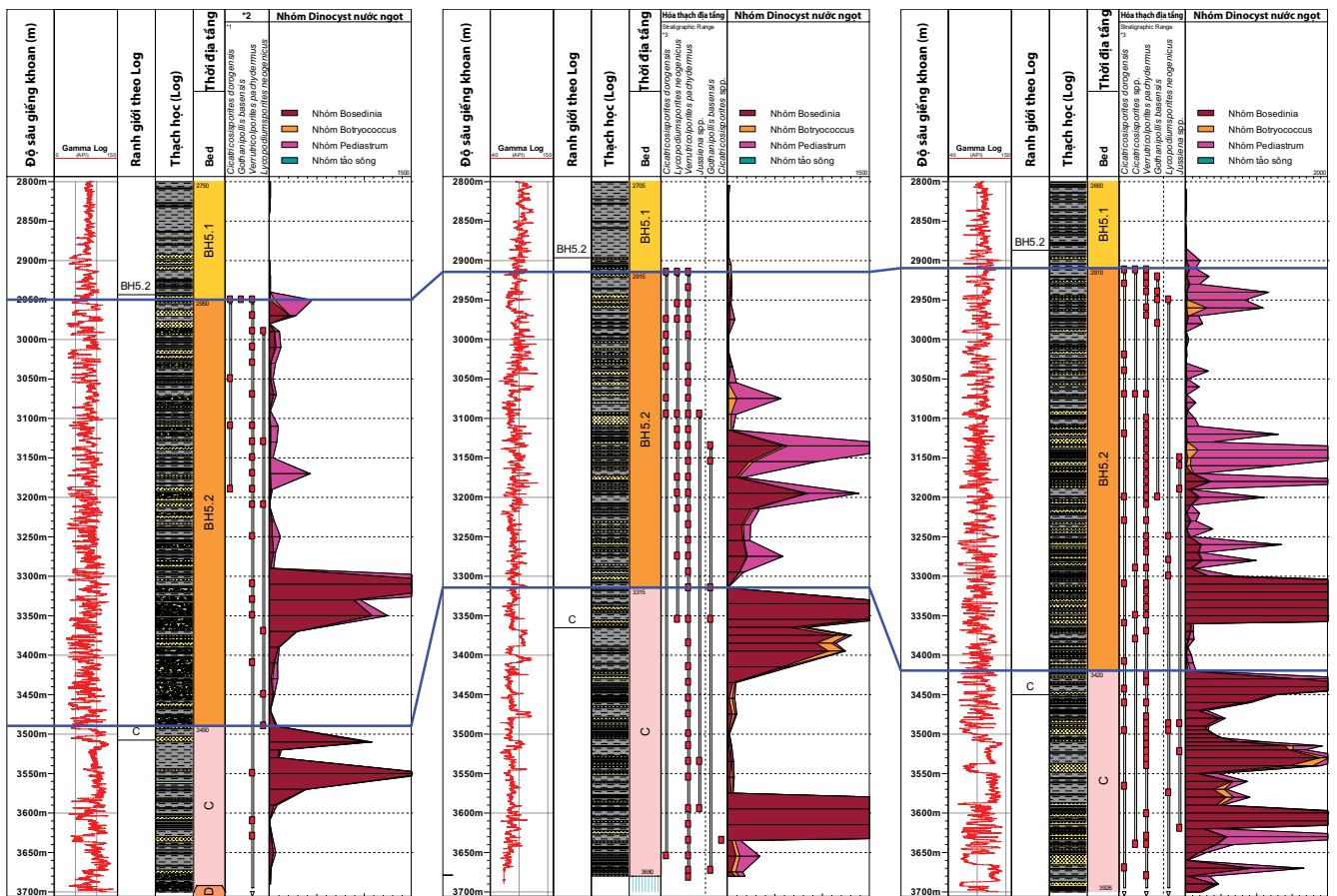
Giới hạn bên dưới của tập BH5.2 được xác định bởi sự giảm rất đột ngột của nhóm tảo nước ngọt vào cuối tập C (Hình 1), đây là dấu hiệu rất đặc trưng khi kết thúc một chu kỳ trầm tích tương ứng với sự thay đổi của phổ hóa thạch, để bắt đầu chu kỳ trầm tích mới có sự tăng dần và phong phú trở lại của các nhóm hóa thạch. Loại ranh giới này thể hiện rất rõ ở cấu tạo Tê Giác Trắng và các giếng khoan trong khu vực của trũng Tây Bạch Hổ, trong tập C số lượng hóa thạch của tảo nước ngọt dao động từ 2.000 - 4.000 hạt/mẫu (có những phụ tập trên 8.000 hạt/mẫu) liên tục với bề dày trung bình khoảng 300m nhưng vào cuối tập C giảm rất đột ngột xuống còn dưới 30 hạt/mẫu (Hình 1). Tương tự, những cụm cấu tạo ở phía Đông Nam và phía Tây thì dấu hiệu để nhận biết ranh giới giữa 2 tập C và BH5.2 cũng rất đặc trưng và rõ ràng (Hình 2, 3).

Giới hạn trên của tập BH5.2, vào giai đoạn cuối của tập được đánh dấu bởi sự giảm đáng kể tổng lượng hóa thạch, trở nên rất nghèo và không có sự phong phú hóa thạch trở lại ở thời kỳ sau như ở cuối tập C chuyển sang đầu tập BH5.2. Đồng thời cũng là sự biến mất hoàn toàn của tổ hợp hóa thạch định tầng cho tuổi Oligocene: *Verrutricolporites pachydermus*, *Cicatricosisporites dorogensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus*, *Gothanipollis basensis*, *Jussiena spp.* Sau sự biến mất của tổ hợp này, phổ hóa thạch bào tử phần của phía Tây bể Cửu Long

cũng có sự thay đổi đáng kể, kết thúc giai đoạn phong phú hóa thạch.

Các thành phần hóa thạch trong tập BH5.2 chủ yếu là tảo nước ngọt (ưu thế là *Bosedinia*) chiếm khoảng 70 - 80% tổng lượng hóa thạch, đôi khi lên đến 90% ở khu vực phía Đông thuộc cấu tạo Tê Giác Trắng; số lượng hóa thạch có xu hướng giảm dần về phía Tây - Tây Nam trong các cấu tạo: Tê Giác Cam, Ngựa Ô, Ngựa Nâu, Voi Vàng, đồng thời có sự hiện diện phổ biến của *Pediatrum* so với khu vực phía Đông (so sánh giữa Hình 1 và 2); phía Tây - Tây Bắc có sự hiện diện đáng kể của *Botryococcus* ở những khu vực gần rìa với mực nước nông hơn (Hình 3). Đáng chú ý là tần suất tìm thấy các hóa thạch định tầng trong tập BH5.2 thường cao hơn trong tập C, nóc của tập BH5.2 là bề mặt liên kết được theo tài liệu cổ sinh với độ tin cậy cao bởi sự thay đổi đáng kể của phổ hóa thạch, trong khi ở các khu vực khác của bể như: trũng Đông Bạch Hổ, Đông Bắc, Đông Nam và rìa Tây Bắc thì không đặc trưng như khu vực này. Khi so sánh nóc của tập C với nóc của tập BH5.2 rõ ràng, tại nóc của tập C mặc dù có sự giảm đột ngột của hóa thạch thể hiện sự thay đổi liên quan đến sự phát triển của thực vật nhưng phổ hóa thạch vẫn có sự liên tục và phong phú ngay sau khi bắt đầu một chu kỳ trầm tích mới. Trong khi tại nóc của tập BH5.2, sự thay đổi đột ngột về tổng số lượng hóa thạch lại là sự kết thúc cả một quá trình





Hình 2. Đặc trưng của các ranh giới của tập BH5.2 ở các cụm cấu tạo phía Đông Nam

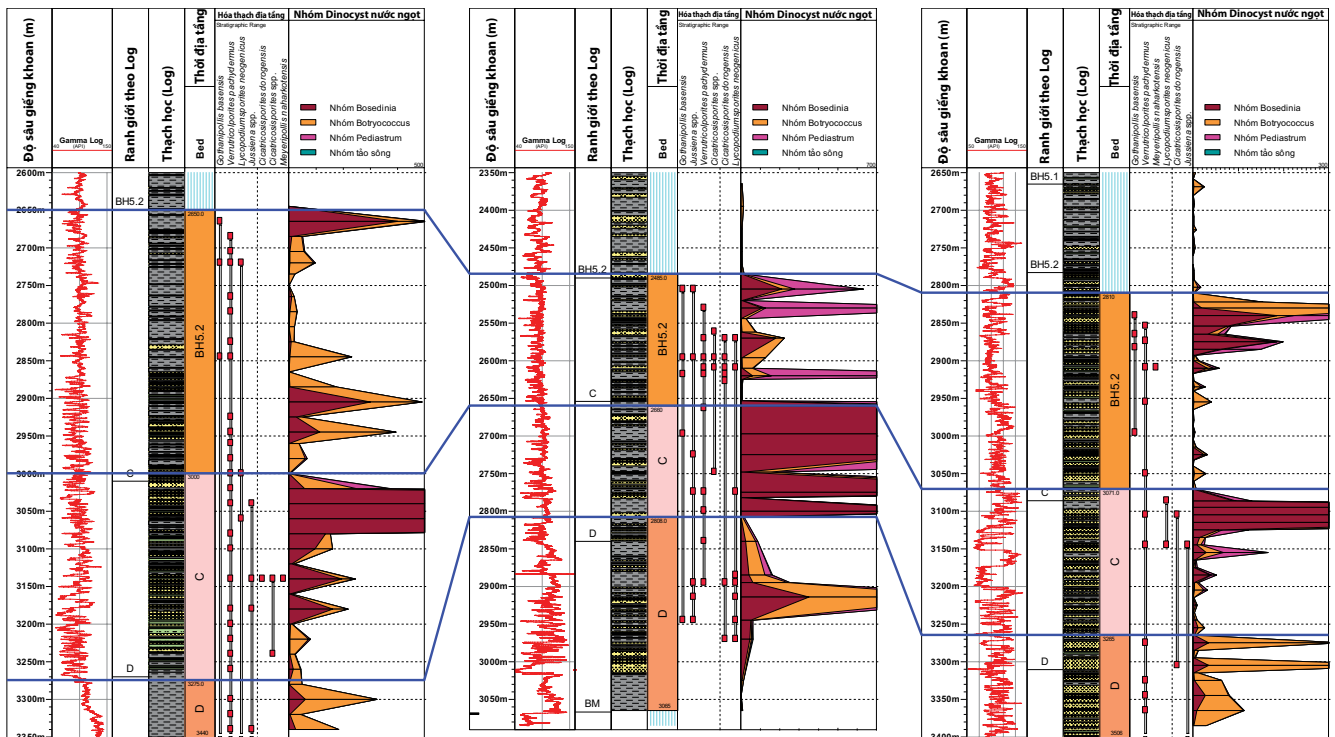
phong phú của hóa thạch trở về sau. Phổ hóa thạch trong 2 tập C và BH5.2 là khá tương đồng, không có sự khác biệt về thành phần hóa thạch và thể hiện tính chu kỳ, phân tập rõ ràng.

Bên cạnh đó, các phương pháp đánh giá khác như giá trị gamma ray (GR) giữa tập C và tập BH5.2 thì nhỏ và tương đối ổn định trong cả 2 tập này, trong khi ở khoảng nóc của tập BH5.2 có xu hướng tăng lên rất rõ rệt phản ánh sự thay đổi thành phần thạch học từ thô sang mịn hơn (theo hướng từ dưới lên). Điều này cho thấy có sự khác biệt về cổ sinh giữa khoảng trầm tích bên trên và bên dưới của nóc BH5.2. Nhìn chung, phần trầm tích bên dưới (cả tập C và BH5.2) có tỷ lệ cát/sét cao hơn so với phần bên trên (từ BH5.1 trở lên) nhưng rất phong phú hóa thạch trong khi phần trên giàu sét hơn mà rất nghèo hóa thạch. Từ đây, có thể dự đoán trong tập C và BH5.2 điều kiện lắng đọng trầm tích khá ổn định thể hiện bởi thành phần hóa thạch phong phú và đều đặn. Ngược lại, trầm tích ở phía trên nóc BH5.2 rất nghèo hóa thạch cho thấy tại ranh giới nóc BH5.2 có sự thay đổi lớn về điều kiện môi trường lắng đọng và hệ sinh thái thảm thực vật tạo nên sự khác biệt về phổ hóa thạch trong 2 giai đoạn này.

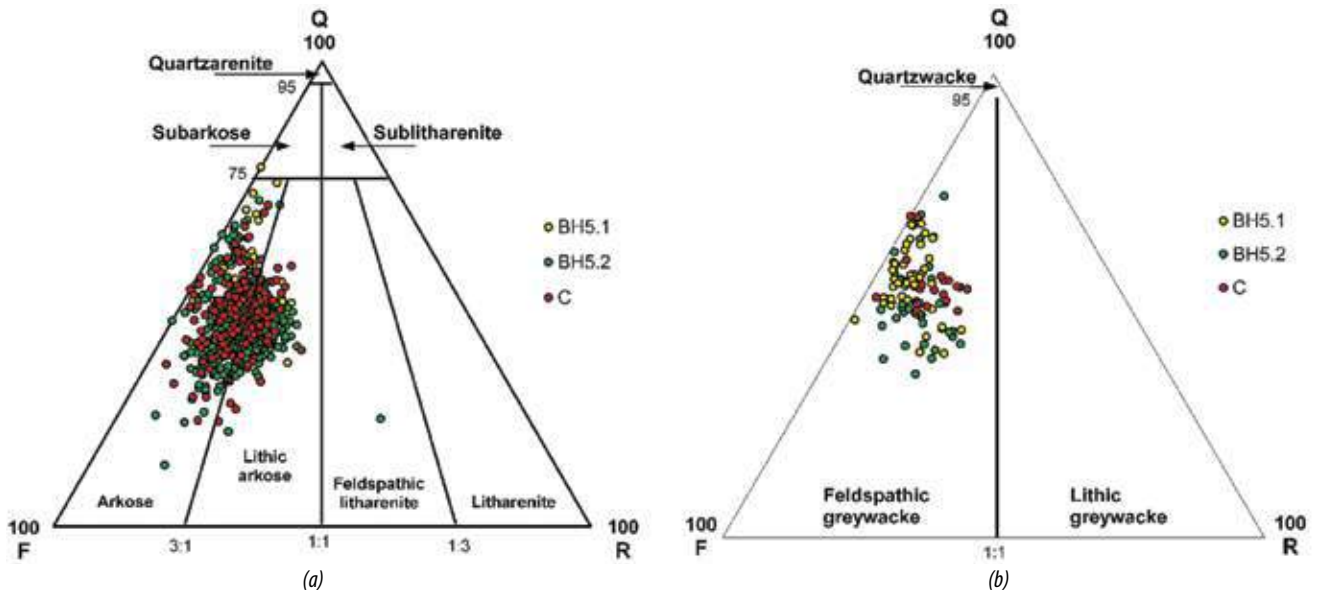
Thành phần thạch học của tập BH5.2 chủ yếu đá cát kết arkose và lithic arkose (Hình 4), kích thước hạt phổ biến từ trung bình (medium sand) đến thô (coarse sand) và độ chọn lọc từ kém (poor) đến trung bình (moderate) và tùy thuộc vào từng khu vực (Hình 5).

Ở khu vực cấu tạo Tê Giác Trắng kích thước hạt (trung bình đến thô) có xu thế mịn dần từ đáy lên nóc của tập và thô dần từ phía Bắc xuống phía Nam cấu tạo; độ chọn lọc từ kém đến trung bình và có xu thế chọn lọc tốt hơn về phía Nam. Ở một số khu vực khác có độ chọn lọc kém nhưng kích thước hạt mịn (fine sand) đến rất mịn (very fine sand) như cấu tạo Tê Giác Cam, Tê Giác Xám, Voi Nâu. Khi so sánh tập BH5.2 với tập C và tập BH5.1 bên trên cũng có một số đặc trưng khác biệt về loại đá, kích thước hạt và độ chọn lọc ở một số cấu tạo như: Tê Giác Xám, Tê Giác Cam, Tê Giác Đen, Tê Giác Vàng. Nhìn chung, tập trầm tích BH5.1 ở những khu vực này chủ yếu là đá cát kết feldspathic greywacke đôi khi xen kẹp bởi cát kết arkose, lithic arkose và siltstone, kích thước hạt từ mịn đến rất mịn.

Riêng trầm tích tập C thành phần tương tự như tập BH5.2 phổ biến là cát kết arkose và lithic arkose có khi xen kẹp bởi những lớp cát kết feldspathic greywacke, kích



Hình 3. Đặc trưng của tập BH5.2 ở các cụm cấu tạo phía Tây của trũng Tây Bạch Hổ



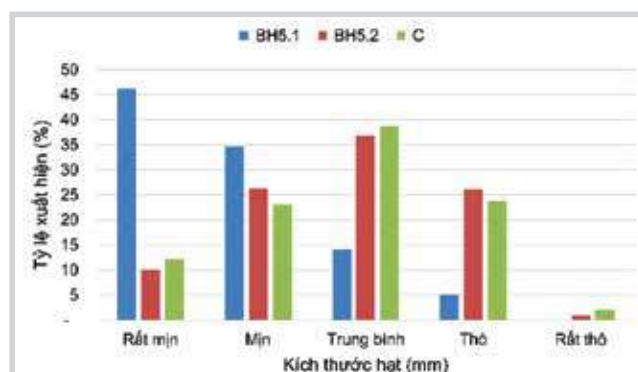
Hình 4. Biểu đồ phân loại đá (sau R.L.Folk, 1974), (a) matrix < 15% và (b) matrix > 15%

thước hạt phổ biến từ trung bình đến thô và có xu thế mịn dần từ đáy tập C lên nóc của tập BH5.2, độ chọn lọc dao động từ kém đến trung bình. Kết quả phân tích thạch học cho thấy giữa tập BH5.2 và C có nhiều điểm tương đồng hơn so với tập BH5.1 về loại đá, kích thước hạt. Vì vậy, sự thay đổi về mô hình lắng đọng trầm tích tại nóc BH5.2 có thể xảy ra mạnh hơn so với nóc tập C trong khu vực này.

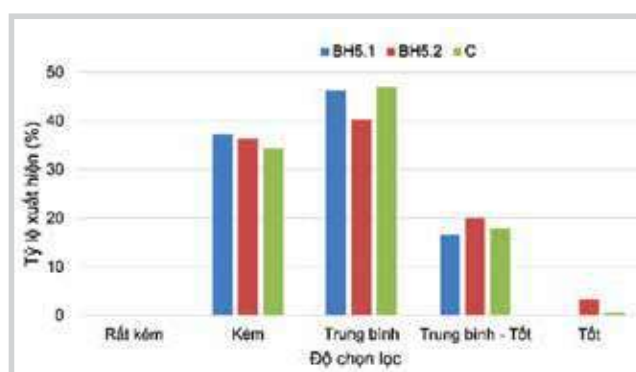
Ngoài ra, kết quả minh giải các tài liệu địa chấn qua một số tuyến trong trũng này cho thấy tại bề mặt nóc của tập C có khá nhiều hệ thống đứt gãy cắt qua tạo nên sự

chênh lệch tương đối lớn giữa 2 cánh của đứt gãy tại các khu vực: cấu tạo Tê Giác Trắng, các tuyến liên kết Tê Giác Vàng đến Tê Giác Xám, Tê Giác Đen đến Hải Sư Đen, Tê Giác Xám đến Tê Giác Trắng, Voi Vàng đến Voi Nâu (Hình 6 và 7).

Các hệ thống đứt gãy thuận phương Đông Tây chủ yếu có biên độ dịch chuyển thẳng đứng tăng dần theo chiều sâu, độ dịch chuyển của nóc tập D lớn hơn ở nóc tập C, giảm dần và kết thúc qua nóc tập BH5.2. Hầu hết các đứt gãy này kết thúc ở tập sét kết dày ở đáy tập D (Hình 7).

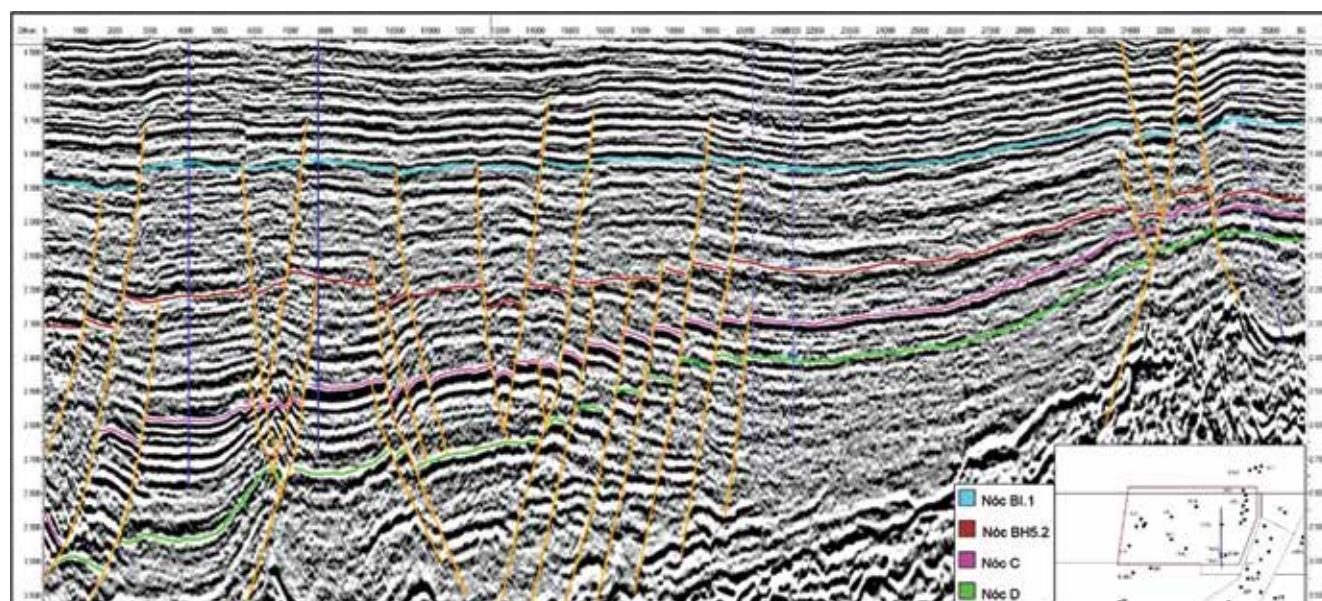


(a)



(b)

Hình 5. (a) Biểu đồ phân bố kích thước hạt; (b) Biểu đồ độ chọn lọc



Hình 6. Hệ thống đứt gãy cắt qua mặt phản xạ C trong khu vực TGH-TGX

Điều này cho thấy hệ thống đứt gãy hoạt động đồng thời trong suốt thời kỳ trầm tích kéo dài từ D đến BH5.2. Điều này được thể hiện rất rõ khi đặt hệ thống đứt gãy của nóc tập D, nóc tập C, nóc tập BH5.2 và nóc tập BI.1 lên để so sánh. Hầu hết hệ thống đứt gãy phương Đông Tây ở nóc tập D, C xuất hiện ở nóc tập BH5.2, tuy nhiên lên đến nóc tập BI.1 thì đã không còn (Hình 8).

Ở một số khu vực địa hình được nâng lên vào cuối Oligocene như đồi nằng Bạch Hổ, Nam Rồng, phía Nam Lô 15-1, bề mặt bất chỉnh hợp trên nóc tập C thể hiện khá rõ trên mặt cắt địa chấn, nhưng ở khu vực nghiên cứu chưa quan sát được bề mặt bất chỉnh hợp. Trong khu vực phía Tây Bắc của Lô 15-1 vẫn quan sát được dấu hiệu chống nóc ở bề mặt phản xạ nóc BH5.2, mặc dù bề dày tập BH5.2 mỏng hơn rất nhiều so với trầm Tây Bạch Hổ [2].

Giả thiết rằng, nếu hệ thống đứt gãy này xảy ra trong giai đoạn đồng tạo rift (syn-rift) thì nóc Oligocene có thể trùng với nóc của tập BH5.2; trường hợp hệ thống đứt gãy

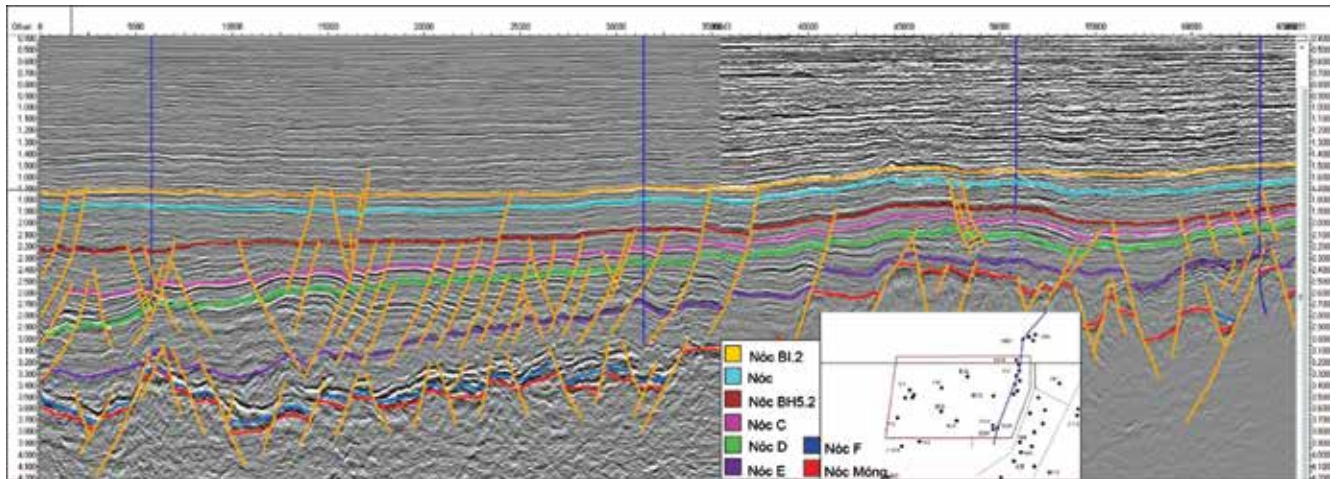
này tái hoạt động và đi lên qua nhiều giai đoạn phát triển khác nhau của bể thì nóc Oligocene cần phải được nghiên cứu sâu hơn về mặt kiến tạo.

#### 4. Một số nhận định về tuổi của tập BH5.2

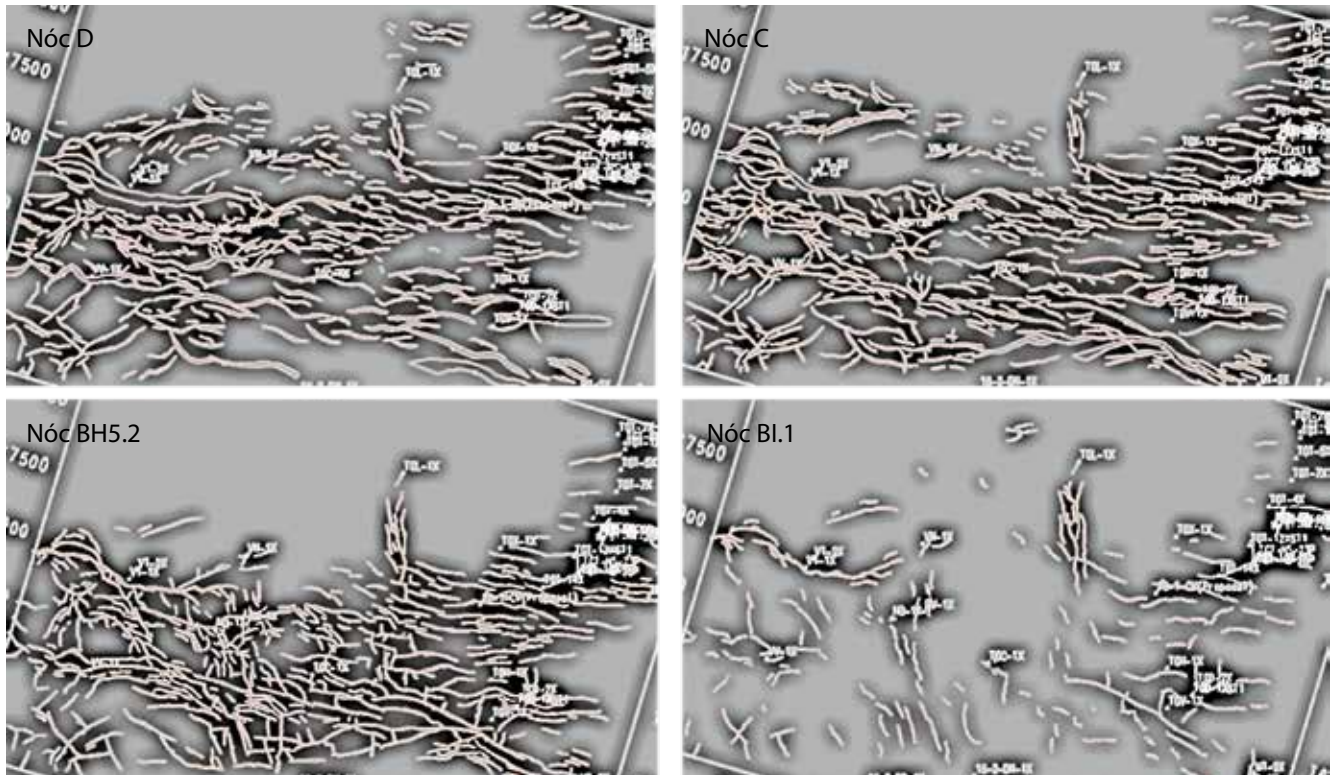
Với các cơ sở, kết quả trình bày trên nhóm tác giả nhận định rằng trong phạm vi trầm Tây Bạch Hổ thì tuổi của tập trầm tích BH5.2 cần phải được xem xét rất thận trọng bởi vì:

Về lịch sử phát triển của bể Cửu Long vào giai đoạn cuối Oligocene xảy ra các hoạt động nén ép đã đẩy trôi các khối móng dưới sâu lên làm cho trầm tích Oligocene được nâng lên và bị bào mòn, vát mỏng tạo nên bề mặt bất chỉnh hợp ở những khối cao trên nóc tập C [1] và các hệ thống đứt gãy (mở rộng bề) phần lớn đều dừng lại trên nóc tập C. Sự kiện này sẽ tạo ra sự thay đổi trong trầm tích về môi trường lắng đọng, nguồn vật liệu trầm tích, hệ sinh thái của thảm thực vật, ảnh hưởng rất lớn đến phổ hóa thạch đặc biệt là





Hình 7. Mặt cắt địa chấn dọc theo hướng Nam - Bắc của trũng Tây Bạch Hồ



Hình 8. Hệ thống đứt gãy Đông - Tây phát triển qua các tập D, C, BH5.2 và không còn ở BH5.1

nhóm tảo nước ngọt. Trong khi kết quả phân tích cổ sinh cho thấy, gần như không có sự thay đổi đáng kể về phổ hóa thạch tại nóc của tập C mà có sự thay đổi đáng chú ý và đặc trưng làm một bề mặt kết thúc sự phong phú của hóa thạch trong Oligocene trên nóc của tập BH5.2. Mặt khác, tổ hợp hóa thạch định tầng Oligocene vẫn xuất hiện liên tục với tần suất cao trong tập BH5.2.

Một đặc điểm đáng chú ý về điều kiện môi trường sinh thái của nhóm *Bosedinia*, đây là nhóm tảo đặc trưng cho môi trường hồ nước ngọt ở khu vực Đông Nam Á [4]. Sự phong phú của *Bosedinia* kết hợp với nhóm *Pediastrum* có liên quan đến kích thước và độ sâu của mực nước của

hồ chứa. Với tỷ lệ tổ hợp *Bosedinia-Pediastrum* trên tổng lượng hóa thạch càng lớn (đạt trên 80%) thì kích thước hồ càng rộng và mực nước hồ càng sâu [4]. Dựa vào kết quả phân tích cho thấy, tổ hợp *Bosedinia-Pediastrum* cực kỳ phong phú và tương đối ổn định trong tập C và BH5.2, tại một số khu vực phía Đông như cấu tạo Tê Giác Trắng, tỷ lệ *Bosedinia* trong tập BH5.2 cao hơn trong tập C nên có thể dự đoán rằng mô hình lắng đọng trầm tích trong tập C và BH5.2 khá ổn định. Trong khi, vào giai đoạn cuối của tập BH5.2 tỷ lệ hóa thạch của tổ hợp *Bosedinia-Pediastrum* có dấu hiệu giảm dần và giảm mạnh tại nóc của tập sau đó không có dấu hiệu phong phú trở lại. Kết quả này có thể

dự đoán rằng tại nóc BH5.2 đã xảy ra sự kiện làm thay đổi mô hình lắng đọng, điều kiện trầm tích phù hợp với giả thuyết kiến tạo đổi trời các khối móng dưới sâu làm cho địa hình đáy bể được nâng lên vào cuối Oligocene đã thu hẹp kích thước hồ, mực nước nông hơn, môi trường thay đổi dẫn đến hệ sinh thái thảm thực vật phản ứng thích nghi chậm hoặc biến mất do vậy sau thời kỳ này rất nghèo hóa thạch. Sự kiện này được tìm thấy rất phổ biến ở khu vực phía Tây của bể Cửu Long.

Nếu giả thuyết cho rằng, hóa thạch định tầng Oligocene trong tập BH5.2 là tái trầm tích trong Miocene sớm, giả thuyết này được xem xét là phù hợp nếu: (1) tần suất và số lượng xuất hiện phải thấp hơn trong tập C nhưng trong phạm vi nghiên cứu này tần suất và số lượng tìm thấy hóa thạch định tầng (marker) trong tập BH5.2 cao hơn trong tập C ở các giếng khoan có phân tích mẫu, thậm chí xuất hiện những marker mà trong tập C vắng mặt; (2) trong tập BH5.2 tìm thấy dấu hiệu (marker, phổ hóa thạch) của trầm tích Miocene; (3) đồng thời, bề dày trầm tích của tập BH5.2 phải nhỏ hơn trầm tích tập C, ở một số giếng khoan bề dày của trầm tích BH5.2 lớn hơn tập C rất nhiều như cấu tạo Tê Giác Đen, Tê Giác Vàng, Voi Vàng. Nếu như cuối Oligocene (tập C) địa hình ở một số khu vực của đáy bể được nâng lên sau đó bị bào mòn và tái trầm tích lại các khu vực trũng để được tập BH5.2 dày hàng trăm mét (500 - 600m) ở các cụm cấu tạo phía Đông Nam cũng cần phải được xem xét.

## 5. Kết luận

Hiện nay, việc phân chia địa tầng ở bể Cửu Long vẫn còn một số quan điểm chưa thống nhất do các bằng chứng khác nhau về tuổi được tìm thấy trong tập BH5.2 và giả thuyết/mô hình về sự tiến hóa của bể Cửu Long gắn liền với các sự kiện kiến tạo đã được sử dụng trong thời gian qua:

Tổ hợp hóa thạch định tầng xác định tuổi Oligocene được tìm thấy trong tập BH5.2 ở trũng Tây Bạch Hổ với tần suất rất cao, liên tục trong các mẫu với bề dày tập trầm tích lớn. Tổ hợp này đã được sử dụng rộng rãi trong khu vực Đông Nam Á và vịnh Bắc Bộ cùng với sự hiện diện các tổ hợp hóa thạch khác đã được ghi nhận.

Đặc trưng của phổ hóa thạch tại ranh giới nóc tập C không có sự thay đổi đáng kể như tại bề mặt của nóc tập BH5.2, đồng thời có sự biến mất hoàn toàn của tổ hợp hóa thạch định tầng tuổi Oligocene tại nóc tập BH5.2. Bên cạnh đó, một số đặc trưng khác về thạch học và log cũng cho thấy có sự thay đổi đáng kể về điều kiện, môi trường lắng đọng xảy ra trên nóc của tập BH5.2.

Về địa chấn, có khá nhiều hệ thống đứt gãy cắt qua tập C và dừng lại ở nóc tập BH5.2. Tuy nhiên, chưa tìm thấy dấu hiệu của các mặt bất chỉnh hợp trong phạm vi nghiên cứu. Khi liên kết bề mặt phản xạ BH5.2 từ phía Nam của trũng hướng lên phía Bắc của Lô 15-1 thì bề dày của tập mỏng dần và không tồn tại ở các đới ven rìa.

Có một số giả thuyết được đề xuất về sự tồn tại của hóa thạch định tầng Oligocene trong tập BH5.2 song vẫn chưa phù hợp bởi các quy luật trầm tích. Để làm sáng tỏ địa tầng của tập BH5.2 cần phải tổng hợp dữ liệu của nhiều phương pháp khác nhau để thực hiện/mở rộng phạm vi nghiên cứu chuyên sâu và toàn diện hơn, từ đó hiểu rõ bản chất của quá trình thành tạo tập trầm tích BH5.2.

## Tài liệu tham khảo

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.
2. Mai Hoàng Đàm. *Cập nhật và chính xác hóa ranh giới địa tầng trầm tích trong Miocene trung - Oligocene ở một số khu vực bể Cửu Long*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017.
3. Bùi Thị Ngọc Phương. *Xây dựng atlas địa tầng bể Cửu Long*. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. 2015.
4. R.J.Morley, Harsanti P.Morley. *Mid Cenozoic freshwater wetlands of the Sunda region*. Journal of Limnology. 2013; 72(2): p. 18 - 35.
5. Đỗ Quang Đối và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. 2012.
6. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2001.
7. Dominic Emery, Keith Myers. *Sequence stratigraphy*. Wiley - Blackwell. 1996.
8. J.H.Germeraad, C.A.Hopping, J.Muller. *Palynology of tertiary sediments from tropical areas*. Review of Palaeobotany and Palynology. 1968; 6(3 - 4): p. 189 - 348.
9. J.Muller. *A palynological contribution to the history of the mangrove vegetation*. In "Ancient Pacific floras: The pollen story". 1964: p. 33 - 42.
10. J.Muller. *Palynological evidence for change in geomorphology, climate and vegetation in the Miocene - Pliocene of Malesia*. In "The Quaternary era in Malesia". 1972: p. 6 - 34.

11. J.M.Cole. *Freshwater dinoflagellate cysts and acritarchs from Neogene and Oligocene sediments of the South China sea and adjacent areas*. In "Neogene and quaternary dinoflagellate cysts and acritarchs". 1992: p.181 - 196.
12. Jim Cole. *Sinh tướng, địa tầng phân tập từ Oligocene đến Pliocene bể Cửu Long và Nam Côn Sơn Việt Nam*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010: Tăng tốc phát triển". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2010; 1: trang 311 - 328.
13. Mai Hoàng Đảm, Chu Đức Quang. *Phân tập địa tầng và xác định môi trường lắng đọng trầm tích tuổi Miocene sớm - Oligocene Lô 09-3 bể Cửu Long trên cơ sở những đặc trưng của nhóm hóa thạch tảo (dinocysts) nước ngọt và phân tích tướng hữu cơ*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 7: trang 24 - 32.
14. Mai Hoàng Đảm, Nguyễn Thị Thắm, Nguyễn Hoài Chung. *Đặc điểm sinh địa tầng, sự phân bố phức hệ hóa thạch đặc trưng và tướng hữu cơ trong trầm tích Oligocene bể Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2018; 4: trang 18 - 31.
15. Othman Ali Mahmud. *Sequence stratigraphic study of Oligocene interval blocks 01&02 Cuu Long basin Southern Vietnam*. Exploration Technical Geoscience Department (XTG) and Petronas Carigali Vietnam Limited (PCVL). 2008.
16. Phạm Thị Duyên, Mai Hoàng Đảm. *Môi trường thành tạo và địa tầng các trầm tích Oligocene - Miocene sớm cấu tạo Tê Giác Trắng, Lô 16-1, bồn trũng Cửu Long theo tài liệu bào tử phần hoa và tường hữu cơ*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 9: trang 14 - 23.
17. R.J.Morley, Tony Swiecicki, Dung Thuy Thi Pham. *A sequence stratigraphic framework for the sunda region, based on integration of biostratigraphic, lithological and seismic data from Nam Con Son basin, Vietnam*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 35th Annual Convention & Exhibition, May 2011.
18. R.J.Morley. *Palynology of tertiary and quaternary sediments in Southeast Asia*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 6<sup>th</sup> Annual Convention. 1977; 1: p. 255 - 276.
19. R.J.Morley. *Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: Current status and new direction*. Bulletin of the Geological Society of Malaysia. 1991; 28: p. 1 - 36.
20. R.J.Morley. *Biofacies analysis of the Bach Ho and upper Tra Tan Formations, Te Giac Trang field, Cuu Long basin, offshore Vietnam*. Hoang Long JOC. 2009.
21. Tài liệu minh giải Composite Log, Masterlog, Seismic liên kết giếng khoan trong các Lô 09-1, 15-2/01, 15-1/05, 16-1, 16-2 bể Cửu Long.
22. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI-Labs). *Báo cáo sinh địa tầng, thạch học trầm tích giếng khoan thuộc các Lô 09-1, 15-2/01, 15-1/05, 16-1, 16-2 bể Cửu Long*.
23. Y.T.Hou et al. *Tertiary Palaeontology of North continental shelf of South China Sea*. BP Petroleum Development Ltd. 1981.

## BIOSTRATIGRAPHIC STUDY AND CONSIDERATIONS FOR BH5.2 SEQUENCE IN WEST BACH HO TROUGH, CUU LONG BASIN

**Mai Hoang Dam, Nguyen Tan Trieu, Vu Tuan Dung, Pham Thi Duyen, Nguyen Thanh Tuyen**

Vietnam Petroleum Institute

Email: dammh@vpi.pvn.vn

### Summary

There still currently exist some arguments regarding age determination of the BH5.2 sedimentary sequence of West Bach Ho trough in Cuu Long basin. Integrated stratigraphic results from oil and gas companies show that the BH5.2 sequence is considered the lowermost part of Bach Ho formation's early Miocene. However, based on the results of paleontological analysis, the palynological assemblage of Oligocene marker was found continuously with a high frequency in thick layers of the BH5.2 sequence in West Bach Ho trough. Many seismic, logging and sedimentary lithology data also show a noticeable change on the top of the BH5.2 sequence.

This article presents the results of stratigraphic research as well as relevant findings and several considerations concerning the formation of the BH5.2 sequence in West Bach Ho trough.

**Key words:** BH5.2 sequence, freshwater dinocyst, Oligocene marker, stratigraphy, Cuu Long basin.



## THIẾT KẾ TỐI ƯU HÓA BỘ KHOAN CỤ MỞ RỘNG THÀNH GIẾNG TRONG QUÁ TRÌNH KHOAN CHO GIẾNG KHOAN MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÔN SƠN

**Hoàng Thanh Tùng<sup>1</sup>, Nguyễn Phạm Huy Cường<sup>2</sup>, Trần Hồng Nam<sup>3</sup>, Lê Quang Duyệt<sup>4</sup>, Đào Thị Uyên<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling)

<sup>2</sup>Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC)

<sup>3</sup>Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

<sup>4</sup>Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

### Tóm tắt

Theo thiết kế được phê duyệt trong chương trình khoan của giếng khoan mỏ Hải Thạch, đoạn thân giếng phía dưới cấp ống chống lừng 16" (đường kính trong 14,85") sẽ được thi công bằng 2 bộ khoan cụ dẫn tới gia tăng thời gian và chi phí gồm: khoan đoạn giếng dẫn hướng 12,25" bằng chèo khoan PDC đến chiều sâu thiết kế và sử dụng thiết bị mở rộng thành giếng để mở rộng đoạn giếng dẫn hướng lên 14,5" và 16,5" để thả ống chống 13,625".

Bài báo giới thiệu nghiên cứu, tính toán thiết kế tối ưu hóa bộ khoan cụ vừa mở rộng đoạn thân giếng như thiết kế đồng thời giảm thiểu thời gian kéo thả qua đó nâng cao hiệu quả kinh tế kỹ thuật thi công giếng khoan. Thiết kế này được đưa vào thử nghiệm sau khi chứng minh hiệu quả về mặt lý thuyết. Kết quả áp dụng thiết kế tối ưu hóa bộ khoan cụ mở rộng thân giếng trong quá trình khoan tại giếng khoan mỏ Hải Thạch đã đem lại hiệu quả thiết thực, mở ra hướng ứng dụng mới trong tương lai cho các mỏ có cùng cấu trúc giếng và điều kiện địa chất tương tự tại Việt Nam.

**Từ khóa:** Tối ưu hóa, bộ khoan cụ, mỏ Hải Thạch.

### 1. Giới thiệu

Giếng khoan mỏ Hải Thạch được thiết kế với các cấp ống chống như sau: Ống chống dẫn hướng 30" × ống chống bề mặt 22" × ống chống lừng bề mặt 16" × ống chống trung gian 13,625" × ống chống khai thác trung gian 10" × ống chống khai thác 5,5" (Bảng 1).

Việc dùng 2 bộ khoan cụ khác nhau xuất phát từ yêu cầu kỹ thuật, thiết kế cũng như do hạn chế của thiết bị, cụ thể là:

- Yêu cầu bắt buộc cho đoạn giếng khoan dưới ống chống lừng 16" phải có đường kính nhỏ nhất là 16,5" để đảm bảo cho việc chống và trám xi măng cấp ống chống 13,625" được tốt nhất.

- Giới hạn đường kính trong của ống chống lừng 16" là 14,85" nên chỉ có thể khoan đoạn thân giếng có đường

kính lớn nhất là 14,5" phía dưới cấp ống chống này và sau đó sẽ phải mở rộng thành giếng khoan lên 16,5" theo yêu cầu.

- Hạn chế về thời gian nên không thể sản xuất một chèo khoan kích thước 14,5" đúng tiến độ (kích thước của chèo khoan này không phổ biến) và chi phí sẽ rất cao. Do vậy đã chọn khoan lỗ dẫn hướng đường kính 12,25".

- Không có thiết bị khoan định hướng nào phù hợp với kích thước đường kính lỗ khoan là 14,5" nên phương án lựa chọn sẽ khoan đoạn dẫn hướng 12,25" sau đó sẽ mở rộng lên 2 cấp khác nhau (từ 12,25" lên 14,5" và từ 14,5" lên 16,5") (Hình 1).

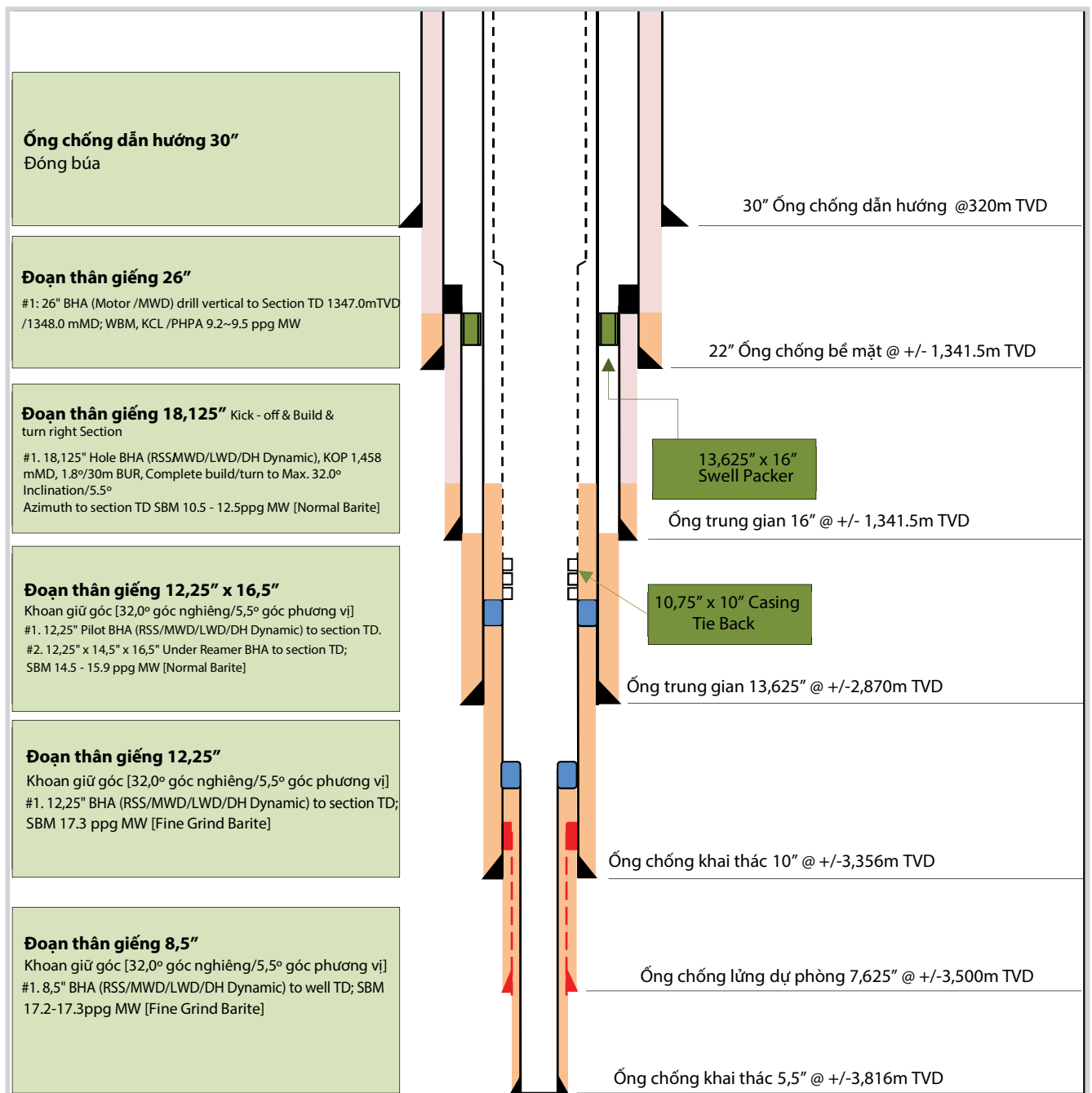
### 2. Giải pháp lựa chọn thiết kế tối ưu

#### 2.1. Giải pháp được phê duyệt theo thiết kế

Với chương trình khoan đã được phê duyệt, đoạn thân giếng phía dưới cấp ống chống lừng 16" (đường kính trong 14,85") sẽ được thi công bằng 2 bộ khoan cụ

**Bảng 1. Cấu trúc ống chống của giếng khoan mỏ Hải Thạch**

Mô tả	Mác thép	Khối lượng (lb/ft)	Đường kính ngoài (in)	Đường kính trong (in)	Áp suất trong ống (psi)	Áp suất ngoài ống (psi)	Giới hạn chảy (x1.000 lbs)
Ống chống dẫn hướng 30"	X56	456	30	27	4,900	4,090	7,521
Ống chống bề mặt 22"	X80	224	22	20	6,360	3,870	5,278
Ống chống trung gian 16"	P110	96	16	14,85	6,920	2,340	3,065
Ống chống trung gian 13,625"	Q125	88,2	13,625	12,375	10,030	4,800	3,191
Ống chống khai thác 10,75" x 10"	SM125S	73,2	10,75	9,394	13,670	10,810	2,660
	SM125S	68,7	10	8,672	15,050	13,370	2,516
Ống chống lừng dự phòng 7,625"	P110	39,0	7,625	6,625	12,620	11,080	1,231
Ống chống lừng khai thác 5,5"	SM13CRS-110	29,7	5,5	4,376	19,670	20,180	959
Ống chống khai thác 5,5"	SM13CRS-110	23,0	5,5	4,67	14,530	14,540	729



**Hình 1. Cấu trúc giếng HT-XX**

Bảng 2. Bộ khoan cụ dẫn hướng 12,25"

TT	Mô tả	Đường kính ngoài (in)	Đường kính (in)	Đường kính trong (in)	Loại đầu nối dưới	Loại đầu nối trên	Chiều dài (m)	Tổng chiều dài (m)
1	Bit - PDC - fixed cutter	12,25		Nozzle 5x20		6 5/8 Reg	0,400	0,40
2	AutoTrak steering unit		11,860	2,480	6 5/8 Reg	9 1/2 T2	2,530	2,93
3	Lower flex stabilizer	12,125	9,500	2,813	9 1/2 T2	9 1/2 T2	3,630	6,56
4	OnTrak II - MWD sensor sub	11,75	9,500	2,875	9 1/2 T2	9 1/2 T2	7,010	13,57
5	BCPM - MWD power and pulser sub		9,500	2,880	9 1/2 T2	9 1/2 T2	3,600	17,17
6	CoPilot		9,500	2,813	9 1/2 T2	9 1/2 T2	2,300	19,47
7	Top stop sub NM		9,500	2,813	9 1/2 T2	7 5/8 Reg	1,100	20,57
8	Sub - Filter		9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	1,700	22,27
9	Float sub (non-ported plunger)		9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	1,700	23,97
10	String stabilizer	11,375	9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	1,700	25,67
11	Sub - X/O		8,000	2,813	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	1,000	26,67
12	Drill collar x 6		8,125	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	56,40	83,07
13	Jar		8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,500	92,57
14	Drill collar x 3		8,250	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	28,20	120,77
15	Accelerator		8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,500	130,27
16	Drill collar x 1		8,250	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,400	139,67
17	Sub - X/O		8,000	2,813	6 5/8 Reg	VX54	1,000	140,67
18	5,5" HWDP x16		5,500	4,000	VX54	VX54	152,00	292,67
19	5,5" DP		5,500	4,778	VX54	VX54	2774,03	3066,7

Bảng 3. Bộ khoan cụ mở lỗ 12,25"×14,5"×16,5" (2)

TT	Mô tả	Đường kính ngoài (in)	Đường kính (in)	Đường kính trong (in)	Loại đầu nối dưới	Loại đầu nối trên	Chiều dài (m)	Tổng chiều dài (m)
1	Bullnose	8,000				6 5/8 Reg	0,40	0,40
2	String stabilizer	12,250	8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	1,70	2,10
3	Float sub (non ported plunger type)		8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	1,70	3,80
4	Bit-hole opener (SHO)	14,500	8,000	3,000	6 5/8 Reg	7 5/8 Reg	4,00	7,80
5	Under reamer	16,500	9,500	2,700	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	4,50	12,30
6	Drill collar		9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	9,40	21,70
7	Float sub (non ported plunger type)		9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	1,70	23,40
8	String stabilizer	12,250	9,500	2,813	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	2,00	25,40
9	Sub - X/O		8,000	2,813	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	1,00	26,40
10	Drill collar x 6		8,125	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	56,40	82,80
11	Jar		8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,50	92,30
12	Drill collar x 3		8,250	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	28,20	120,50
13	Accelerator		8,000	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,50	130,00
14	Drill collar x 1		8,250	2,813	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	9,40	139,40
15	Sub - X/O		8,000	2,813	6 5/8 Reg	VX54	1,00	140,40
16	5,5" HWDP x16		5,500	4,000	VX54	VX54	152,00	292,40
17	5,5" DP		5,500	4,778	VX54	VX54	2.772,60	3.065,00

để thả ống chống trung gian 13,625" theo chiều sâu thiết kế (Bảng 2 và 3).

- Khoan đoạn giếng dẫn hướng 12,25" bằng chوòng khoan PDC;

- Khoan mở rộng thành giếng bằng bộ khoan cụ mở rộng thành giếng khoan 12,25"×14,5"×16,5".

## 2.2. Nội dung giải pháp

Trong quá trình tối ưu hóa giải pháp cần phải xem xét:

- Tính toán và mô phỏng các trường hợp nhằm bảo đảm bộ khoan cụ hoạt động ổn định trong khi khoan qua các thành hệ đất đá khác nhau.

- Xem xét lại khả năng làm sạch giếng khoan với bộ khoan cụ được lựa chọn, mô phỏng mô hình động lực nhằm đảm bảo giếng khoan được rửa hiệu quả nhất và đạt được tốc độ khoan tối ưu nhất;

- Đánh giá sự ảnh hưởng của các thiết bị khoan định hướng trong quá trình khoan.



- Xem xét sự thay đổi của quỹ đạo giếng khoan trong quá trình khoan và mở rộng thành giếng.

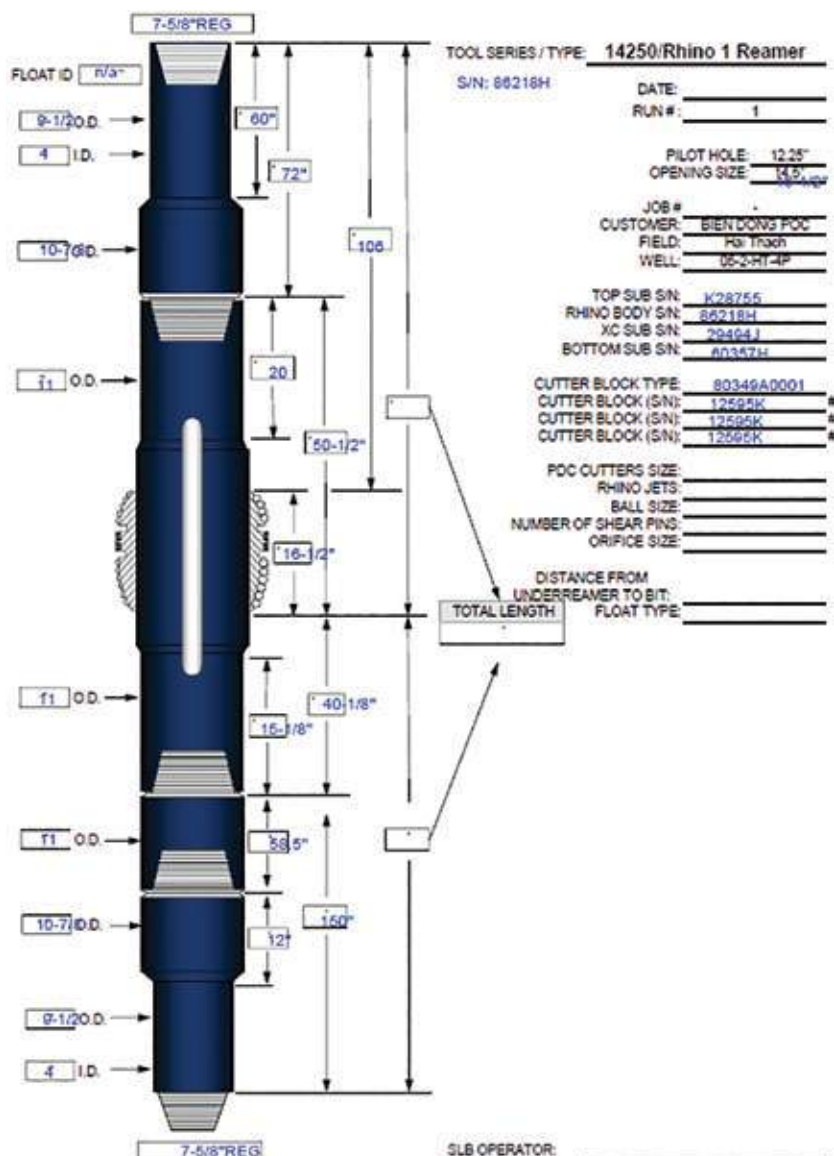
Sau khi xem xét các yếu tố trên, phương án khoan và mở lỗ trong khi khoan từ cấp 12,25" lên 14,5" và 16,5" chỉ bằng 1 bộ khoan cụ duy nhất (với 3 cơ cấu cắt khác nhau gồm: chông khoan, thiết bị mở rộng lỗ khoan trung gian và thiết bị mở rộng thành giếng Rhino Reamer XC) được xem xét đến.

Thiết bị mở rộng thành giếng Rhino Reamer XC đã khắc phục được hạn chế của thiết bị mở rộng thành giếng đang sử dụng và có tính năng vượt trội như: kích hoạt và hoạt động hoàn toàn bằng cơ chế thủy lực, cho phép thực hiện nhiều chu kỳ đóng mở trong quá trình hoạt động. Thiết bị Rhino Reamer XC đưa vào ứng dụng trên thế giới từ tháng 9/2012 và đã có một số nhà thầu thực hiện phương pháp khoan kết hợp mở rộng thành giếng nhưng chưa có nhà thầu áp dụng phương pháp với 3 cơ cấu cắt khác nhau (chông khoan, thiết bị mở rộng thành giếng (Hình 2) và thiết bị mở rộng thành giếng kích hoạt bằng thủy lực (Hình 3)) trong điều kiện giếng áp suất cao nhiệt độ cao. Tại Việt Nam, đây là lần đầu tiên có nhà thầu nghiên cứu phương pháp này (có một số nhà thầu thực hiện nhưng chỉ với 2 cơ cấu cắt khác nhau) nên việc mô phỏng, tính toán, thiết kế chông khoan và bộ cắt của thiết bị mở rộng thành giếng phải được tính toán kỹ cùng với việc nghiên cứu điều kiện địa chất cho đoạn giếng khoan này để đảm bảo bộ khoan cụ hoạt động ổn định và thành giếng ổn định trong quá trình khoan, giếng được bơm rửa tốt nhất và đạt được tốc độ khoan - mở rộng thành giếng cao nhất.

Việc thực hiện khoan kết hợp với mở rộng thành giếng chỉ bằng 1 bộ khoan cụ (với 3 cơ cấu cắt khác nhau) không có trong thiết kế ban đầu, chưa từng được thực hiện tại Việt Nam và trên thế giới trong các đoạn giếng có áp suất cao



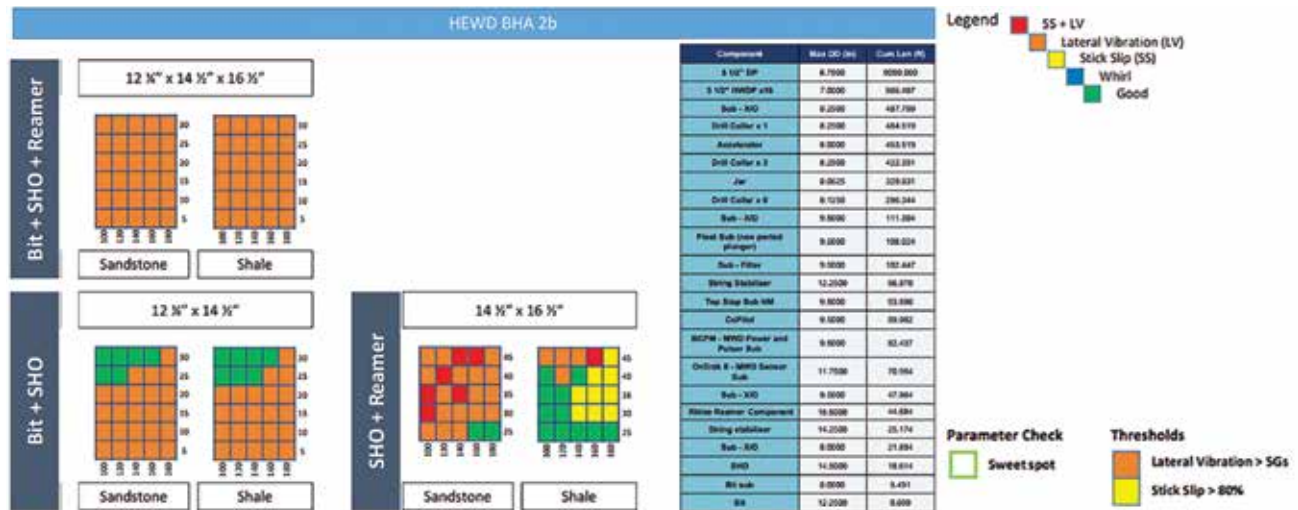
Hình 2. Thiết bị mở rộng thành giếng (3)



Hình 3. Thiết bị mở rộng thành giếng kích hoạt bằng thủy lực - Rhino Reamer XC

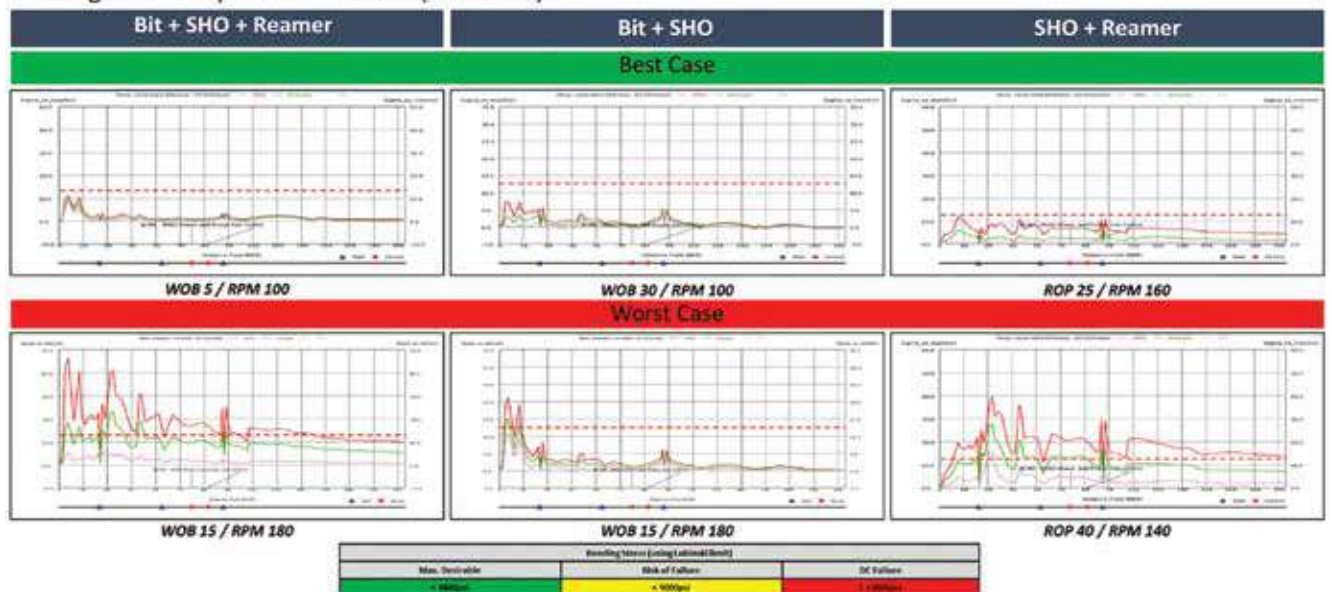
Bảng 4. Các bộ khoan cụ được đề xuất

Phương án 1			Phương án 2			Phương án 3			Phương án 4		
BHA 2	Max. OD (in)	Accum. Length (ft)	BHA 2a	Max. OD (in)	Accum. Length (ft)	BHA 2b	Max. OD (in)	Accum. Length (ft)	BHA 2c	Max. OD (in)	Accum. Length (ft)
5,5" DP	6.7500	9050.00	5,5" DP	6.7500	9050.00	5,5" DP	6.7500	9050.00	5 1/2" DP	6.7500	9050.00
5,5" HWDP x16	7.0000	974.714	5,5" HW DP x16	7.0000	979.927	5,5" HWDP x16	7.0000	986.487	5 1/2" HWDP x16	7.0000	989.767
Sub - X/O	8.2500	476.026	Sub - X/O	8.2500	481.239	Sub - X/O	8.2500	487.799	Sub - X/O	8.2500	491.079
Drill collar x 1	8.2500	472.746	Drill collar x 1	8.2500	477.959	Drill collar x 1	8.2500	484.519	Drill collar x 1	8.2500	487.799
Accelerator	8.0000	441.746	Accelerator	8.0000	446.959	Accelerator	8.0000	453.519	Accelerator	8.0000	456.799
Drill collar x 3	8.2500	410.578	Drill collar x 3	8.2500	415.791	Drill collar x 3	8.2500	422.351	Drill collar x 3	8.2500	425.631
Jar	8.0625	318.058	Jar	8.0625	323.271	Jar	8.0625	329.831	Jar	8.0625	333.111
Drill collar x 6	8.1250	284.571	Drill collar x 6	8.1250	289.784	Drill collar x 6	8.1250	296.344	Drill collar x 6	8.1250	299.624
Sub - X/O	9.5000	99.531	Sub - X/O	9.5000	104.744	Sub - X/O	9.5000	111.304	Sub - X/O	9.5000	114.584
Float sub (non ported plunger type)	9.5000	96.251	Float sub (non ported plunger type)	9.5000	101.464	Float sub (non ported plunger type)	9.5000	108.024	Float sub (non ported plunger type)	9.5000	111.304
Sub filter	9.5000	90.674	Sub filter	9.5000	95.887	Sub filter	9.5000	102.447	Sub filter	9.5000	105.727
String stabilizer	12.250	85.097	String stabilizer	12.250	90.310	String stabilizer	12.250	96.870	String stabilizer	12.250	100.150
Top stop sub NM	9.5000	79.003	Top stop sub NM	9.5000	87.030	Top stop sub NM	9.5000	93.590	Top stop sub NM	9.5000	96.870
Co-pilot	9.5000	75.395	Co-pilot	9.5000	83.422	Co-pilot	9.5000	89.982	Co-pilot	9.5000	93.262
BCPM-MWD power and pulse sub	9.5000	67.850	BCPM-MWD power and pulse sub	9.5000	75.877	BCPM-MWD power and pulse sub	9.5000	82.437	BCPM-MWD power and pulse sub	9.5000	85.717
Ontrack II - MWD sensor sub	11.750	56.039	Ontrack II - MWD sensor sub	11.750	64.394	Ontrack II - MWD sensor sub	11.750	70.954	Ontrack II - MWD sensor sub	11.750	74.234
Rhino reamer	16.500	33.039	Rhino reamer	16.500	38.124	Rhino reamer	16.500	44.684	Rhino reamer	16.500	47.694
SHO	14.500	13.529	SHO	14.500	18.614	String stabilizer	14.250	25.174	Sub X/O	9.5000	28.454
Bit	12.250	0.8990	Bit sub	8.0000	5.4910	Sub X/O	8.0000	21.894	String stabilizer	14.250	25.174
			Bit	12.250	0.8990	SHO	14.500	18.614	Sub X/O	8.0000	21.894
						Bit sub	8.0000	5.4910	SHO	14.500	18.614
						Bit	12.250	0.8990	Bit sub	8.0000	5.4910
									Bit	12.250	0.8990



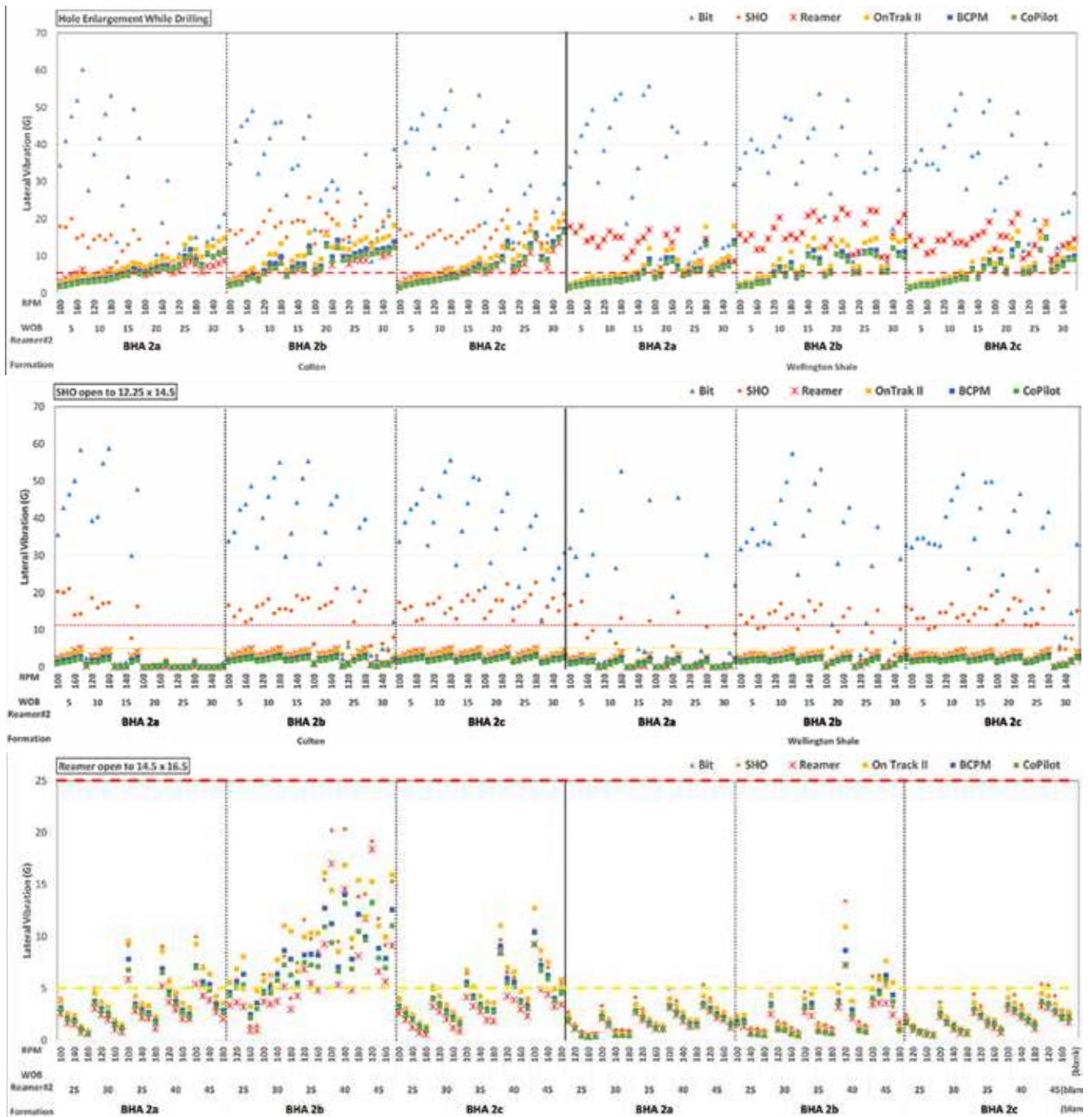
Hình 4. Kết quả mô phỏng sự ổn định của bộ khoan cụ khi khoan qua tầng cát và sét

## Bending stress comparison for BHA 2b (Sandstone)



Hình 5. Mô phỏng các thông số trong quá trình khoan kết hợp mở rộng thành giếng đối với địa tầng cát kết

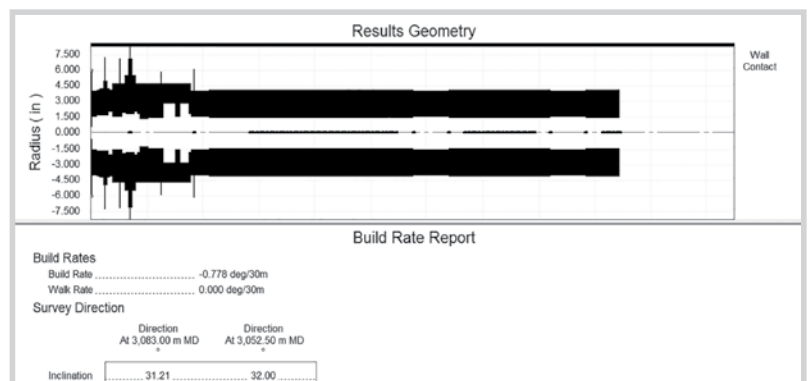




Hình 6. Mô phỏng đánh giá sự ảnh hưởng của các thiết bị khoan định hướng trong quá trình khoan

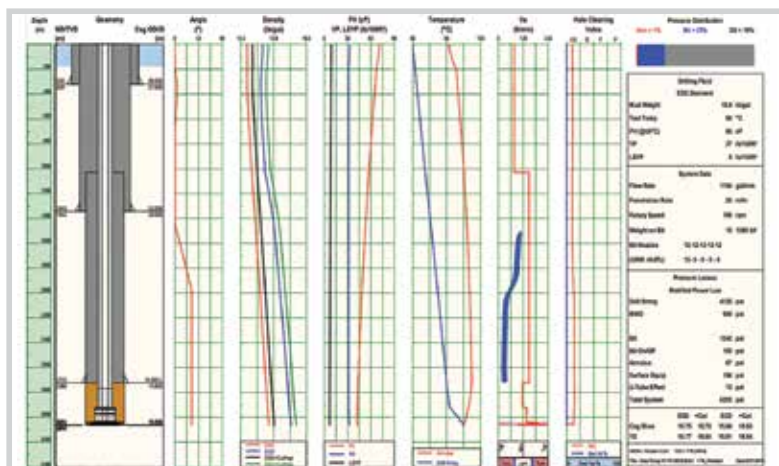
hiệt độ cao. Nguyên nhân là do hạn chế về mặt thiết kế, khả năng ứng dụng của thiết bị mở rộng thành giếng, khả năng bơm rửa giếng khoan cũng như kiểm soát quỹ đạo giếng, cụ thể là:

- Các thiết bị mở rộng thành giếng hiện có sử dụng kết hợp giữa cơ chế cơ học (thả bi) để kích hoạt khối răng cắt và duy trì chỉ một cơ chế thủy lực trong quá trình hoạt động. Việc kết hợp 2 cơ chế này chỉ cho phép thực hiện 1 chu kỳ đóng mở khối

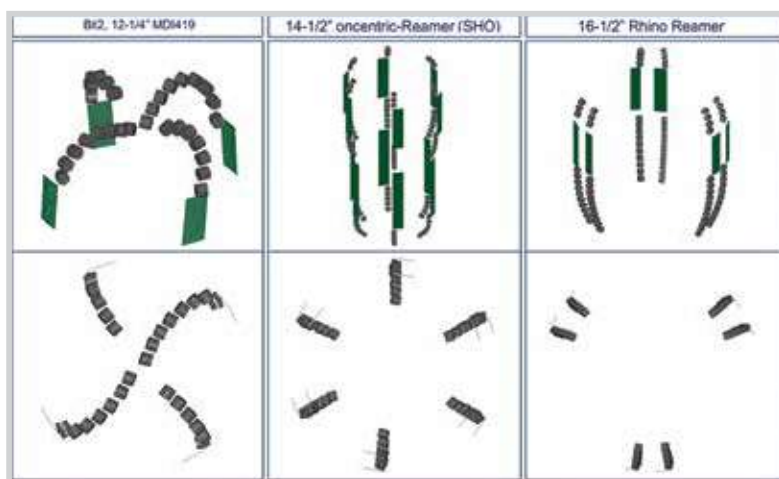


Hình 7. Mô phỏng sự thay đổi của quỹ đạo giếng khoan trong quá trình khoan và mở rộng thành giếng

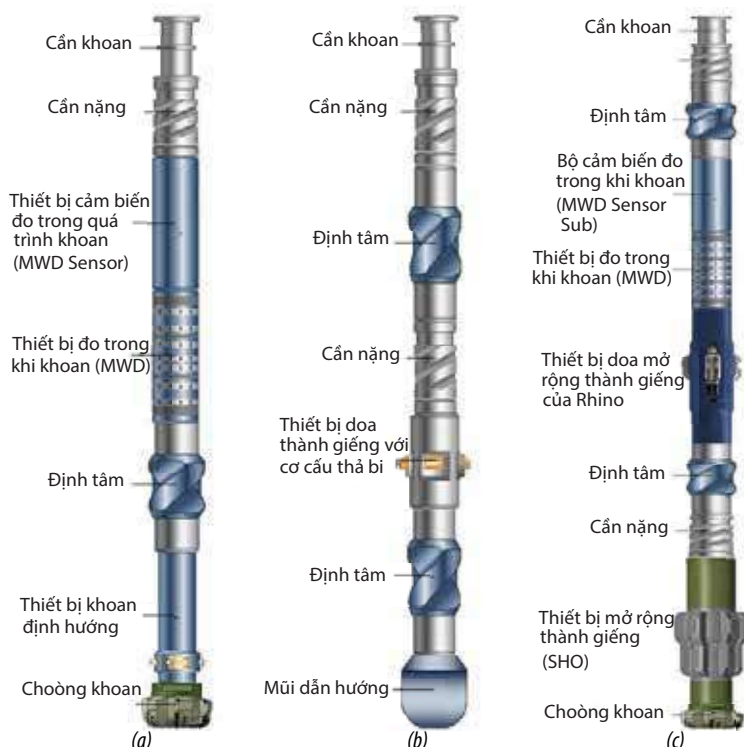




**Hình 8.** Mô phỏng thủy lực giếng khoan và khả năng bơm rửa trong quá trình khoan và mở rộng thành giếng



**Hình 9.** Thiết kế chèoq khoan, bô cắt của thiết bị mở rộng thành giếng



**Hình 10.** (a) Bộ khoan cụ mở lỗ; (b) Bộ khoan cụ mở rộng thành giếng; (c) Bộ khoan cụ kết hợp khoan và mở rộng thành giếng với 3 cơ cấu cắt khác nhau

cắt của thiết bị, do đó đã làm giảm tính linh hoạt của thiết bị trong quá trình mở rộng thành giếng khoan. Điều này cũng gây khó khăn trong quá trình thi công các đoạn giếng khoan có kiến tạo địa chất phức tạp và với thiết kế này sẽ hạn chế trong quá trình rửa giếng trong và sau khi khoan.

- Vì được kích hoạt bằng cơ chế thả bi nên thiết bị mở rộng thành giếng hiện tại chỉ đặt được bên trên các thiết bị đo trong khi khoan (MWD) và không thể đặt ở vị trí gần với chèo khoan dẫn tới việc tăng đoạn thân trần dưới đoạn giếng mở rộng. Điều này đặc biệt rủi ro cho vị trí đặt ống chống trong tầng địa chất có áp suất cao, áp suất dị thường do phải đặt ống chống ở thành hệ vững chắc và sâu nhất có thể để đảm bảo việc thi công những đoạn giếng sau.

- Việc không tương thích giữa các cấu trúc cốt của chèo khoan và thiết bị mở rộng thành giếng có thể làm giảm tốc độ khoan và mở rộng thành giếng dẫn đến kéo dài thời gian thi công giếng khoan.

### 2.3. Kết quả đạt được

Thiết kế các bộ khoan cụ để tiến hành mô phỏng và lựa chọn bộ khoan cụ hợp lý nhất được trình bày trong Bảng 4.

Đánh giá sự ổn định của bộ khoan cụ đã được lựa chọn khi khoan qua các địa tầng khác nhau được thể hiện theo Hình 4.

Mô phỏng các thông số trong quá trình khoan kết hợp mở rộng thành giếng đối với địa tầng cát kết (Hình 5).

Mô phỏng đánh giá sự ảnh hưởng của các thiết bị khoan định hướng trong quá trình khoan (Hình 6).

Mô phỏng sự thay đổi của quỹ đạo giếng khoan trong quá trình khoan và mở rộng thành giếng khoan với cấu trúc của bộ khoan cụ (Hình 7).

Kết quả mô phỏng thủy lực giếng khoan và khả năng bơm rửa trong quá trình khoan và mở rộng thành giếng (Hình 8).

Từ các mô phỏng kể trên, tác giả đã lựa

chọn được thiết kế bộ khoan cụ, chèo khoan, bộ cắt của thiết bị mở rộng thành giếng đáp ứng được các yêu cầu về sự ổn định của bộ khoan cụ, ổn định của các thiết bị khoan định hướng, khả năng bơm rửa giếng khoan, tương thích của các cơ cấu cắt khác nhau, khả năng kiểm soát quỹ đạo giếng khoan cũng như khả năng kiểm soát an toàn giếng trong quá trình khoan kết hợp với mở rộng thành giếng khoan (Hình 10).

### 3. Kết luận

- Để đảm bảo sự lựa chọn bộ khoan cụ kết hợp giữa khoan và mở lỗ cần lưu ý các điểm sau:
  - + Sự ổn định của bộ khoan cụ khi khoan qua các thành hệ trong đoạn giếng khoan.
  - + Tối ưu hóa thiết kế thủy lực đảm bảo giếng khoan được bơm rửa tốt nhất và đạt được tốc độ khoan tối ưu nhất.
  - + Ảnh hưởng của sự thay đổi quỹ đạo giếng khoan trong quá trình mở lỗ.
- Đạt được mục tiêu khoan và mở lỗ chỉ bằng 1 bộ khoan cụ thay vì 2 bộ khoan cụ như thiết kế ban đầu;
- Việc lựa chọn bộ thiết bị khoan lỗ khoan được điều khiển hoàn toàn bằng thủy lực thay cho các thiết bị cũ được kích hoạt bằng cơ học (thả bi) và vận hành thủy lực;

- Bộ khoan cụ được đề xuất cho phép mở/đóng nhiều lần thay vì mở/đóng chỉ một chu kỳ;

- Giảm được lỗ khoan dẫn hướng phía dưới ống chống nhằm đảm bảo cho việc chống ống xuống đúng chiều sâu thiết kế.

- Ngoài việc giúp tăng sự ổn định thành giếng khoan do giảm thời gian doa ngược, giảm sự ảnh hưởng của dung dịch khoan lên thành hệ, giảm rủi ro kẹt cần do sự chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất thủy tĩnh thì việc áp dụng phương pháp khoan kết hợp với mở rộng thành giếng đã giúp tiết kiệm được khoảng 1,4 triệu USD.

### Tài liệu tham khảo

1. Bien Dong POC. *Chương trình khoan giếng 05-02-HT-4P*. 19/8/2015.
2. Baker Hughes.
3. Smith Bits. *10.5/8 - 14.1/2in staged hole opener specification*.
4. Schlumberger. *14250/Rhino 1 Reamer, Tool Dimension Drawing*.
5. Bien Dong POC. *Internal technical report of 12.1/4" bit run; 12.1/4" x 14.1/2" hole opener run; 14.1/2" x 16.1/2" under reamer run*.
6. PV Drilling. *IADC equipment list of PV Drilling V (TAD)*.

## OPTIMISED UNDER-REAMER STRING DESIGN FOR THE WELLS IN HAI THACH FIELD, NAM CON SON BASIN

Hoang Thanh Tung<sup>1</sup>, Nguyen Pham Huy Cuong<sup>2</sup>, Tran Hong Nam<sup>3</sup>, Le Quang Duyen<sup>4</sup>, Dao Thi Uyen<sup>4</sup>

<sup>1</sup>PV Drilling

<sup>2</sup>Bien Dong POC

<sup>3</sup>Petrovietnam Exploration Production Corporation

<sup>4</sup>Hanoi University of Mining and Geology

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

### Summary

According to the drilling programme approved for Hai Thach field, the drilling section which is below the 16" casing liner (14.85" internal diameter) will be carried out with two separate BHAs: drilling the 12.25" section by PDC bit to the section target, and using the under-reamer equipment to ream the wellbore diameter to 14.5" and 16.5" in order to run the 13.625" casing string.

The paper presents the study to calculate the optimal design of the drilling string to ensure the under-reaming of the wellbore as designed as well as to minimise the running time of the drilling string, thereby improving the drillcost and capex. Test operation of the design was run after it had proven to be effective in theory. The application of the optimised under-reamer string design in the wells of Hai Thach field has brought a feasible concept, opening up new applications in the future for similar well profiles and geological stratigraphy in Vietnam.

**Key words:** Optimisation, under-reamer string, Hai Thach field.

## NGHIÊN CỨU, HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ VÀ QUY TRÌNH CHẾ TẠO ANODE HY SINH HỢP KIM KẼM ĐẠT TIÊU CHUẨN CHẤT LƯỢNG QUỐC TẾ

**Nguyễn Thị Lê Hiền, Phan Trọng Hiếu, Phạm Vũ Dũng, Ngô Ngọc Thương, Phạm Thị Hương**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Với nhiệt độ đúc 450°C, sử dụng lò cảm ứng trung tần và làm nguội tự nhiên, anode hy sinh trên cơ sở hợp kim kẽm được tạo ra bằng phương pháp đúc có chất lượng tốt, độ đồng nhất cao và chất lượng ổn định. Dung lượng điện hóa của anode đều trên 780Ah/kg và điện thế âm hơn -1,0V so với điện cực Ag/AgCl. Các đặc tính điện hóa (điện thế, dung lượng), thành phần hợp kim, đều thỏa mãn các yêu cầu khắt khe nhất đối với sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm và đã nhận được chứng nhận của cơ quan kiểm định quốc tế DNV-GL cho dung lượng điện hóa của sản phẩm và chứng nhận đạt tiêu chuẩn ISO 9001-2015 do Trung tâm Chứng nhận phù hợp Quacert cấp cho quy trình sản xuất sản phẩm anode hy sinh của Viện Dầu khí Việt Nam.

**Từ khóa:** Anode hy sinh hợp kim kẽm, dung lượng điện hóa, chống ăn mòn, VPI.

### 1. Mở đầu

Anode hy sinh được sử dụng rộng rãi và hiệu quả nhằm bảo vệ chống ăn mòn cho các công trình biển, chân đế giàn khoan, tàu thuyền, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí dưới biển... Do cơ chế tự hòa tan để bảo vệ cho các công trình biển nên khối lượng anode hy sinh sử dụng thường rất lớn. Ngoài lượng anode lắp đặt cho các công trình mới, còn một lượng anode không nhỏ dùng để bổ sung và thay thế cho các anode hy sinh bị hòa tan và mất mát trong quá trình sử dụng.

Anode hy sinh thường được chế tạo từ các hợp kim của nhôm, kẽm hoặc magie. Trong đó, anode hy sinh hợp kim nhôm có dung lượng lớn và có giá thành thấp nhất (quy đổi trên một đơn vị Ah) nên thường được sử dụng để bảo vệ cho các kết cấu công trình kim loại có quy mô lớn, đặc biệt là đối với các công trình ngầm dưới biển yêu cầu tuổi thọ dài như: giàn khoan, đường ống dẫn... Anode hy sinh hợp kim magie tuy có dung lượng thấp, giá thành cao nhưng lại có điện thế rất âm nên thường được dùng để bảo vệ các công trình trong môi trường có điện trở cao như trong nước ngọt, trong đất đồi núi. Anode hy sinh hợp kim kẽm được dùng trong môi trường điện ly mạnh và trung bình và hoạt động tốt trong nước hoặc đất

[1]. Anode hy sinh hợp kim kẽm được ứng dụng bảo vệ các công trình bê tông cốt thép tiếp xúc với nước như: cầu cảng, các công trình quân sự và dân sự ngoài biển đảo, bảo vệ vỏ tàu thủy, xà lan, các bồn chứa bằng thép và đường ống dẫn dầu, khí dưới nước hoặc vùng bùn lầy. Đặc biệt chỉ có anode hy sinh hợp kim kẽm được sử dụng để bảo vệ cho các khoang chứa dầu của tàu biển vì không gây ra tia lửa điện.

Xác định nhu cầu sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm rất lớn, bên cạnh sản phẩm anode hy sinh hợp kim nhôm đạt tiêu chuẩn chất lượng quốc tế và đã được thương mại hóa, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tập trung nghiên cứu chế tạo, hoàn thiện công nghệ và quy trình chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm với quy mô công nghiệp và đáp ứng quy trình kiểm soát chất lượng theo ISO 9001 [2]. Sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm sản xuất ra có khả năng bảo vệ chống ăn mòn hiệu quả, đáp ứng mọi tiêu chuẩn quốc tế về chất lượng và các yêu cầu khắt khe đối với các công trình dầu khí, sản phẩm được thị trường chấp nhận nhằm thay thế các sản phẩm nhập ngoại.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, khảo sát nhằm hoàn thiện quy trình chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm để đáp ứng tiêu chuẩn ISO 9001, đảm bảo đặc tính điện hóa cũng như độ đồng nhất của anode hy sinh và kết quả kiểm định chất lượng quốc tế theo tiêu chuẩn DNV-RP-B401 [3] do DNV-GL Singapore thử nghiệm.

Ngày nhận bài: 25/9/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2/10 - 6/11/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/12/2018.



## 2. Điều kiện chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm

### 2.1. Chuẩn bị đúc

#### 2.1.1. Nguyên vật liệu

Anode kẽm được tập trung nghiên cứu trên cơ sở kim loại kẽm được bổ sung thêm một lượng nhỏ nhôm và cadmium (Cd) nhằm nâng cao đặc tính điện hóa của kẽm nguyên chất. Các nguyên liệu sử dụng chính:

- Kẽm công nghiệp 99,9%, xuất xứ Hàn Quốc, dạng thỏi 20kg.
- Nhôm công nghiệp 99,84%, xuất xứ Australia, dạng thỏi 27kg.
- Cadmium 99,99%, xuất xứ Trung Quốc, dạng bột mịn.

#### 2.1.2. Khuôn đúc

Tùy thuộc vào hình dạng và tuổi thọ công trình cần bảo vệ, anode hy sinh có thể được thiết kế với các hình dạng và kích thước khác nhau. Trên cơ sở yêu cầu về hình dạng và kích thước của anode, các khuôn đúc được thiết kế và chế tạo. Hình 1 minh họa thiết kế và hình dạng loại

khuôn đúc anode dạng rùa và dạng thẳng với khối lượng tương ứng là 12kg, 25kg và 50kg.

Khuôn anode được chế tạo bằng thép carbon hoặc gang đúc (Hình 2), được làm nóng trước khi đúc.

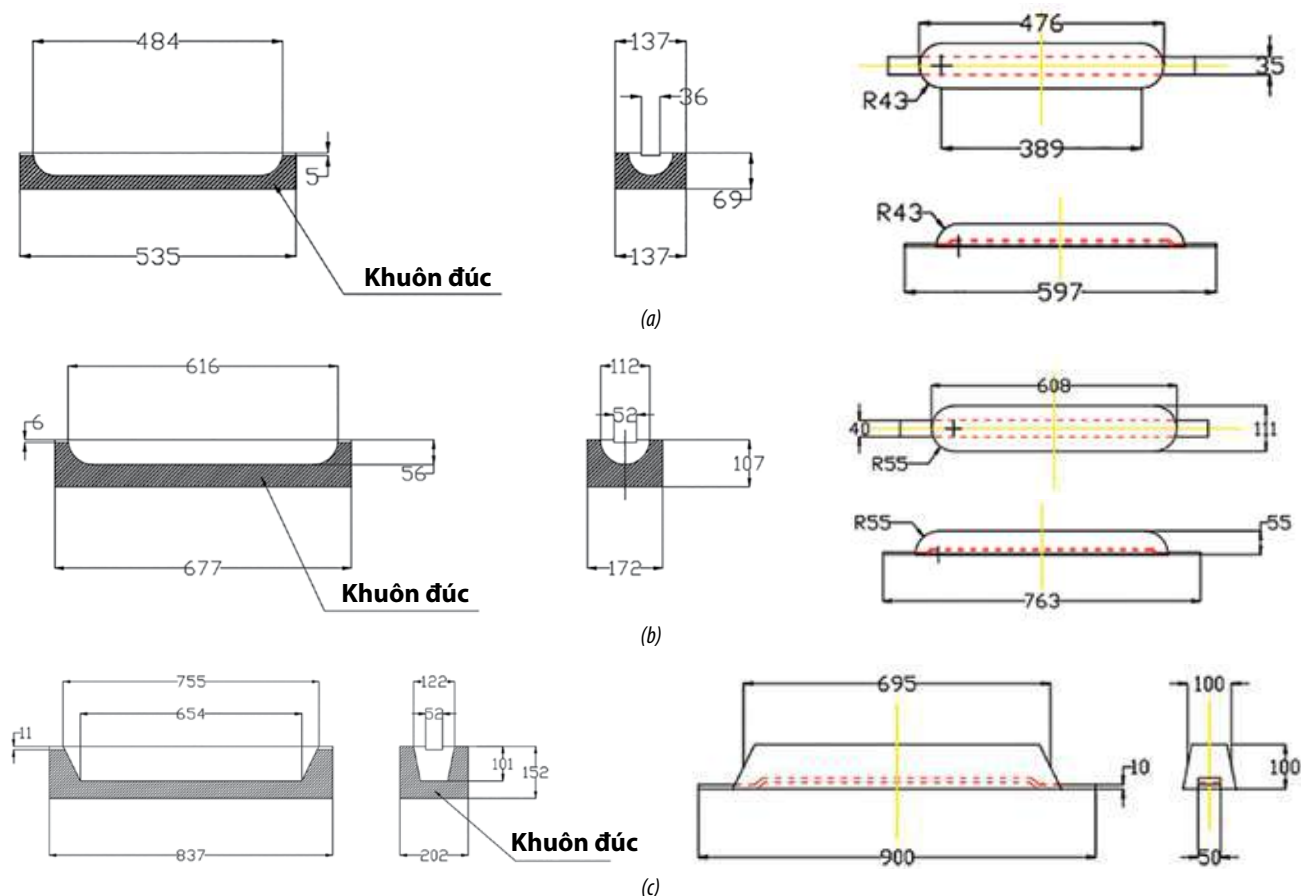
#### 2.1.3. Lõi anode

Anode hy sinh có thể được bắt vít hoặc hàn trực tiếp vào công trình thông qua lõi thép của anode (steel insert). Vật liệu sử dụng chế tạo lõi anode hy sinh là thép có thể hàn được, yêu cầu có giá trị carbon tương đương  $CE \leq 0,45$ .

Giá trị carbon tương đương của thép có thể được xác định theo công thức sau:

$$CE = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15} \quad (1)$$

Tùy thuộc thiết kế anode mà lõi thép có hình dáng và kích thước khác nhau. Để tăng độ bám dính và giảm điện trở tiếp xúc giữa lõi và vật liệu anode hợp kim kẽm, lõi thép cần được xử lý làm sạch bề mặt đến độ nhám SA 2,5 theo tiêu chuẩn ISO 8501 [4] hoặc được nhúng kẽm nóng theo tiêu chuẩn ISO 1461 [5] trước khi đúc. Đối với các lõi có kích thước không quá lớn, phương pháp nhúng kẽm nóng được ưu tiên sử dụng.



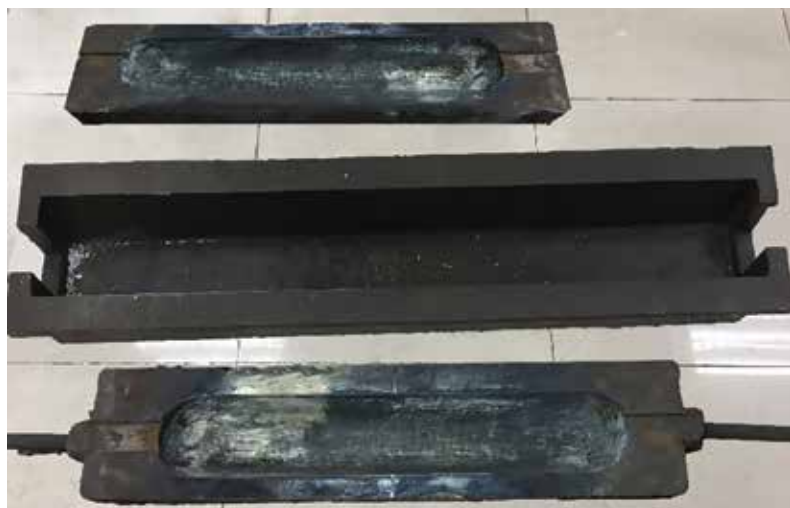
**Hình 1.** Bản vẽ minh họa thiết kế khuôn đúc anode kẽm; a. Anode rùa loại khối lượng 12kg; b. Anode rùa loại khối lượng 25kg; c. Anode thẳng loại khối lượng 50kg

Lõi thép cần được làm nóng, cố định chính xác và chắc chắn vào khuôn trước khi đúc.

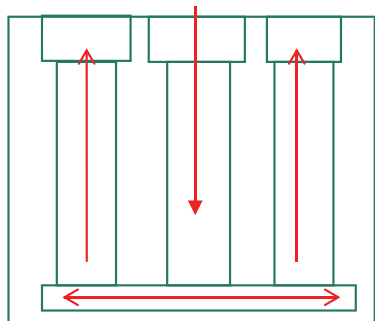
## 2.2. Quá trình đúc sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm

Các nguyên liệu chính sử dụng là Zn, Al, Cd và phụ gia với tỷ lệ thích hợp [6], được đun nóng chảy hoàn toàn trong lò nung trung tần ở nhiệt độ 450°C. Tùy thuộc vào hình dáng và kích thước của anode có thể lựa chọn chế độ đúc hở hoặc đúc kín.

- Đúc hở: Thường được lựa chọn đối với các anode có kích thước lớn có độ co ngót lớn, đúc hở cho phép dễ dàng bù ngót và vẫn đảm bảo chất lượng bề mặt của anode;
- Đúc kín: Phương pháp này được lựa chọn đối với các anode có kích thước nhỏ, cho phép tạo bề mặt bằng phẳng và đồng nhất.



Hình 2. Khuôn đúc anode



Hình 3. Bộ khuôn đúc mẫu thử nghiệm

Trong khuôn khổ bài báo, anode hy sinh hợp kim kẽm được đúc kín đối với các anode dạng rùa có kích thước 12kg và 25kg; đúc hở đối với các anode thẳng có khối lượng 50kg. Sau khi nóng chảy hoàn toàn, hợp kim được rót vào khuôn và được làm nguội tự nhiên trong không khí nhằm đảm bảo hình dáng và ổn định cấu trúc tinh thể của vật liệu anode. Đối với các anode kích thước lớn (>100kg), làm mát bằng nước tuần hoàn có thể được sử dụng cho phép tăng tốc độ làm nguội anode và kéo dài tuổi thọ cho khuôn.

Với mỗi mẻ đúc, các mẫu vật liệu anode hy sinh đều được rót vào khuôn nhỏ, cho phép lấy 3 mẫu hình trụ với đường kính 2cm, chiều dài 20cm như Hình 3. Các mẫu được đánh số và lưu giữ để sử dụng cho các nghiên cứu và đánh giá chất lượng của anode.

## 2.3. Phương pháp kiểm tra, đánh giá chất lượng của anode hy sinh

### 2.3.1. Chuẩn bị mẫu thử nghiệm

Các mẫu thử nghiệm điện hóa hoặc đánh giá thành phần được gia công từ mẫu nhỏ hình trụ đảm bảo kích thước theo yêu cầu trong tiêu chuẩn DNV-RP-401 [4] trên thiết bị như Hình 4.

### 2.3.2. Phương pháp điện hóa

Điện thế và dung lượng điện hóa của vật liệu anode kẽm đã được tiến hành đánh giá trong Phòng thí nghiệm của Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (CTAT) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), theo tiêu chuẩn DNV-RP-B401 [3].



Hình 4. Mô tả quá trình gia công mẫu thử nghiệm

Điện thế đóng mạch của anode hy sinh hợp kim kẽm được xác định bằng cách đo hiệu điện thế giữa mẫu anode hy sinh và điện cực so sánh clorua bạc (Ag/AgCl) trong dung dịch nước biển nhân tạo sử dụng vôn kế có độ chính xác cao trong trường hợp anode được nối tiếp xúc với kim loại cần bảo vệ (trực tiếp hay gián tiếp).

Tương quan giữa khối lượng vật liệu anode hòa tan và lượng điện sản ra (Ah) đo bằng culong kế, có thể tính ra dung lượng với đơn vị là Ah/kg theo công thức (2).

$$Q = 26,8 \times 1000 \times (\Delta M/a) \times (V/\Delta m) \quad (2)$$

Trong đó:

Q: Dung lượng thực tế của mẫu (Ah/kg);

$\Delta M$ : Sự tăng khối lượng của điện cực đồng trong culong kế;

a: Nguyên tử lượng của đồng;

V: Đường lượng hóa học của đồng;

$\Delta m$ : Tổn hao khối lượng của toàn bộ anode kẽm.

Để đảm bảo độ tin cậy của các phép đánh giá chất lượng điện hóa của anode hy sinh hợp kim kẽm theo tiêu chuẩn DNV-RP-B401, 1 mẫu anode được lấy ngẫu nhiên và gửi đi yêu cầu kiểm chứng tại DNV-GL tại Singapore.

### 2.3.3. Phân tích thành phần

Thành phần vật liệu anode hy sinh hợp kim kẽm được kiểm tra bằng phương pháp phổ phát xạ theo tiêu chuẩn ASTM E1277 [6] ngay trước khi rót vật liệu vào khuôn tại đầu và cuối mỗi mẻ đúc. Các kết quả thu được được kiểm chứng tại Trung tâm Kỹ thuật Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng 1 (Quatest 1).

### 2.3.4. Các phương pháp khác kiểm tra chất lượng anode hy sinh hợp kim kẽm

Chất lượng bề mặt anode hy sinh hợp kim kẽm được kiểm tra bằng phương pháp trực quan; kích thước anode được xác định bằng thước dây; khối lượng anode được kiểm tra bởi cân có độ chính xác cao; sự tiếp xúc điện giữa lõi và vật liệu anode được xác định bằng cách đo điện trở tiếp xúc và kiểm tra chất lượng bên trong của anode bằng phương pháp phá hủy (cắt mẫu). Các phương pháp kiểm tra và yêu cầu chất lượng của anode phải đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế [3].

## 3. Kết quả và thảo luận

### 3.1. Chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm

Anode hy sinh hợp kim kẽm được chế tạo bằng



Hình 5. Anode hy sinh hợp kim kẽm sau khi đúc

Bảng 1. Thành phần chính của các mẫu vật liệu anode hy sinh hợp kim kẽm trước khi rót vào khuôn

TT	Tên chỉ tiêu		Thành phần hóa học mẫu vật liệu anode hy sinh hợp kim kẽm (%)			
			Theo MIL-A-18001K [7]	VPI - Zn 01	VPI - Zn 02	VPI - Zn 03
1	Nhôm	(Al)	0,10 - 0,5	0,3575	0,3073	0,3250
2	Cadmium	(Cd)	0,025 - 0,07	0,0636	0,0371	0,0521
3	Sắt	(Fe)	0,005 max	0,0008	0,0018	0,0011
4	Đồng	(Cu)	0,005 max	0,0048	0,0034	0,0029
5	Chì	(Pb)	0,006 max	0,0004	0,0006	0,0003
6	Tổng các kim loại khác		0,10 max	0,0302	0,0915	0,0643
7	Kẽm	(Zn)	Còn lại > 99,414	99,5427	99,5583	99,5543



phương pháp đúc tại nhiệt độ 450°C và sau khi đúc có dạng như Hình 5.

### 3.2. Kiểm tra, đánh giá chất lượng của anode hy sinh hợp kim kẽm sau đúc

#### 3.2.1. Phân tích thành phần

Kết quả phân tích thành phần chính của các mẫu anode hy sinh hợp kim kẽm tại mỗi mẻ chế tạo được thể hiện trong Bảng 1.

Các kết quả phân tích thành phần của anode hy sinh hợp kim kẽm cho thấy nhìn chung thành phần vật liệu anode tương đối đồng nhất, hàm lượng Al dao động trong khoảng 0,1 - 0,5%, Cd dao động trong khoảng 0,025 - 0,07% và hàm lượng các tạp chất không mong muốn như Fe, Cu <0,005%, Pb <0,006% và tổng các tạp chất khác <0,1%, thỏa mãn yêu cầu theo tiêu chuẩn [7].

#### 3.2.2. Đánh giá điện thế đóng mạch và dung lượng điện hóa

Vật liệu anode tốt phải có điện thế đủ âm để có thể phát dòng điện đủ lớn bảo vệ chống ăn mòn cho công trình thép; có hiệu quả kinh tế cao phải đảm bảo đồng thời cung cấp nhiều điện tử trên một đơn vị khối lượng. Do vậy, hiệu suất điện của anode được đặc trưng bởi dung lượng dòng, biểu diễn bằng Ah/kg. Giá trị dung lượng dòng được xác định bởi đương lượng điện hóa, tỷ trọng và hiệu suất của vật liệu anode.

Kết quả khảo sát dung lượng và điện thế làm việc của các mẫu anode hy sinh hợp kim kẽm được biểu diễn trên Bảng 2.

Các kết quả thử nghiệm điện hóa cho thấy rõ chất lượng của mẫu vật liệu hợp kim rất tốt, đáp ứng tiêu chuẩn điện hóa đối với anode hy sinh hợp kim kẽm, điện thế đóng mạch âm hơn -1,020V so với điện cực Ag/AgCl và dung lượng điện hóa đều lớn hơn 800Ah/kg.

#### 3.2.3. Kiểm tra chất lượng anode hy sinh hợp kim kẽm

Anode hy sinh hợp kim kẽm sau khi đúc có màu trắng bạc, sáng, bề mặt tương đối đồng nhất, bằng phẳng, không xuất hiện vết nứt, rỗ, co ngót. Chất lượng bề mặt anode đáp ứng mọi yêu cầu về bề mặt theo các tiêu chuẩn trong [8] và ngoài nước [3].

Kích thước và khối lượng anode sau khi đúc được biểu diễn trên Bảng 2. Các kết quả thu được cho thấy sự chênh lệch khối lượng và kích thước so với thiết kế gần như không đáng kể, luôn nhỏ hơn  $\pm 2\%$ , đáp ứng yêu cầu theo các tiêu chuẩn trong [8] và ngoài nước [3].

Điện trở tiếp xúc giữa vật liệu anode và lõi được xác định bằng đồng hồ đo điện trở có độ chính xác cao. Giá trị đo điện trở tiếp xúc luôn nhỏ hơn 0,1mΩ, chứng tỏ sự tiếp xúc điện rất tốt giữa lõi và vật liệu anode.



Số: 2017.163.1.1TH-2 Trang: 1/2

### KẾT QUẢ THỬ NGHIỆM

TEST RESULT

1. Tên mẫu thử (Sample): MẪU KẼM (MK ZN - MẪU VPI ANODE KẼM)  
 2. Khách hàng (Customer): VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM  
 3. Số lượng mẫu (Quantity): 02  
 4. Tình trạng mẫu (Status of sample): Mẫu cũ từ sản phẩm / Ảnh kèm theo  
 5. Ngày nhận mẫu (Receipt date): 27/6/2017  
 6. Thời gian thử nghiệm (Time of testing): 28/6/2017

TT	TÊN CHỈ TIÊU	PHƯƠNG PHÁP THỬ	KẾT QUẢ	
Item	Spec/Item	Test method	Result	Remark
1	Thành phần hóa học:	ASTM E1277:2014	MR06	MR02
	Chemical composition:			
	Aluminum Al		0,2657	0,2607
	Cadmium Cd		0,0636	0,0205
	Copper Cu		0,0048	0,0034
	Iron Fe		0,0008	0,0018
	Indium In		0,0007	0,0007
	Magnesium Mg		0,0001	0,0001
	Nickel Ni		0,0010	0,0010
	Lead Pb		0,0004	0,0006
	Sc Sc		0,0016	0,0010
	Tin Sn		0,0006	0,0006
	Thallium Tl		99,6005	99,2096
	Zinc Zn			

Hà Nội, ngày 29/6/2017  
 P. TRƯỞNG PHÒNG THỬ NGHIỆM 1  
 Head of LAB 1  
 Bùi Thành Nam  
 PHÓ GIÁM ĐỐC  
 Nguyễn Ngọc Khánh

1. Phiên bản kết quả chỉ có giá trị đối với mẫu thử do khách hàng đưa tới.  
 This test results is valid only for samples taken by customer.  
 2. Không được trích sao một phần kết quả này nếu không được sự đồng ý của phòng sản phẩm KT chất lượng.  
 This test results shall not reproduced except in full, without the written approval of QUATEST 1.  
 3. Tên mẫu và tên khách hàng được ghi trên yêu cầu của khách hàng.  
 Name of sample and customer are written on customer's request.

Hình 6. Kết quả phân tích thành phần thực hiện bởi Quatest 1

Bảng 2. Kết quả xác định điện thế đóng mạch và dung lượng điện hóa của anode hy sinh hợp kim kẽm

Tên mẫu	Điện thế làm việc (V so với điện cực Ag/AgCl)	Dung lượng anode (Ah/kg)
VPI - Zn 01	-1,020	821
VPI - Zn 02	-1,014	815
VPI - Zn 03	-1,051	803
Theo DNV-RP-B401	≤-1,000	≥ 780

Để kiểm tra độ đồng nhất và sít chặt bên trong anode, anode sau đúc đã được cắt ngang mẫu để quan sát trực quan tại vị trí mặt cắt. Tại các vị trí vết cắt, bề mặt kim loại đồng nhất không xuất hiện hiện tượng co ngót, rỗ khí, nứt gãy. Tại vị trí tiếp xúc với lõi, kim loại tiếp xúc tốt, không xuất hiện khuyết tật.

### 3.3. Kiểm định chất lượng bởi bên thứ 3

Các kết quả đánh giá thành phần mẫu vật liệu và dung lượng điện hóa đều được kiểm chứng và xác nhận chất lượng bởi Trung tâm Kỹ thuật Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng 1 - Quatest 1 (Hình 6). Tuy nhiên, để có bằng chứng chất lượng được sử dụng rộng rãi hơn trong ngành dầu khí Việt Nam và hướng tới có thể triển khai áp dụng cho cả các cơ sở ở nước ngoài, chọn ngẫu nhiên 1 mẫu vật

liệu anode kẽm đánh giá đặc tính điện hóa bởi DNV-GL tại Singapore theo tiêu chuẩn DNV-RP-B401 [3] và cấp chứng nhận như Hình 7.

Hình ảnh bề mặt mẫu anode và sau khi thử nghiệm điện hóa được biểu diễn trên Hình 8.


Các kết quả đánh giá điện hóa đối với mẫu vật liệu anode thực hiện bởi DNV-GL cho phép khẳng định anode hy sinh hợp kim kẽm do VPI sản xuất có chất lượng điện hóa rất tốt. Dung lượng anode cao (813Ah/kg), điện thế làm việc đủ âm (-1,037V so với điện cực Ag/AgCl), đáp ứng các tiêu chuẩn trong [8] và ngoài nước [3]. Anode hòa tan đồng đều, chất lượng bề mặt rất tốt.

**DNV-GL**

**Electrochemical Efficiency Test of a Zinc Alloy Anode Material [As Per DNV RP B401 Annex B]**

**Vietnam Petroleum Institute – Center for Technology Application and Transfer (CTAT)**

Project No.: PP198387 (Act001)  
Report No.: 117UCFZ2-1  
Date: 15 January 2018



**Report title:** Electrochemical Efficiency Test of a Zinc Alloy Anode Material [As Per DNV RP B401 Annex B]  
**Customer:** Vietnam Petroleum Institute – Center for Technology Application and Transfer (CTAT)  
**Contact person:** Mr. Pham Vu Dung  
**Date of issue:** 15 January 2018  
**Project No.:** PP198387 Act001  
**Organisation unit:** Materials & Structural Laboratory Services  
**Report No.:** 117UCFZ2-1 Rev. 0

**DNV GL Singapore Pte. Ltd.**  
DNV GL Oil & Gas Materials & Structural Laboratory Services  
**Registered Address**  
16 Science Park Drive  
DNV GL Technology Centre  
Singapore 118227  
**Business Address**  
158A Gai Circle  
DNV GL Laboratory  
Singapore 629616  
Tel: +65 6690 5300  
1982005412 - M2-0051000-3

**SUMMARY:**  
DNV GL Singapore Pte. Ltd. in Singapore, was engaged by Vietnam Petroleum Institute – Center for Technology Application and Transfer (CTAT) in conducting Current Capacity Test on one (1) zinc machined anode sample provided by Client. The test was carried out in accordance with DNV RP B401 Annex B (Laboratory Testing of Galvanic Anode Materials for Quality Control) for 4 days with electrochemical efficiency evaluated by weight loss method.

The test result showed the machined zinc anode sample had fulfilled the electrochemical efficiency (minimum 780 Ah/Kg) and closed circuit potential ( $\leq -1.00$  V at end of the 4th testing period) acceptance requirements outlined in DNV RP B401 Annex B.

The detailed test report and photographic documentation (Appendix) are presented in the accompanying pages.

**Prepared by:** Ivan Winata  
Engineer  
Materials & Structural Laboratory Services

**Verified by:** Rita Kiki  
Senior Laboratory Engineer  
Materials & Structural Laboratory Services

**Approved by:** Vito Kiem Jock  
Senior Materials Engineer  
Materials & Structural Laboratory Services

☐ Unrestricted distribution (internal and external)  
☐ Unrestricted distribution within DNV GL  
☐ Limited distribution within DNV GL after 3 years  
☒ No distribution (confidential)  
☐ Secret

Reference to part of this report which may lead to misinterpretation is not permissible.

Keywords:  
[Keywords]

Hình 7. Chứng nhận kiểm định chất lượng anode hy sinh hợp kim kẽm do DNV-GL Singapore cấp. Các kết quả đánh giá của DNV-GL được tóm tắt trong Bảng 3 và Hình 8

Bảng 3. Kết quả đánh giá chất lượng anode hy sinh hợp kim kẽm do DNV-GL thực hiện

Ký hiệu mẫu	Giá trị dung lượng (Ah/kg)	Điện thế làm việc (V so với điện cực Ag/AgCl)
VPI - Zn	813	-1,037
Tiêu chuẩn DNV-RP-B401	$\geq 780$	$\leq -1,000$

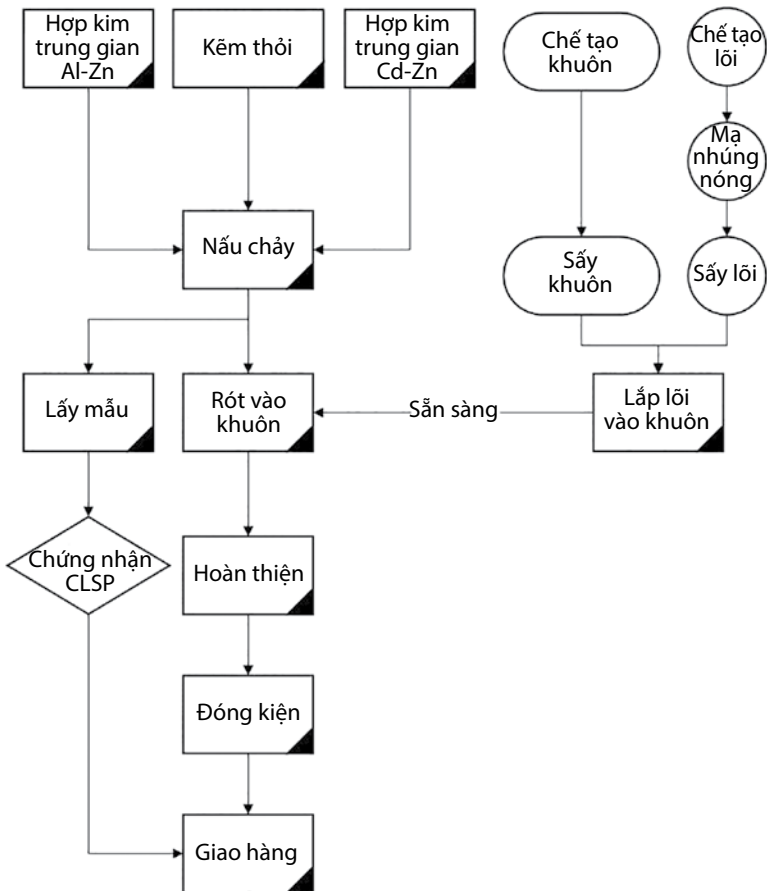


a. Trước thử nghiệm



b. Sau thử nghiệm

Hình 8. Bề mặt mẫu anode trước và sau thử nghiệm điện hóa do DNV-GL thực hiện



Hình 9. Quy trình công nghệ chế tạo anode hy sinh hợp kim kẽm

### 3.4. Quy trình sản xuất anode hy sinh

Quy trình sản xuất và kiểm tra chất lượng của anode hy sinh hợp kim kẽm được thể hiện trên Hình 9.

Với quy trình chế tạo và kiểm soát chất lượng chặt chẽ, sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm sản xuất được có chất lượng tốt, ổn định, đã được thương mại hóa và được khách hàng đánh giá cao. Sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm của VPI được cấp chứng nhận phù

TỔNG CỤC TIÊU CHUẨN ĐO LƯỜNG CHẤT LƯỢNG  
TRUNG TÂM CHỨNG NHẬN PHÙ HỢP (QUACERT)

**GIẤY CHỨNG NHẬN**

Sản phẩm: Anode hy sinh (Anode nhôm và Anode kẽm) bảo vệ ăn mòn đường ống ngoài khơi  
với nhãn hiệu thương mại **VPI**  
được sản xuất tại

**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

Trụ sở: Số 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Quận Cầu Giấy, Thành phố Hà Nội, Việt Nam  
Xưởng sản xuất: đường số 7, Khu công nghiệp Đông Xuyên, Thành phố Vũng Tàu, Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Việt Nam  
có các chỉ tiêu phù hợp với mục 9 & 10 của tiêu chuẩn

**ISO 15589-2:2012**

Phương thức chứng nhận: Phương thức 5 (theo Thông tư số 28/2012/TT-BKHCHN ngày 12/12/2012)  
Số Giấy chứng nhận: SP 2282.18.17  
Hiệu lực Giấy chứng nhận: từ ngày 16/04/2018 đến ngày 06/04/2021  
Ngày chứng nhận lần đầu: 16/04/2018

GIÁM ĐỐC

*Phạm Lê Cường*

QUACERT - 8 Hoàng Quốc Việt, Cầu Giấy, Hà Nội, Việt Nam.  
Hiệu lực của Giấy chứng nhận này có thể được kiểm tra tại [www.quacert.gov.vn](http://www.quacert.gov.vn)

---

TỔNG CỤC TIÊU CHUẨN ĐO LƯỜNG CHẤT LƯỢNG  
TRUNG TÂM CHỨNG NHẬN PHÙ HỢP (QUACERT)

**GIẤY CHỨNG NHẬN**

Chứng nhận Hệ thống Quản lý Chất lượng của

**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

Trụ sở: Số 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Quận Cầu Giấy, Thành phố Hà Nội, Việt Nam  
Xưởng sản xuất: đường số 7, Khu công nghiệp Đông Xuyên, Thành phố Vũng Tàu, Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Việt Nam  
đã được đánh giá và xác nhận phù hợp với yêu cầu của tiêu chuẩn

**TCVN ISO 9001:2015 / ISO 9001:2015**

Phạm vi được chứng nhận: Sản xuất anode hy sinh và cung cấp các dịch vụ liên quan đến bảo vệ catốt  
Số Giấy chứng nhận: HT 4085.18.17  
Hiệu lực Giấy chứng nhận: từ ngày 07/04/2018 đến ngày 06/04/2021  
Ngày chứng nhận lần đầu: 07/04/2018

ThS. Trần Văn Vinh TS. Phạm Hồng ThS. Phạm Lê Cường

QUACERT - 8 Hoàng Quốc Việt, Cầu Giấy, Hà Nội, Việt Nam.  
Hiệu lực của Giấy chứng nhận này có thể được kiểm tra tại [www.quacert.gov.vn](http://www.quacert.gov.vn) và [www.iso-9001.org/register](http://www.iso-9001.org/register)

Hình 10. Chứng chỉ ISO cho sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm của VPI



hợp theo tiêu chuẩn ISO 15589-2:2012 [9] và hệ thống quản lý chất lượng sản phẩm của VPI tuân thủ theo ISO 9001-2015 [2].

#### 4. Kết luận

Anode hy sinh hợp kim kẽm mang thương hiệu VPI đã được chế tạo thành công với chất lượng tốt, đồng nhất và quy trình ổn định. Các đặc tính điện hóa (điện thế, dung lượng) và thành phần hợp kim đều đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế đối với sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm. Đây là sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm đầu tiên ở Việt Nam đã được gửi đi kiểm định chất lượng quốc tế và đã được xác nhận về chất lượng điện hóa theo DNV-RP-B401, quá trình sản xuất phù hợp với hệ thống quản lý chất lượng ISO 9001-2015. Với các kết quả đạt được, các sản phẩm anode hy sinh hợp kim kẽm mang thương hiệu VPI đã bắt đầu được thương mại hóa và có mặt trên các đường ống và thiết bị trong các công trình dầu khí và được khách hàng đánh giá cao.

#### Tài liệu tham khảo

1. A.W.Peabody. *Peabody's control of pipeline corrosion*. NACE International, The Corrosion Society. 2001.
2. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Hệ thống quản lý chất*

*lượng - Các yêu cầu*. ISO 9001:2015.

3. Det Norske Veritas. *Cathodic protection design*. Recommended DNV-RP-B401. 2010.

4. International Organization for Standardization. *Preparation of steel substrates before application of paints and related products - Visual assessment of surface cleanliness*. ISO 8501.

5. International Organization for Standardization. *Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles - Specifications and test methods*. ISO 1461:2009.

6. ASTM International. *Standard test method for chemical analysis of zinc - 5% aluminum-mischmetal alloys by ICP Emission Spectrometry*. ASTM E1277-96.

7. *Military specification: Anodes, sacrificial zinc alloy*. MIL-A-18001K. 1991.

8. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Anode hy sinh - Yêu cầu kỹ thuật*. TCVN 10263:2014.

9. International Organization for Standardization. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Cathodic protection of pipeline transportation systems - Part 2: Offshore pipelines*. ISO 15589-2:2012.

## RESEARCH AND FINALISATION OF TECHNOLOGY AND PROCEDURE FOR MANUFACTURING SACRIFICIAL ANODE MEETING INTERNATIONAL QUALITY STANDARD

**Nguyen Thi Le Hien, Phan Trong Hieu, Pham Vu Dung, Ngo Ngoc Thuong, Pham Thi Huong**

Vietnam Petroleum Institute

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

#### Summary

With a casting temperature of 450°C, using a medium frequency induction furnace, obtained zinc anodes have a high quality, homogeneous structure and stable manufacture procedure. The electrochemical capacity of anode is higher than 780 Ah/kg and the close potential is more negative than -1.0V vs. Ag/AgCl reference electrode. The electrochemical characteristics and alloy components satisfy the strictest requirements for zinc sacrificial anode. The Vietnam Petroleum Institute's sacrificial anode product has been certified by the international accreditation organisation DNV-GL to conform with DNV-RP-B401 standard and its sacrificial anode manufacture procedure has been assessed by Quacert to meet the ISO 9001:2015 standard.

**Key words:** Zinc sacrificial anode, electrochemical capacity, anti-corrosion, VPI.

## QUẢN TRỊ RỦI RO TRONG LĨNH VỰC THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ: MỘT SỐ PHÂN TÍCH VÀ ĐỀ XUẤT

**Nguyễn Hồng Minh, Phạm Kiều Quang, Hoàng Thị Đào, Nguyễn Thị Thanh Lê**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Quản trị rủi ro trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí được xem xét dưới 2 góc độ: hệ thống quản trị rủi ro của doanh nghiệp và phương pháp tiếp cận, công cụ, kỹ thuật khi quản lý rủi ro một dự án cụ thể. Khi nghiên cứu đánh giá hệ thống, nhóm tác giả sử dụng Mô hình đánh giá mức độ phát triển năng lực quản trị rủi ro của Deloitte. Khi nghiên cứu quản lý dự án, Phương pháp tiếp cận “xác định” (deterministic) trong tương quan so sánh với Phương pháp tiếp cận “xác suất” (probabilistic) và các công cụ kèm theo được dùng để phân tích, đánh giá. Thông tin đầu vào là kết quả khảo sát tại một số đơn vị, phỏng vấn và quan sát, phân tích tài liệu liên quan trong quá trình ra quyết định cho các dự án thăm dò, khai thác dầu khí. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất một số định hướng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) hoàn thiện công tác quản trị rủi ro đối với các dự án thăm dò, khai thác dầu khí.

**Từ khóa:** Mô hình đánh giá mức độ phát triển năng lực quản trị rủi ro, Phương pháp tiếp cận “xác định”, Phương pháp tiếp cận “xác suất”, mô phỏng rủi ro.

### 1. Đặt vấn đề

Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí được PVN trực tiếp đầu tư/thông qua chi nhánh Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) và Công ty Điều hành Dầu khí Phú Quốc (Phu Quoc POC); đơn vị thành viên Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và các liên doanh: Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”, Rusvietpetro, Gazpromviet. Địa bàn hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của PVN không chỉ ở trong nước mà còn trải rộng trên thế giới, trong đó có Malaysia, Algeria, Peru, Venezuela... Các công ty cung cấp dịch vụ cho lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí như: Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling), Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC)... cũng có mối liên hệ chặt chẽ với rủi ro trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí tiềm ẩn nhiều rủi ro, từ địa chất, công nghệ mỏ, khai thác đến tài chính, thị trường, hoạt động và cả địa chính trị.

Điều kiện địa chất của Việt Nam rất phức tạp. Nhiều mỏ có hàng trăm thân chứa khí rời rạc, liên kết kém, phân bố ở nhiều phân vị địa tầng khác nhau, nhiều khối địa chất khác nhau. Trữ lượng của các mỏ này bắt buộc phải xác định bằng phương pháp tương tự, dựa trên nguyên lý xác suất, vì không có chương trình thăm lường nào có thể khoan hết các thân khí đã phát hiện. Như vậy, quá trình khai thác sau này sẽ vừa khai thác, vừa thăm lường và phát triển, chắc chắn sẽ tiềm ẩn rủi ro cao. Nhiều mỏ ở Việt Nam có thân dầu trong tầng đá móng phong hóa, nứt nẻ. Mặc dù có mỏ đã khai thác hàng chục năm nay, song mô hình địa chất tầng móng phong hóa, nứt nẻ, trong nhiều trường hợp vẫn chưa được nghiên cứu làm rõ. Bằng chứng là động thái khai thác, tình trạng ngập nước của một số giếng vượt ra ngoài dự báo của sơ đồ công nghệ, dự đoán của các chuyên gia. Công tác thăm dò hiện nay chủ yếu hướng đến các đối tượng phi cấu tạo, tận thăm dò quanh các mỏ đang khai thác. Với các đối tượng này, tỷ lệ thành công của khoan thăm dò sẽ thấp hơn, rủi ro cao hơn và kể cả khi có phát hiện dầu khí, vẫn còn rủi ro là trữ lượng không thương mại.

Venezuela, một đất nước giàu tiềm năng dầu khí, với quy định đồng ngoại tệ phải quy đổi sang nội tệ Bolivar theo tỷ giá cố định do chính phủ định ra, trong khi siêu lạm phát 500% vào năm 2017 và khả năng đạt tới 6 con số

cho năm 2018, là minh chứng cho những rủi ro chính trị và tài chính đáng kể cho bất cứ doanh nghiệp nào đầu tư vào đất nước này, không chỉ trong lĩnh vực dầu khí.

Giá dầu giảm sâu từ 110 USD/thùng vào tháng 6/2014, xuống 30 USD/thùng vào cuối năm 2015, đầu năm 2016 và kéo dài, cũng như động thái giá dầu lên xuống ngay trong năm 2018 cho thấy giá dầu cùng với các yếu tố địa chính trị rất khó lường. Những biến động đó đã từng tạo ra rủi ro đáng kể về dòng tiền, lợi nhuận, làm dừng hàng loạt chiến dịch khoan, đầu tư vào các dự án thăm dò, khai thác dầu khí, gây khó khăn cho nhiều nhà thầu cũng như công ty dịch vụ dầu khí.

Trước đây, rủi ro về tấn công mạng, đánh cắp công nghệ, dữ liệu đã được quan tâm. Với xu thế chuyển đổi số trong công nghiệp dầu khí, các rủi ro này ngày càng đòi hỏi phải quan tâm nhiều hơn. Có thể nói hàng loạt rủi ro truyền thống và phi truyền thống đang tác động ngày càng mạnh mẽ tới các hoạt động dầu khí, đặc biệt là trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí mà bản chất của nó đã tiềm ẩn sẵn nhiều rủi ro.

## 2. Quản trị rủi ro ở cấp độ doanh nghiệp

Mô hình đánh giá mức độ phát triển năng lực quản trị rủi ro của Deloitte (Deloitte Capability Maturity Model) được phát triển nhằm đánh giá 4 thành phần cốt lõi (quản trị, quy trình, con người và công nghệ) của một hệ thống quản trị rủi ro ở các cấp độ nào. Mỗi thành phần lại được chia thành các tiểu thành phần, với những tiêu chuẩn đánh giá để có thể xếp vào thanh đo độ trưởng thành gồm 5 bậc: Sơ khai, Rời rạc, Toàn diện, Hợp nhất và Chiến lược. Mô hình này được trình bày trong Bảng 1.

Dựa trên Bảng 1, căn cứ kết quả khảo sát, hiện trạng hệ thống quản trị rủi ro của PVN có thể được đánh giá một cách tổng quát như sau [1, 2]:

Về mặt Quản trị, chức năng giám sát và cảnh báo rủi ro của Hội đồng thành viên các cấp chưa được xác định rõ. Trách nhiệm này thông thường nằm trong các bộ phận chức năng và mỗi bộ phận chỉ chịu trách nhiệm về một vài loại rủi ro nhất định. Chưa có quy định đầy đủ về một hệ thống báo cáo rủi ro và trách nhiệm xử lý rủi ro đối với

**Bảng 1.** Các cấp độ phát triển của hệ thống quản trị rủi ro [3]

Thành phần/các tiểu thành phần		Cấp độ trưởng thành				
		Sơ khai	Rời rạc	Toàn diện	Hợp nhất	Chiến lược
Quản trị	Quản trị và giám sát	- Các mục tiêu và triết lý quản trị rủi ro chưa được xác định - Không có phương pháp mang tính hệ thống để nhận diện và quản trị rủi ro - Chủ yếu dựa vào các cá nhân riêng lẻ, dựa vào kinh nghiệm	- Hoạt động quản trị rủi ro rời rạc giữa các bộ phận/các nhóm rủi ro - Thiếu sự gắn kết giữa hoạt động quản trị rủi ro và chiến lược kinh doanh - Các vai trò rời rạc được xây dựng cho các nhóm rủi ro nhỏ - Các hình thức theo dõi, báo cáo khác nhau	- Có mục tiêu, chính sách quản trị rủi ro chung - Quản trị rủi ro được thực hiện hàng ngày trong hoạt động kinh doanh và cho tất cả các loại rủi ro; - Thường xuyên đánh giá rủi ro - Có bộ phận chuyên trách	- Tất cả các rủi ro được đánh giá trên góc độ “danh mục rủi ro”, được liên kết và tổng hợp - Công nghệ thông tin được triển khai để hỗ trợ quản trị rủi ro	- Liên tục đổi mới và có đầy đủ các hoạt động mang tính toàn diện - Có các kịch bản và mô hình hóa rủi ro
	Đặt mục tiêu					
	Đề ra chính sách					
	Đo đạc rủi ro					
Quy trình	“Khẩu vị” rủi ro					
	Phân bổ vốn và quyết định đầu tư					
	Xác định bối cảnh					
	Đánh giá rủi ro					
Con người	Xử lý rủi ro					
	Giám sát rủi ro					
	Trao đổi và tư vấn nội bộ					
	Cơ cấu tổ chức					
Công nghệ	Vai trò và trách nhiệm					
	Kiến thức, kỹ năng và khả năng					
	Văn hóa					
	Dữ liệu					
Hệ thống	Hệ thống thông tin					
	Báo cáo					
	Phần mềm, công cụ					



các cấp. Mục tiêu có được đề ra, nhưng chưa thấy sự kết nối với chiến lược kinh doanh. Các kỹ thuật đo đạc rủi ro được áp dụng một cách rời rạc, chưa nhất quán và ổn định trong tất cả các bộ phận chức năng. Chính sách và “khẩu vị” rủi ro chưa được đưa ra một cách hệ thống và truyền đạt rõ ràng đến các bộ phận của tổ chức. Đối chiếu với các chỉ tiêu ở Bảng 1, liên quan đến yếu tố này, hệ thống được đánh giá mới ở mức độ “Rời rạc”.

Liên quan đến Quy trình, quản trị rủi ro được đưa vào một số quy trình quan trọng, nhưng chưa được “nhúng” một cách đầy đủ và toàn diện vào các quy trình hoạt động, tác nghiệp của các bộ phận chức năng. Việc phân tích, đánh giá, giám sát và xử lý rủi ro được thực hiện một cách rời rạc theo từng bộ phận chức năng, chưa được tích hợp chung cho toàn tổ chức. Phương pháp, công cụ phân tích, đánh giá rủi ro cũng như phương thức giám sát và cách thức xử lý rủi ro phần lớn dựa vào kinh nghiệm, thói quen của mỗi bộ phận chức năng, chưa hình thành các quy trình, hướng dẫn chi tiết, thống nhất trong toàn tổ chức. Căn cứ vào các thông tin có được, yếu tố liên quan đến quy trình được đánh giá nằm giữa 2 mức “Rời rạc” và “Toàn diện”.

Về mặt Con người, chưa có con người và tổ chức cụ thể chịu trách nhiệm cuối cùng và toàn diện về quản trị rủi ro trong toàn tổ chức. Trong cơ cấu tổ chức của PVN và một số đơn vị thành viên gần đây mới hình thành bộ phận chuyên trách về quản trị rủi ro. Tuy nhiên, bộ phận này được đặt như một nhiệm vụ trong chức năng tài chính nên chỉ mới đủ năng lực để quản trị rủi ro tài chính; chưa đủ năng lực và quyền hạn để triển khai quản trị rủi ro một cách toàn diện trong toàn tổ chức. Cán bộ quản lý các cấp và nhân viên có kiến thức và kỹ năng quản trị rủi ro chưa đồng đều, chưa hình thành văn hóa quản trị rủi ro thật sự mang lại giá trị bền vững cho tổ chức. Vì vậy, trên khía cạnh này, hệ thống quản trị rủi ro của PVN được đánh giá ở cấp độ “Rời rạc”.

Liên quan đến khía cạnh Công nghệ, hiện chưa có một cơ sở dữ liệu trung tâm ghi nhận và lưu giữ hồ sơ về các rủi ro điển hình đã và đang xảy ra với các dự án, đơn vị thăm dò, khai thác dầu khí. Dữ liệu, nếu có được thu thập bởi các bộ phận chuyên môn, thì cũng chưa đầy đủ và mang tính hệ thống. Thiếu một nền tảng với các công cụ để có thể sử dụng thống nhất trong toàn tổ chức. Các báo cáo rủi ro chủ yếu được thực hiện trong khuôn khổ các báo cáo đầu tư, báo cáo tài chính. Chưa hình thành thông lệ đối với các báo cáo rủi ro thường kỳ, đột xuất, báo cáo sau khi xảy ra sự kiện rủi ro. Đánh giá chung, liên quan đến công nghệ, hệ thống quản trị rủi ro của PVN mới chỉ ở cấp độ “Rời rạc”.

Trên cơ sở các phân tích trên, xét về tổng thể, hệ thống quản trị rủi ro trong lĩnh vực thăm dò, khai thác của PVN hiện ở cấp độ “Rời rạc”. Liên quan đến một số rủi ro như tài chính, an toàn - sức khỏe - môi trường, hệ thống có năng lực cao hơn một chút, giữa cấp độ “Rời rạc” và “Toàn diện”. Trong khi các công ty dầu khí trong khu vực có hệ thống quản trị rủi ro ở mức độ giữa “Toàn diện” và “Tích hợp”, có thể thấy sự cần thiết phải hoàn thiện hệ thống quản trị của PVN lên cấp độ cao hơn.

### 3. Quản trị rủi ro ở cấp độ dự án

Trong một dự án thăm dò, khai thác dầu khí, chỉ số quan trọng để quyết định đầu tư chính là hiệu quả kinh tế của dự án, thông qua NPV, IRR... Mô hình kinh tế dự án cuối cùng phụ thuộc dữ liệu đầu vào, gồm: các tham số thể tích đá chứa, chất lượng đá chứa, thành phần chất lưu (mô hình địa chất), tính chất thấm, đặc điểm động lực học chất lưu, tương tác đá chứa - chất lưu (mô hình động lực học) và cuối cùng là chi phí đầu tư, hoạt động, điều khoản hợp đồng dầu khí, giá cả thị trường, tiến độ thực hiện... Dữ liệu đầu vào này đều có thể chứa đựng rủi ro có thể xuất phát từ nhiều nguyên nhân khác nhau. Rủi ro thể hiện ở chỗ các biến đầu vào thường không phải là một giá trị cố định, mà có thể là một dải giá trị, hoặc là một giá trị cố định nhưng có xác suất xảy ra hoặc không xảy ra.

Về tổng thể, có 2 phương pháp tiếp cận để phân tích, đánh giá các rủi ro trên.

Trong Phương pháp tiếp cận cố định (Deterministic Approach), các giá trị cụ thể, thường là dễ xảy ra nhất (Most likely) được sử dụng làm phương án cơ sở để tính toán mô hình. Để đánh giá rủi ro, người ta có thể lựa chọn thêm một số kịch bản khác nhau và sau đó, sử dụng các phép phân tích độ nhạy để phân tích, đánh giá rủi ro.

Phương pháp tiếp cận xác suất (Probabilistic approach) sẽ sử dụng mỗi biến đưa vào dưới dạng một phân bố xác suất và thông qua mô phỏng Monte Carlo thu nhận được phân bố của chỉ tiêu kinh tế cần xem xét. Phân bố này đã tiềm ẩn rủi ro có thể xảy ra và ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế cuối cùng. Phương pháp này còn được gọi là đánh giá rủi ro bằng xác suất thống kê (Probabilistic/Stochastic risk assessment) hay Mô phỏng rủi ro (Risk simulation).

Trên thực tế, Phương pháp tiếp cận “xác suất” đã được áp dụng rộng rãi trong tính toán trữ lượng. Tuy nhiên, trong các bước sau, lại sử dụng phương pháp “xác định” với phương án cơ sở dựa trên giá trị P50 của trữ lượng để tính toán sản lượng, lên phương án phát triển

mỏ, cùng với giá dầu khí trung bình, các chi phí liên quan và tính toán các chỉ tiêu kinh tế của dự án. Trong một số trường hợp, có thể sử dụng thêm các kịch bản thấp và cao và thực hiện một số phân tích độ nhạy đối với các yếu tố có ảnh hưởng lớn đến các chỉ số kinh tế của dự án như: giá dầu, chi phí CAPEX, OPEX và sản lượng khai thác hàng năm.

#### 4. Trao đổi, thảo luận

Để nâng cấp hệ thống quản trị rủi ro của PVN, nhóm tác giả đề xuất cách triển khai dựa trên Khung quản trị rủi ro doanh nghiệp của COSO (COSO Enterprise Risk Management - COSO ERM). Để xây dựng hệ thống theo khung này, cần triển khai 4 bước: Lập kế hoạch và thiết kế; Triển khai và đối sánh; Đo đạc và kiểm soát; Học hỏi và báo cáo.

Trong Lập kế hoạch và thiết kế, cần đề ra chính sách quản trị rủi ro, gồm xác định mô hình, cơ cấu tổ chức, quyền hạn, trách nhiệm, định vị chiến lược, “khẩu vị” rủi ro... Trong đó, vai trò lãnh đạo và sự tham gia của Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên các cấp đóng vai trò tiên quyết cho sự thành công.

Trong Triển khai và đối sánh, cần xây dựng một loạt các quy trình, thủ tục và cung cấp đầy đủ các công cụ cần thiết cho việc đánh giá rủi ro. Quan trọng nhất là quy trình quản trị rủi ro của các dự án thăm dò, khai thác dầu khí cần được “nhúng” vào trong quy trình xây dựng báo cáo đầu tư cho các giai đoạn và cả trong quá trình triển khai dự án. Điều này giúp cho các quyết định tại các mốc quan trọng của dự án được cung cấp đầy đủ thông tin. Thêm vào đó, trong suốt quá trình triển khai dự án, toàn bộ rủi ro được giám sát, theo dõi, đối sánh với những giả định về rủi ro ban đầu để có cảnh báo và hành động khắc phục khi cần thiết [4].

Để Đo đạc và kiểm soát mọi đánh giá rủi ro và kế hoạch hành động cụ thể, doanh nghiệp cần được ghi nhận rủi ro thành cơ sở dữ liệu. Dựa vào đó, cùng với một cơ chế kiểm soát hữu hiệu, bộ phận quản trị rủi ro của doanh nghiệp cần theo dõi, bảo đảm hệ thống hoạt động

hiệu quả. Vì vậy, văn hóa quản trị rủi ro cũng sẽ đi vào tác nghiệp hàng ngày của mọi nhân viên.

Học hỏi và báo cáo cung cấp nhánh thông tin phản hồi lại từ hệ thống. Đó là quá trình rút kinh nghiệm, học hỏi từ rủi ro đã xảy ra, xây dựng các báo cáo liên quan đến năng lực của hệ thống. Doanh nghiệp cần phải có bộ chỉ số đo đặc năng lực và tính hiệu quả trong quản trị rủi ro của hệ thống và liên tục soát xét để cải tiến.

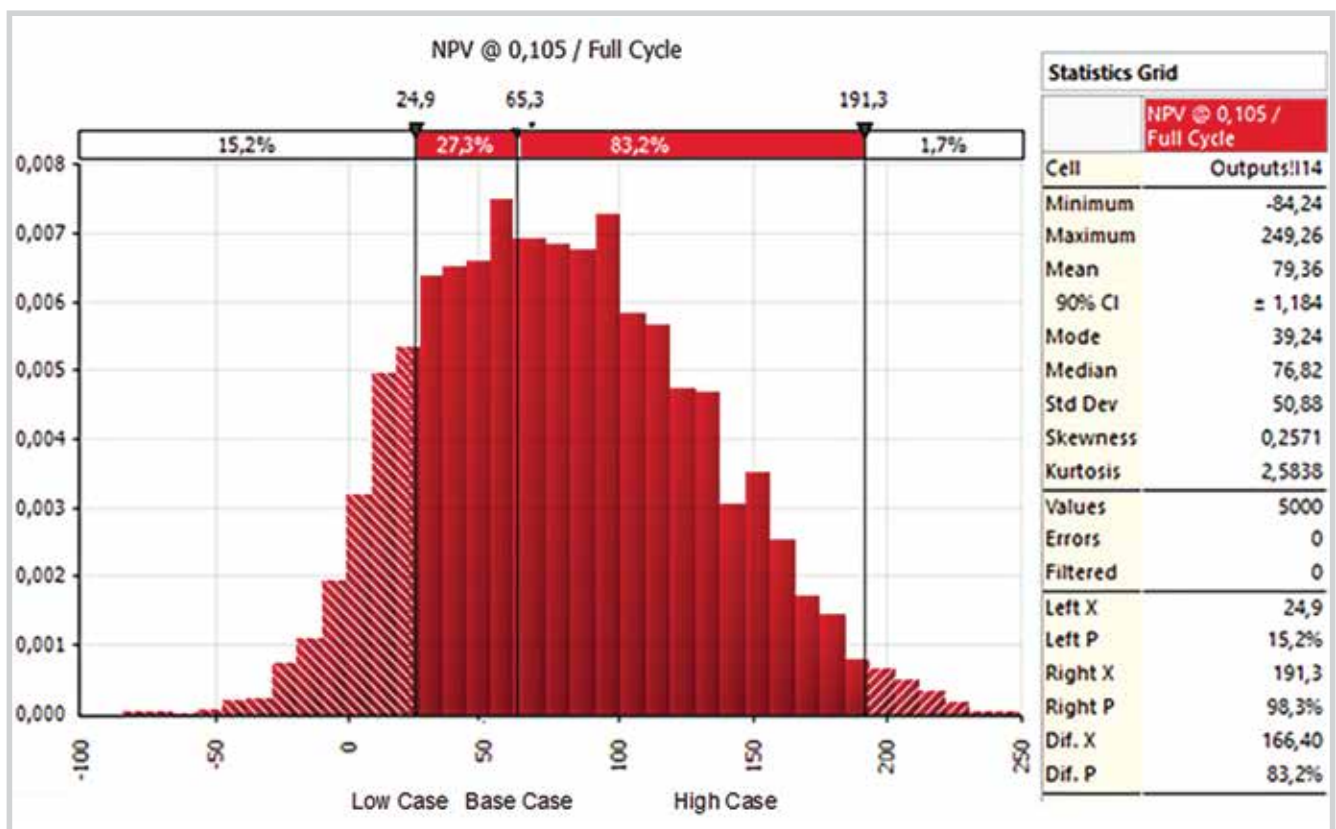
Dưới góc độ quản lý dự án, việc áp dụng cùng một lúc 2 phương pháp “xác định” và “xác suất” cho các giai đoạn khác nhau của dự án thăm dò, khai thác dầu khí, tạm gọi là Phương pháp “bán xác suất”, cho thấy một số hạn chế. Thứ nhất, các chỉ tiêu kinh tế cuối cùng vẫn là các giá trị cố định. Cho dù có thêm các kịch bản “cao”, “thấp”, nhưng thực tế chưa thể bao trùm được các phương án kinh tế có thể xảy ra. Thứ hai, phân tích độ nhạy cho thấy độ nhạy của đầu ra đối với một đầu vào dựa trên giả thiết các đầu vào còn lại có giá trị cố định, thường là kịch bản cơ sở. Tuy nhiên, điều kiện đó là lý tưởng. Trên thực tế các biến đầu vào thường thay đổi cùng một lúc. Dùng phân tích độ nhạy không thể nghiên cứu sự tương tác của các biến này với nhau và tác động tổng thể đến hiệu quả kinh tế cuối cùng.

Nhóm tác giả đề xuất áp dụng Phương pháp xác suất cho toàn bộ chuỗi giá trị của dự án, từ mô hình địa chất cho đến mô hình kinh tế. Mọi đầu vào có ẩn chứa tính không xác định sẽ được xem xét, xác định dưới dạng phân bố xác suất. Các đầu vào này được đưa vào mô hình mô phỏng Monte Carlo để cho đầu ra là một bộ các chỉ số kinh tế của dự án, nhưng dưới dạng những phân bố xác suất.

Để minh họa cho đề xuất trên, nhóm tác giả lấy ví dụ một dự án thăm dò, khai thác dầu khí. Theo Phương pháp bán xác suất nêu trên, dự án cho giá trị NPV = 10,5% là 24,9 triệu USD, 65,33 triệu USD và 191,3 triệu USD, tương ứng với các kịch bản thấp, cơ sở và cao. Để áp dụng phương pháp xác suất, một số rủi ro chủ yếu đã được xác định và lựa chọn các phân bố xác suất cho vào mô hình như Bảng 2.

**Bảng 2.** Một số rủi ro chính và lựa chọn phân bố xác suất cho mô hình

	<b>Phân bố xác suất</b>	<b>Tối thiểu</b>	<b>Tần suất cao nhất</b>	<b>Tối đa</b>
Số giếng thăm lượng	RiskTriang (min, mostlikely, max)	23	29	43
Sản lượng khai thác	RiskPertAlt (min, mostlikely, max)	3.659,93	3.773,26	3.907,81
Số giếng khai thác	RiskPert (min, mostlikely, max)	754	833	1.040
Chi phí	RiskPert (min, mostlikely, max)	-5%	Hằng số	+5%
Giá dầu	RiskDiscrete (x; p)	Wood Mackenzie	Hằng số	EIA



Hình 1. Phân bố xác suất NPV@10,5% sau 5.000 vòng lặp

Sử dụng phần mềm @Risk, sau 5.000 vòng lặp, mô hình mô phỏng cho kết quả đầu ra với chỉ số NPV như trên Hình 1.

Kết quả tính toán mô hình đã cung cấp thêm nhiều thông tin hữu ích cho quyết định đầu tư.

Trước hết, giải các giá trị NPV rộng hơn, từ -84,24 triệu USD đến 249,26 triệu USD. Như vậy, có thể xảy ra khả năng việc phát triển khai thác mỏ này không đem lại hiệu quả kinh tế (trường hợp NPV âm), tuy nhiên, xác suất xảy ra trường hợp NPV@10,5% âm chỉ là 4,3%. Thứ hai, tương ứng với 3 giá trị NPV trong các kịch bản thấp, cơ sở và cao, có thêm thông tin xác suất NPV đạt bằng và hơn các giá trị đó là 84,8%, 57,5% và 1,7%. Thứ ba, phân bố xác suất kết quả cho thêm thông tin về các giá trị trung bình, trung vị và dễ xảy ra, có giá trị tham khảo bổ sung bên cạnh kịch bản cơ sở.

## 5. Kết luận

Hệ thống quản trị rủi ro của PVN vẫn còn ở cấp độ rời rạc, quy trình quản trị rủi ro chưa hoàn toàn gắn kết với các quy trình tác nghiệp của các bộ phận chuyên môn. Nhóm tác giả đề xuất hoàn thiện hệ thống quản trị rủi ro dựa trên khung phát triển của COSO ERM. Trong đó đặc

biệt chú ý đến quy trình quản trị rủi ro đối với các dự án thăm dò, khai thác dầu khí.

Ở cấp độ dự án, nhóm tác giả đề xuất sử dụng Phương pháp xác suất trong đánh giá kinh tế, như một công cụ hỗ trợ, cho phép bổ sung thông tin giúp cho việc ra quyết định sát với tình hình thực tế hơn. Phương pháp này cũng cho phép nhóm dự án theo dõi các rủi ro và có kế hoạch ứng phó sớm khi có những biến cố vượt ra ngoài phạm vi mà mô hình đã giả thiết ban đầu.

## Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Thị Đào và nnk. *Nghiên cứu đề xuất mô hình tổ chức Quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017.
2. Hoàng Thị Đào, Nguyễn Đức Minh. *Mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ quốc tế*. Tạp chí Dầu khí. 2018; 1: trang 53 - 60.
3. Deloitte. *Survey report enterprise risk management models*. VPI Archives. 2016.
4. Nguyễn Thị Thanh Lê và nnk. *Xây dựng quy trình đánh giá rủi ro trong các dự án thăm dò khai thác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2018.



5. The Institute of Internal Auditors (IIA). *The three lines of defense in effective risk management and control*. 2013.

6. International Organization for Standardization. *Risk management - Principles and guidelines*. ISO 31000:2009.

7. Ivan Pham. *COSO ERM and cyber risk in oil & gas industry*. Petrovietnam Journal. 2018; 6: p. 71 - 74.

8. Michael Rees. *Risk management in an uncertain world: From operations to strategy - Benefits and challenges*. Petrovietnam Journal. 2018; 6: p. 61 - 70.

## RISK MANAGEMENT IN PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION: SOME ANALYSES AND RECOMMENDATIONS

**Nguyen Hong Minh, Pham Kieu Quang, Hoang Thi Dao, Nguyen Thi Thanh Le**

Vietnam Petroleum Institute

Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

### Summary

Risk management of upstream activities is investigated from 2 perspectives: the system at the company level and the approach, tool, and techniques at the project level. To map out the current status of the system, the authors use Deloitte Capability Maturity Model. Regarding the tools and techniques, the deterministic and probabilistic approaches are used in risk analysis. Input information is the results of survey conducted in some units and analysis of relevant data in the decision-making process for oil and gas exploration and production projects. On that basis, some recommendations have been made in order to strengthen Petrovietnam's risk management in upstream projects.

**Key words:** Capability maturity model, deterministic approach, probabilistic approach, risk simulation.

# VPI LẦN ĐẦU TIÊN TỔNG HỢP ĐƯỢC MÀNG VÔ CƠ TÁCH KHÍ $N_2/CH_4$ TỪ ZEOLITE DDR

Lần đầu tiên, các nhà khoa học của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tổng hợp được loại vật liệu mới là màng vô cơ tách khí  $N_2/CH_4$  trong điều kiện phòng thí nghiệm và kết quả nghiên cứu này đã được công bố quốc tế trên Microporous and Mesoporous Materials.



TS. Võ Nguyễn Xuân Phương và nhóm nghiên cứu phát triển vật liệu mới tại Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: VPI

Việc triển khai sản xuất ở quy mô thương mại màng vô cơ tách khí tạp (như  $CO_2$  và  $N_2$ ...) ra khỏi hỗn hợp khí với  $CH_4$  được kỳ vọng sẽ mang lại lợi ích kinh tế lớn trong quá trình xử lý và chế biến sâu nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng  $CO_2$  cao tại Việt Nam (như mỏ khí Cá Voi Xanh).

TS. Võ Nguyễn Xuân Phương - Trưởng nhóm nghiên cứu phát triển vật liệu mới, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí, VPI đã trao đổi với Tạp chí Dầu khí về thành công bước đầu này.

**PVJ: Xin chị cho biết màng vô cơ tách khí  $N_2/CH_4$  được sử dụng chủ yếu trong những ngành công nghiệp nào?**

**TS. Võ Nguyễn Xuân Phương:** Màng vô cơ tách khí  $N_2/CH_4$  mà VPI nghiên cứu thuộc loại màng zeolite DDR bền nhiệt và bền hóa. Loại vật liệu zeolite toàn silic DDR này thuộc nhóm clathrasil, sở hữu hệ thống khoang vòng 8 nguyên tử Si với kích thước lỗ là 0,36nm x 0,44nm, do đó đặc biệt phù hợp trong ứng dụng phân tách khí. Một số ví dụ có thể liệt kê như phân tách khí tạp  $CO_2$  và  $N_2$  khỏi hỗn hợp khí thiên nhiên nhằm làm tăng giá trị khí; làm khan nước; phân tách olefin ra

khỏi hỗn hợp với paraffin (từ  $C_2 - C_4$ ) hay phân tách các đồng phân  $C_4$  chưa bão hòa có điểm sôi rất gần nhau.

**PVJ: Đây là khó khăn lớn nhất mà nhóm nghiên cứu của VPI đã gặp phải trong quá trình tổng hợp màng vô cơ tách khí  $N_2/CH_4$  từ zeolite DDR, khi mà trên thực tế đối tác "sùng sỏ" là LIKAT (Đức) đã mất hơn 2 năm vẫn chưa thể tổng hợp ra được loại vật liệu này?**

**TS. Võ Nguyễn Xuân Phương:** Tính lặp lại thấp chính là khó khăn lớn nhất trong quá trình tổng hợp màng zeolite DDR. Nói cụ thể hơn, zeolite DDR chỉ có thể tổng hợp thành công khi và chỉ khi quá trình tổng hợp được kiểm soát chặt chẽ các thông số tổng hợp, quan trọng nhất là độ đồng nhất của dung dịch và mức độ nhiễm mầm tạp chất giữa các mẻ tổng hợp.

**PVJ: Để giải quyết các khó khăn này và đi đến kết quả được công bố quốc tế, nhóm nghiên cứu của VPI đã có các giải pháp cụ thể gì?**

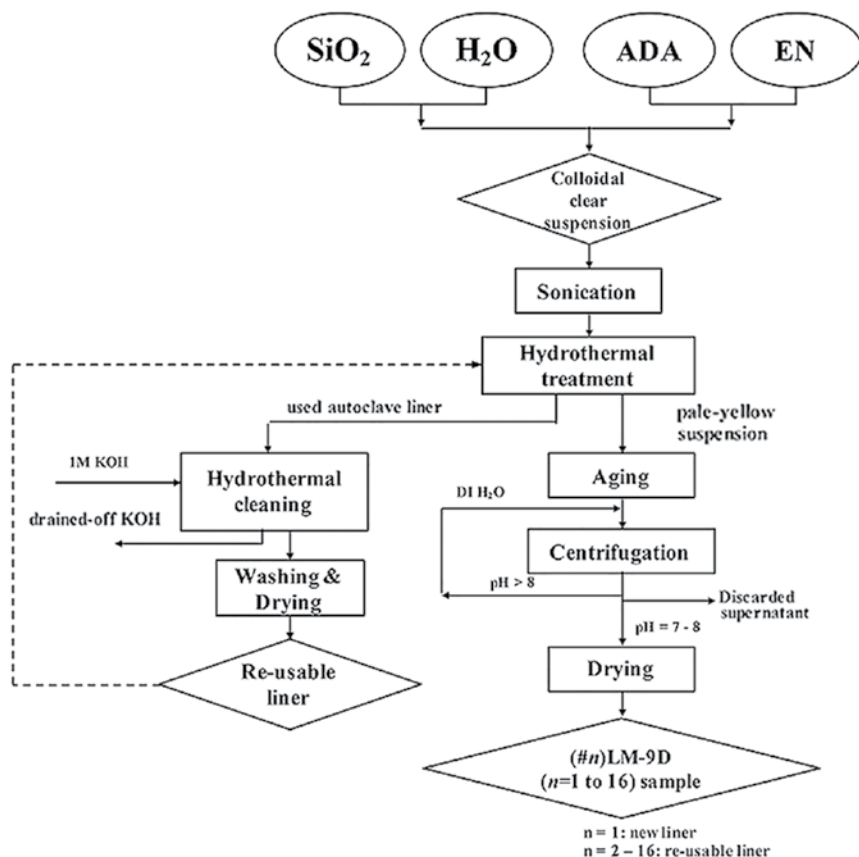
**TS. Võ Nguyễn Xuân Phương:** Nhóm tác giả nghiên cứu các kết quả tổng hợp đã xuất bản, đưa ra các nhận định mang tính cốt lõi cho quá trình tổng hợp, hoạch định kế hoạch thực nghiệm có tính đến các khả năng

nhầm tạp, học hỏi kinh nghiệm của các đối tác. Tuy nhiên, chính là sự cẩn trọng, tính chính xác, lòng kiên trì và sự quyết đoán trong từng bước thực hiện mới là chìa khóa dẫn đến thành công.

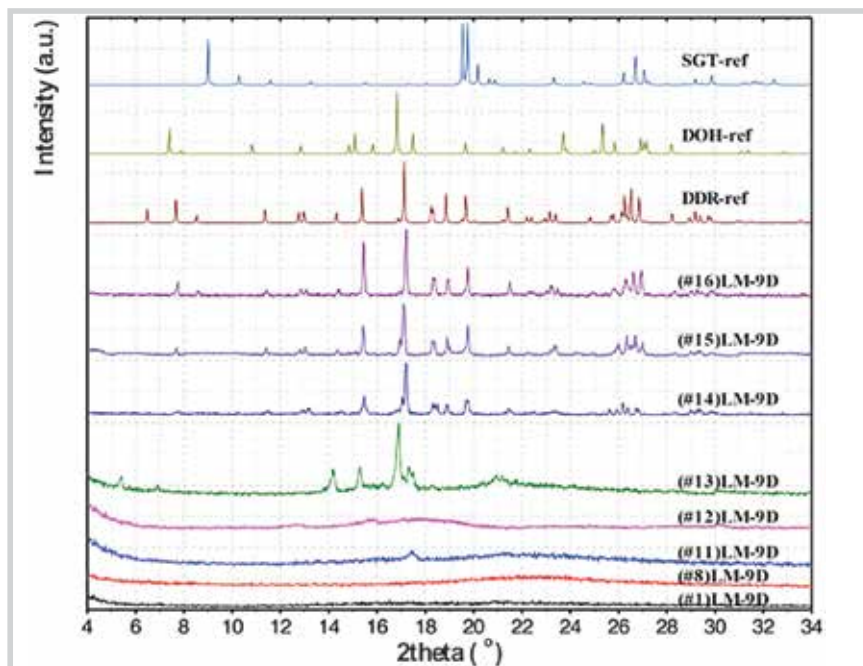
**PVJ: Để nghiên cứu tổng hợp màng vô cơ tách khí này được triển khai vào sản xuất trên quy mô lớn thì còn cần phải có thêm các điều kiện gì, thưa chị?**

**TS. Võ Nguyễn Xuân Phương:** Dựa trên những khó khăn và thử thách đã gặp phải trong quá trình tổng hợp ở quy mô phòng thí nghiệm, có thể nói rằng màng zeolite DDR có rất ít khả năng sản xuất thành công ở quy mô lớn, trừ phi mầm tinh thể DDR được tổng hợp theo quy trình tổng hợp thuận lợi hơn về mặt động học. Nhóm tác giả đang chuẩn bị đề án nghiên cứu thay đổi phương thức tiếp cận và điều chỉnh quy trình tổng hợp để có thể thu được vật liệu zeolite có cấu trúc khoang xốp kích thước nhỏ nói chung và vật liệu zeolite DDR nói riêng theo cách thuận lợi hơn.

**PVJ: Việc tổng hợp thành công màng vô cơ tách khí  $N_2/CH_4$  từ zeolite DDR trong phòng thí nghiệm nếu được triển khai sản xuất ở quy mô thương mại thì sẽ mang lại lợi ích kinh tế gì cụ thể cho Việt Nam?**



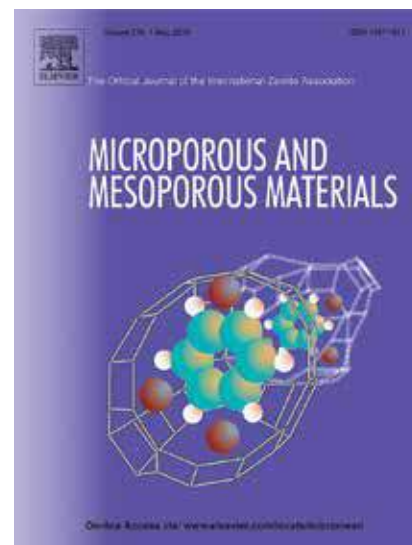
Hình 1. Nghiên cứu tình huống ảnh hưởng của "vật liệu ghi nhớ" trong thiết bị tổng hợp đến quá trình phát triển tinh thể DDR



Hình 2. Phổ XRD của các mẫu bột thu được từ 16 mẻ liên tục trong cùng thiết bị tổng hợp và quy trình tổng hợp như nhau

**TS. Võ Nguyễn Xuân Phương:** Việc triển khai sản xuất ở quy mô thương mại màng vô cơ tách khí tập như CO<sub>2</sub> và N<sub>2</sub> ra khỏi hỗn hợp khí với CH<sub>4</sub> rõ ràng sẽ mang lại lợi ích kinh tế trong định hướng xử lý và chế biến sâu nguồn khí thiên nhiên nhiễm khí tạp có

trữ lượng lớn ở Việt Nam. Theo thống kê của VPI, trong tổng trữ lượng tiềm năng 3 nghìn tỷ m<sup>3</sup> khí thiên nhiên ở Việt Nam (khoảng 105,6TCF), có nhiều phát hiện khí với trữ lượng lớn nhưng có chứa hàm lượng tạp chất cao, bao gồm N<sub>2</sub>, khí acid H<sub>2</sub>S và CO<sub>2</sub> (chủ yếu),



Bài báo "Memory effect in DDR zeolite powder and membrane synthesis" của nhóm tác giả Võ Nguyễn Xuân Phương, Phan Diệu Phương, Ngô Thúy Phương, Lê Phúc Nguyên, Trần Văn Trí, Lương Ngọc Thủy, Alexander Wotzka, Dominik Seeburg, Sebastian Wohlrab, được công bố trên số mới nhất của Microporous and Mesoporous Materials (trang 142 - 152, số 279/2019, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1387181118306644>).

Đây là một trong những tạp chí khoa học uy tín nhất thế giới với chỉ số impact factor trung bình 5 năm đạt trên 3,5.

phân bố ở cả 3 miền Bắc, Trung, Nam khu vực thêm lục địa Việt Nam. Phát hiện khí nhiễm khí tạp đại diện có trữ lượng thu hồi cao (khoảng 15,7TCF) là mỏ khí Cá Voi Xanh.

Chúng tôi tin rằng với xu hướng tiêu thụ khí trong lĩnh vực nhiên liệu và năng lượng ngày càng tăng, trong khi các mỏ khí truyền thống có chất lượng cao (tỷ lệ hydrocarbon cao) đang dần cạn kiệt, việc tập trung phát triển công nghệ màng với khả năng điều chỉnh hiệu năng xử lý hiệu quả các nguồn khí kém chất lượng nhằm đáp ứng yêu cầu công nghiệp trong khi vẫn duy trì hiệu quả kinh tế chắc chắn sẽ có tiềm năng phát triển rất lớn và mang lại lợi ích vượt trội cho ngành công nghiệp xử lý và chế biến khí.

**PVJ: Trân trọng cảm ơn chị!**

**PVJ (thực hiện)**





# VIETSOVPETRO

## TĂNG CƯỜNG CÔNG TÁC TẬN THĂM DÒ

Để duy trì sản lượng khai thác, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã triển khai các giải pháp tối ưu hóa kiểm soát khai thác mỏ, áp dụng các công nghệ mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu, tận thăm dò ở Lô 09-1 nhằm phát hiện và đưa thêm các cấu tạo mới vào khai thác.

### Đẩy mạnh công tác tận thăm dò

Năm 2018, Vietsovpetro phải đối diện với rất nhiều khó khăn khi sản lượng dầu khai thác từ các mỏ chủ lực là Bạch Hổ, Rồng đang trên đà suy giảm; các đối tượng khai thác chính như móng, Oligocene dưới và Miocene dưới đang ở giai đoạn suy giảm sản lượng với độ ngập nước tăng cao, rủi ro về địa chất, công nghệ và kỹ thuật...

Để duy trì sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã triển khai các giải pháp tối

ưu hóa kiểm soát khai thác mỏ, áp dụng các công nghệ mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu, tận thăm dò ở Lô 09-1 nhằm phát hiện và đưa thêm các cấu tạo mới vào khai thác. Trong đó, Vietsovpetro tiếp tục minh giải tài liệu địa chấn 3D/4C để đẩy mạnh công tác tận thăm dò, nghiên cứu các bẫy phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu, chính xác hóa mô hình mô; áp dụng các biện pháp địa chất - kỹ thuật như đưa giếng mới vào khai thác, chuyển đổi tượng khai thác, khoan cắt thân





Mô Bạch Hổ. Ảnh: Vietsovpetro

hai, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift...

Trong năm 2018, Vietsovpetro đã thực hiện 35.413m khoan thăm dò, 33.774m khoan khai thác (vượt kế hoạch 19%); thi công 10 giếng khoan khai thác mới (vượt kế hoạch 25%) và thực hiện 54 lượt sửa chữa lớn giếng khoan khai thác (vượt kế hoạch 4%). Vietsovpetro tiếp tục đảm bảo vận hành an toàn các công trình và hệ thống công nghệ ngoài biển, các phương tiện nổi và các công trình sản xuất trên bờ; tối ưu hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả công tác quản lý và quản trị doanh nghiệp.



Vietsovpetro đã khai thác 4,06 triệu tấn dầu thô và condensate (vượt kế hoạch 1,5%). Ảnh: Minh Trí

Về sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã khai thác 4,06 triệu tấn dầu thô và condensate (vượt kế hoạch 1,5%); thu gom và cung cấp vào bờ 1,33 tỷ m<sup>3</sup> khí (vượt kế hoạch 27%). Tổng doanh thu của Vietsovpetro năm 2018 đạt 52,38 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 54%, tăng 4% so với năm 2017). Lợi nhuận sau thuế đạt 11,6 nghìn tỷ đồng (gấp 2,2 lần kế hoạch năm), trong đó lợi nhuận phía Việt Nam đạt 208,5 triệu USD (vượt kế hoạch 81%). Nộp ngân sách Nhà nước đạt 28,8 nghìn tỷ đồng, vượt 98% kế hoạch năm.

### **Đảm bảo tiến độ triển khai các dự án mới**

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

Đảm bảo tiến độ mua sắm, chế tạo, lắp đặt, xây dựng các giàn BK-20 và chuẩn bị các điều kiện xây dựng BK-21, BK-19 mỏ Bạch Hổ, khôi phục kết cấu thượng tầng giàn RC-7 mỏ Rồng; tiếp nhận và đưa vào khai thác 2 tàu dịch vụ mới và đảm bảo tiến độ thực hiện các dự án: cải hoán và mở rộng công suất nén khí

Lô 09-1, xây dựng máy nén Booster tại mỏ Rồng để giảm đốt khí, cải hoán hệ thống xử lý nước đồng hành trên giàn công nghệ trung tâm CTP-2...

Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng, nâng cao hệ số thu hồi dầu và hiệu quả khai thác các mỏ, các công trình biển, đưa nhanh các mỏ mới vào hoạt động, đồng thời nghiên cứu đề xuất cơ chế mới để mở rộng vùng hoạt động.

Vietsovpetro cho biết chiến lược mở rộng địa bàn hoạt động sẽ dựa trên nguyên tắc từ gần đến xa, tập trung ưu tiên các khu vực lân cận Lô 09-1, với mục tiêu kết nối các phát hiện trong tương lai vào hệ thống công nghệ hiện hữu, rút ngắn thời gian chuẩn bị nhằm sớm đưa các phát hiện vào khai thác. Bên cạnh đó, Vietsovpetro sẽ ưu tiên nghiên cứu các khu vực đã có phát hiện dầu khí, khu vực có đặc điểm cấu trúc và điều kiện địa chất tương đồng với các khu vực đã được phát hiện dầu khí ở Lô 09-1 nhằm gia tăng khả năng thành công trong công tác tìm kiếm, thăm dò.

**Nguyễn Thanh**





**PVEP**

## TỐI ƯU HÓA CHI PHÍ, QUẢN LÝ AN TOÀN MỎ

Trong năm 2018, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã duy trì hoạt động sản xuất kinh doanh an toàn, ổn định, về đích sớm 32 ngày so với kế hoạch sản lượng khai thác dầu/condensate và 15 ngày so với kế hoạch khai thác khí. PVEP cũng đang xây dựng các phương án triển khai tối ưu (chia sẻ thiết bị, tie-in các mỏ...), đề xuất các điều kiện kinh tế - tài chính cho việc phát triển các mỏ nhỏ cận biên (như Kinh Ngư Trắng, Kinh Ngư Vàng...).

**D**ứng trước các thách thức do giá dầu biến động, PVEP đã chủ động làm việc với các nhà điều hành, rà soát, tối ưu hóa chi phí, quản lý an toàn mỏ, duy trì sản lượng khai thác tối ưu. Đồng thời, PVEP tăng cường ứng dụng công nghệ mới, cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác và công tác quản lý mỏ, đạt được hệ số thu

hồi cao nhất, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ...

Trong năm 2018, PVEP đã thi công 3 giếng khoan thăm dò thăm lượng (Cọc Vàng, Cá Tầm-6X và Phú Quốc-1X), thi công 23 giếng phát triển, trong đó có một số giếng khoan cho lưu lượng tốt. Sản lượng khai thác ở các mỏ trong nước ổn định và cao hơn kế hoạch: cụm mỏ Sư Tử (Lô 15-1), mỏ Đại Hùng (Lô 05-

1a), mỏ Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01), mỏ Chim Sáo - Dừa (Lô 12W), mỏ Rạng Đông - Phương Đông (Lô 15-2), mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2), Lô PM 304, Lô PM3-CAA và 46 Cái Nước, mỏ Bir Seba (Lô 433a & 416b)...

Tính đến ngày 28/11/2018, PVEP đã hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác cả năm, về đích sớm 32 ngày so với kế hoạch sản lượng khai thác dầu/condensate và 15 ngày so với kế





Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

hoạch khai thác khí. Tổng sản lượng khai thác của PVEP năm 2018 ước đạt 4,23 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 9%), trong đó có 3,17 triệu tấn dầu/condensate và 1,06 tỷ m<sup>3</sup> khí. Trong đó, PVEP đã đưa cụm mỏ Bunga Pakma Lô PM3-CAA vào khai thác từ ngày 12/5/2018 (vượt tiến độ trước 19 ngày), với lưu lượng khí ước đạt 160 triệu ft<sup>3</sup>/ngày.

PVEP đã triển khai đồng bộ các giải pháp về kinh tế tài chính, kỹ thuật và quản lý điều hành, giúp tối ưu và tiết giảm chi phí khoảng 125 triệu USD từ tiết giảm chi phí/đầu tư dự án (41 triệu USD), làm lợi từ các sáng kiến/giải pháp (35,8 triệu USD), giảm giá hợp đồng dịch vụ (khoảng 43,7 triệu USD), giảm lãi suất ngân hàng cho các khoản vay (khoảng 2,3 triệu USD đồng); tiết kiệm chi phí quản lý điều hành (tiết kiệm khoảng 40 tỷ đồng).



Tổng sản lượng khai thác của PVEP năm 2018 ước đạt 4,23 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 9%). Ảnh: Quang Hà

Nhờ đó, các chỉ tiêu tài chính của PVEP đều tăng cao so với cùng kỳ năm 2017 với tổng doanh thu ước đạt 37,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 46%, tăng 11% so với cùng kỳ 2017), lợi nhuận trước thuế ước đạt 12,35 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 10,52 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 64%, tăng 24% so với cùng kỳ năm trước).

Trong năm 2019, PVEP phải đối diện với các thách thức do giá dầu biến động tiềm ẩn rủi ro, các khó khăn trong việc duy trì các chỉ tiêu phát triển dài hạn (gia tăng trữ lượng, đảm bảo hệ số bù trữ lượng), chất lượng tài sản và cơ chế xử lý tài sản rủi ro; các vướng mắc về thủ tục/pháp lý trong quá trình triển khai một số dự án dầu khí, đặc biệt các dự án dầu khí ở nước ngoài...

Trước các khó khăn, PVEP đã và đang tập trung triển khai các giải pháp để tăng cường công tác tìm kiếm, thăm dò với mục tiêu gia tăng 1,8 triệu tấn dầu quy đổi từ các dự án trong nước, đồng thời tập trung vào khai thác an toàn, hiệu quả các mỏ đang và sẽ khai thác, nghiên cứu và triển khai các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, bảo đảm sản lượng khai thác dầu khí trong và ngoài nước đạt 4,33 triệu tấn dầu quy đổi.

Trên cơ sở đó, PVEP tập trung triển khai các giải pháp trọng tâm: Đảm bảo vận hành an toàn các công trình dầu khí với thời gian ngừng khai thác (down time) thấp nhất có thể; cập nhật, phân tích số liệu khai thác, áp

dụng các giải pháp kỹ thuật để tối ưu khai thác, đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác được giao; chuẩn bị thi công khoan 6 giếng thăm dò/thăm lượng, đảm bảo an toàn, đúng tiến độ và đạt được mục tiêu gia tăng trữ lượng để ra.

Về công tác đầu tư, PVEP cho biết sẽ tiếp tục hợp tác chặt chẽ với các đối tác để triển khai công tác phát triển mỏ tại mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2 (Lô 15-1), mỏ Cá Voi Xanh (Lô 117-119) và mỏ BRS - giai đoạn 2/MOM Lô 433a & 416b (Algeria). PVEP cũng đang xây dựng các phương án triển khai tối ưu (chia sẻ thiết bị, tie-in các mỏ...), đề xuất các điều kiện kinh tế - tài chính cho việc phát triển các mỏ nhỏ cận biên (như Kinh Ngư Trắng, Kinh Ngư Vàng...).

Đặc biệt, PVEP tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cấu trúc bộ máy điều hành, cũng như thúc đẩy việc phê duyệt Đề án tái cơ cấu tổng thể PVEP để làm cơ sở định hướng cho các hoạt động trong dài hạn.

Hiện PVEP đang triển khai 42 dự án dầu khí, trong đó 36 dự án trong nước và 6 dự án tại nước ngoài. Bám sát diễn biến giá dầu trong năm 2019, PVEP sẽ tiếp tục kiện toàn, nâng cao chất lượng và tính chuyên nghiệp trong quản lý các dự án, tiến độ, chất lượng triển khai dự án và tối ưu/tiết giảm chi phí đầu tư, chi phí quản lý, giảm giá thành khai thác.

**Mạnh Hòa**





# PV GAS

## ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN KHÍ TRỌNG ĐIỂM

Trong năm 2018, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) vận hành an toàn các hệ thống khí Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3-Cà Mau và Thái Bình, đảm bảo tiến độ triển khai các dự án khí trọng điểm, hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng (từ 4 - 52%) và tài chính (từ 33 - 83%).

Trong năm 2018, PV GAS gặp không ít thách thức do lượng khí từ bể Cửu Long về bờ ngày càng suy giảm; các dự án trọng điểm cần nguồn vốn đầu tư lớn, phụ thuộc vào tiến độ triển khai dự án thượng nguồn, thời gian phê duyệt kéo dài (Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Sư Tử Trắng, LNG Thị Vải)...

Với việc triển khai các giải pháp đồng bộ, PV GAS đã vận hành an toàn các hệ thống khí Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3-Cà Mau và Thái Bình; hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 4 - 52% (sản xuất và cung cấp 9,71 tỷ m<sup>3</sup> khí, trên 1,6 triệu tấn LPG, trên 95 nghìn tấn condensate), trong đó chỉ tiêu sản lượng LPG và condensate về đích trước kế hoạch từ 2 - 3 tháng.

Các chỉ tiêu tài chính của PV GAS hoàn

thành vượt mức kế hoạch từ 33 - 83% (doanh thu 74.050 tỷ đồng và lợi nhuận trước thuế 14.098 tỷ đồng), về đích trước kế hoạch 2 - 3 tháng và tăng từ 12 - 14% so với năm 2017, đóng góp đáng kể vào ngân sách Nhà nước (5.375 tỷ đồng).

PV GAS tiếp tục là đơn vị dẫn đầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt 26%, trên vốn điều lệ đạt 59%; tiếp tục cung cấp khí ổn định để sản xuất gần 30% sản lượng điện, 70% sản lượng đạm, đáp ứng 60% thị phần LPG trong nước.

Đặc biệt, PV GAS đã đưa vào sử dụng Nhà máy xử lý khí Cà Mau, có tổng mức đầu tư trên 10 nghìn tỷ đồng, công suất xử lý 6,2 triệu m<sup>3</sup> khí/ngày, hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m<sup>3</sup> condensate và hệ thống cảng xuất sản phẩm. Khi đưa vào vận hành, Nhà máy xử lý khí Cà Mau cung cấp cho thị trường mỗi năm khoảng





PV GAS hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 4 - 52%. Ảnh: PV GAS

200.000 tấn LPG, 12.000 tấn condensate, đáp ứng khoảng 10% nhu cầu trong nước.

Bên cạnh đó, PV GAS đã triển khai dự án nâng cao hệ số thu hồi LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố trong điều kiện thi công phức tạp: vừa đấu nối thiết bị siêu trường siêu trọng (tháp tinh cất C-05B; thiết bị trao đổi nhiệt E-14B), vừa vận hành sản xuất. PV GAS hoàn thành phê duyệt các dự án: Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 điều chỉnh (giai đoạn 2); Thiết kế kỹ thuật tổng thể (FEED) và Dự toán cập nhật thuộc Dự án Kho chứa LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải; Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) dự án Sư Tử Trắng; Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi (Pre-FS) dự án LNG Thị Vải mở rộng...

PV GAS đã ký kết nhiều thỏa thuận hợp tác, đàm phán quan trọng với các đối tác trong và ngoài nước như: Ký kết Ý định thư (LOI) về việc hợp tác cung cấp LNG từ dự án Alaska LNG với Alaska Gasline Development Corporation



Lễ ký Thỏa thuận khung về việc cung cấp và tiêu thụ LNG giữa PV GAS và PV Power. Ảnh: PVN

- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Phú Mỹ đã cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 1,21 tỷ m<sup>3</sup> khí khô (Nhà máy Điện Bà Rịa, Nhà máy Đạm Phú Mỹ...), vượt 4% so với kế hoạch năm;
- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã cung cấp 6,41 tỷ m<sup>3</sup> khí khô cho các hộ tiêu thụ trong nước (các nhà máy điện tại Phú Mỹ), vượt 3% kế hoạch năm, tăng 6% so với thực hiện năm 2017;
- Từ hệ thống đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau đã cung cấp 1,92 tỷ m<sup>3</sup> khí khô cho các hộ tiêu thụ khu vực Tây Nam Bộ, vượt 11% so với kế hoạch năm;
- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Thái Bình đã cung cấp 160 triệu m<sup>3</sup> khí, vượt 33% so với kế hoạch năm, tăng 1% so với năm 2017.

(AGDC); Thỏa thuận chuyển nhượng Biên bản ghi nhớ (MOU) về việc cung cấp khí từ cụm mỏ Tuna, Indonesia cho thị trường Việt Nam; Thỏa thuận khung cấp khí LNG cho dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4; đàm phán Thỏa thuận mua bán LNG với Công ty Dầu Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC)...

Về các nhiệm vụ trọng tâm của năm 2019, Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn cho biết PV GAS tiếp tục vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí; kinh doanh hiệu quả 9.350 triệu m<sup>3</sup> khí, 1.220 nghìn tấn LPG, 62 nghìn tấn condensate. Tổng công ty đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 63.908 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 9.546 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước 3.363 tỷ đồng.

Theo Chủ tịch HĐQT PV GAS Nguyễn Sinh Khang: Nguồn khí trong nước ngày càng suy giảm, dự báo Việt Nam sẽ bắt đầu thiếu hụt hơn 2 tỷ m<sup>3</sup>/năm vào năm 2023. Lượng khí

thiếu hụt tiếp tục tăng nhanh lên hơn 7 tỷ m<sup>3</sup>/năm vào năm 2030 và dự báo sẽ lên đến 9 tỷ m<sup>3</sup>/năm vào năm 2035, trong đó tập trung vào khu vực Đông Nam Bộ.

Để giải quyết tình trạng thiếu hụt khí, PV GAS đã và đang triển khai quyết liệt, kiểm soát tiến độ, chất lượng, chi phí các dự án đầu tư xây dựng, đặc biệt là các dự án khí trọng điểm như: Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (giai đoạn 2), Sao Vàng - Đại Nguyệt, Sư Tử Trắng, Kho chứa LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải...

Đồng thời, PV GAS tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm nguồn LPG có giá cạnh tranh để gia tăng thị phần nội địa và xuất khẩu, giữ vững vai trò là đơn vị bán buôn LPG số 1 tại Việt Nam; tăng cường công tác nghiên cứu, tìm kiếm, phát triển các nguồn khí mới trong và ngoài nước, tham gia đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn.

**Minh Ngọc**





## BSR TĂNG TRƯỞNG MẠNH NHỜ “CÚ HÍCH” CỔ PHẦN HÓA

Nhờ “cú hích” cổ phần hóa, Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh vào lúc 17 giờ 30 phút, ngày 23/11/2018, “về đích sớm” 38 ngày so với kế hoạch năm 2018.

### Sản lượng vượt kế hoạch 11,5%

Trong năm 2018, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được vận hành an toàn, ổn định và duy trì công suất tối ưu (105% công suất thiết kế). BSR đã sản xuất trên 7 triệu tấn sản phẩm, vượt 11,5% so với kế hoạch năm, trong đó có 554,5 nghìn tấn LPG, 1,07 triệu tấn xăng A92, 1,69 triệu tấn xăng A95, 444,2 nghìn tấn xăng Jet A1, 2,84 triệu tấn dầu diesel, 204,1 nghìn tấn dầu FO và 175,3 nghìn tấn polypropylene. Tổng doanh thu của BSR đạt trên 113,4 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 45,5%); lợi nhuận

sau thuế đạt trên 3,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 17,6%); nộp ngân sách Nhà nước trên 11,6 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch trên 39,7%).

Đặc biệt, BSR tiếp tục triển khai các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí, giảm giá thành sản phẩm, trong đó việc thực hiện chương trình tối ưu hóa năng lượng đạt kết quả rất khả quan với chỉ số năng lượng EII trung bình là 103,4% (so kế hoạch là  $105\% \pm 1\%$ ).

Tính đến nay, BSR đã triển khai thành công 6 giải pháp, giúp Công ty tiết kiệm được khoảng 1,9 triệu USD/năm. Trong đó, giải pháp giảm lưu lượng hơi nước sử dụng tại tháp T-1901 và tăng nồng độ  $H_2S$  trong Lean amine giúp tiết kiệm khoảng 413.910 USD/năm; giải pháp “Tăng sản xuất hơi HP tại Phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) nhằm giảm lượng hơi HHP, góp phần giảm tiêu thụ nhiên liệu tại các lò hơi của khu vực phụ trợ, giảm chỉ số EII của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất” giúp tiết kiệm khoảng 290.163 USD/năm;



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất 7 triệu tấn sản phẩm trong năm 2018. Ảnh: BSR

**Sau hơn 9 năm đi vào hoạt động, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã nhập hơn 63 triệu tấn dầu thô, sản xuất và xuất bán hơn 57,2 triệu tấn sản phẩm ra thị trường, đạt doanh thu trên 994,6 nghìn tỷ đồng (tương đương 42 tỷ USD), nộp ngân sách Nhà nước gần 157,1 nghìn tỷ đồng (gần 7 tỷ USD, gấp 3 lần tổng mức đầu tư) và lợi nhuận sau thuế đạt trên 21,4 nghìn tỷ đồng.**

giải pháp “Thử nghiệm tối ưu áp suất vận hành mạng hơi thấp áp (LPS) phù hợp áp suất hơi cho phép của Phân xưởng Polypropylene”...

Bên cạnh đó, BSR tiếp tục đẩy mạnh thực hiện công tác tối ưu hóa vận hành, tối đa hóa



Phòng điều khiển trung tâm Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

sản xuất xăng RON 95 nhằm tối đa hóa lợi nhuận và đáp ứng nhu cầu 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.

BSR đã và đang tích cực làm việc với các đối tác như: Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản (JCCP), Boston Consulting Group - BCG (Mỹ), Viện Dầu khí Việt Nam... để nâng cao hiệu quả sản xuất và năng lực cạnh tranh cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Các chuyên gia đã khảo sát hiện trạng, phân tích, tư vấn và đề xuất BSR chiến lược kinh doanh, chương trình hành động nâng cao giá trị lợi nhuận cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

#### Cơ hội rộng mở sau IPO

Trong năm 2018, BSR đã bán đấu giá thành công 241.427.969 cổ phần (tương đương 7,79% vốn điều lệ), thu về số tiền hơn 5.414 tỷ đồng với giá đấu thành công bình quân là 23.043 đồng/cổ phần, thặng dư khoảng 3.150 tỷ đồng. BSR chính thức chuyển sang hoạt động theo mô hình công ty cổ phần từ ngày 1/7/2018. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đánh giá “Việc chuyển đổi sang công ty cổ phần giúp BSR có thêm động lực mới, nguồn lực mới cho sự phát triển trong thời gian tới”.

Nhà đầu tư không chỉ “mua” giá trị hiện tại của BSR mà còn kỳ vọng vào tương lai với

Dự án nâng cấp, mở rộng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ đa dạng hóa sản phẩm, tối ưu chi phí sản xuất và có cơ hội lớn để phát triển mạnh lĩnh vực hóa dầu.

Khi hoàn thành dự án trọng điểm này (dự kiến vào năm 2021), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ tăng công suất chế biến lên 8,5 triệu tấn dầu thô/năm, cộng với Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đáp ứng 85 - 90% nhu cầu xăng dầu trong nước. Ngoài ra, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ nâng cao năng lực sản xuất các sản phẩm dầu diesel (DO), JET-A1 và có thêm sản phẩm mới là nhựa đường.

Ngoài ra, mỏ khí Cá Voi Xanh với trữ lượng rất lớn (khoảng 15,7TCF, tương đương 445 tỷ m<sup>3</sup>) dự kiến đưa vào khai thác từ năm 2023 với sản lượng trung bình giai đoạn đầu khoảng 7,2 tỷ m<sup>3</sup>/năm và sau đó tăng lên 8,8 tỷ m<sup>3</sup>/năm, trong đó khí dành cho hóa dầu là 1,6 - 1,7 tỷ m<sup>3</sup>/năm. Đặc biệt, CO<sub>2</sub> trong khí Cá Voi Xanh có thể sử dụng cho phản ứng tổng hợp methanol, sau đó chuyển hóa thành olefins (ethylene/propylene) qua công nghệ MTO/MTP và sản xuất các sản phẩm hóa dầu tiềm năng (như PP, PE). Lợi nhuận hóa dầu ổn định ở mức cao hơn so với lọc dầu, do đó sẽ giúp BSR kéo dài chuỗi giá trị gia tăng, giảm rủi ro và tiếp tục tăng cao lợi nhuận trong thời gian tới.

**Hồng Minh**





## ĐẶT MỤC TIÊU CHIẾM 35% THỊ PHẦN BÁN LẺ XĂNG DẦU TRONG NƯỚC

Mặc dù phải đối mặt với thách thức rất lớn trong năm 2018 do giá dầu thô diễn biến phức tạp (có thời điểm giảm 8% trong 1 ngày), song Tổng công ty CP Dầu Việt Nam (PVOIL) đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch quan trọng, đặc biệt là chỉ tiêu lợi nhuận và phát triển kênh bán lẻ... PVOIL có kế hoạch đầu tư khoảng 7.000 tỷ đồng để mở rộng hoạt động bán lẻ trong 5 năm tới với mục tiêu chiếm 35% thị phần bán lẻ xăng dầu trong nước.

### **Xuất khẩu/bán 11,628 triệu tấn dầu thô**

Trong Quý IV/2018, giá dầu thế giới giảm mạnh khoảng 42% (có thời điểm giá dầu giảm kỷ lục 8% chỉ trong 1 ngày) và xu hướng giảm giá vẫn chưa có dấu hiệu dừng lại, ảnh hưởng lớn đến thị trường xăng dầu nội địa và các doanh nghiệp đầu mối kinh doanh xăng dầu.

Với việc chủ động triển khai đồng bộ các giải pháp, PVOIL đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch quan trọng, tăng trưởng cao

so với cùng kỳ, đặc biệt là chỉ tiêu lợi nhuận và phát triển kênh bán lẻ...

Trong lĩnh vực xuất nhập khẩu dầu thô, condensate, PVOIL đã xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả 11,628 triệu tấn dầu thô; cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 7,286 triệu tấn dầu thô khai thác trong nước và 486 nghìn tấn dầu thô nhập khẩu.

Tổng sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL ước đạt 3,1 triệu m<sup>3</sup>. Trong đó, sản lượng

bán hàng qua kênh tiêu thụ trực tiếp ước đạt 703 nghìn m<sup>3</sup>, tăng trưởng gần 8% so với cùng kỳ năm 2017 và chiếm tỷ trọng 25,3% tổng sản lượng tiêu thụ xăng dầu nội địa.

Hiện PVOIL có 544 cửa hàng xăng dầu đang hoạt động trên toàn quốc, sản lượng bình quân đạt khoảng 109m<sup>3</sup>/cửa hàng/tháng, tăng 2m<sup>3</sup>/cửa hàng/tháng, tương ứng 2% so với cùng kỳ. Trong năm 2018, PVOIL tập trung phát triển kênh bán lẻ trực tiếp mang tính ổn định, bền vững và hiệu quả, gồm:





Tổng sản lượng xăng dầu của PVOIL ước đạt 3,1 triệu m<sup>3</sup>. Ảnh: PVOIL

Để án 1114, chỉnh trang cửa hàng xăng dầu, chương trình PVOIL Easy, PVOIL Mobile...

Tổng doanh thu hợp nhất của PVOIL năm 2018 ước đạt 57.110 tỷ đồng, vượt kế hoạch 15%; lợi nhuận hợp nhất trước thuế hợp nhất ước đạt 562 tỷ đồng, vượt kế hoạch 12% và tăng 4% so với cùng kỳ; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 8.252 tỷ đồng, vượt kế hoạch 15%.

Về công tác cổ phần hóa, PVOIL đã bán đấu giá thành công 200.445.036 cổ phần (tương đương 20% vốn điều lệ) thu về số tiền hơn 4.039 tỷ đồng với giá đấu thành công bình quân 20.155 đồng/cổ phần; thặng dư khoảng 2.000 tỷ đồng. PVOIL đã chính thức chuyển sang hoạt động theo mô hình công ty cổ phần từ ngày 1/8/2018, đã trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, phê duyệt Phương án thoái vốn nhà nước tại PVOIL giai đoạn 2018 - 2020.

### Chiếm lĩnh thị phần bán lẻ xăng dầu trong nước

Trong năm 2019, các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu tiếp tục đối mặt với các khó khăn do diễn biến phức tạp của giá dầu thô và sản phẩm dầu thế giới; thị trường cạnh tranh gay gắt do có thêm nguồn xăng dầu từ Liên hợp Lục hóa dầu Nghi Sơn và số lượng doanh nghiệp xăng dầu đầu mối tiếp tục gia tăng...

Trên cơ sở đó, PVOIL sẽ đẩy mạnh công tác dự báo thị trường, tối ưu lượng xăng dầu tồn kho hợp lý, giảm thiểu rủi ro khi thị trường giảm giá và tận dụng cơ hội khi thị trường tăng giá; tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc doanh nghiệp theo phương án đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt.

Đồng thời, PVOIL tiếp tục phát triển hệ thống cửa hàng xăng dầu; đầu tư nâng cấp đồng bộ hệ thống trang thiết bị công nghệ; đẩy mạnh triển khai các giải pháp quản trị

tiên tiến, mô hình kinh doanh mới (PVOIL Easy, xe bồn cấp phát PVOIL Mobile) để tiếp tục gia tăng sản lượng xăng dầu bán lẻ, góp phần nâng cao hiệu quả kinh doanh...

Về kế hoạch 5 năm sau cổ phần hóa, Tổng giám đốc PVOIL Cao Hoài Dương cho biết PVOIL có kế hoạch đầu tư khoảng 7.000 tỷ đồng để mở rộng hoạt động bán lẻ trong 5 năm tới với mục tiêu chiếm 35% thị phần bán lẻ xăng dầu trong nước.

Trong đó, PVOIL Easy không chỉ là phương thức bán hàng, tìm kiếm khách hàng mới, mà còn là sản phẩm công nghệ tạo ra lợi thế cạnh tranh cho PVOIL. Cùng với việc nâng cao chất lượng dịch vụ, PVOIL đang có lợi thế là doanh nghiệp tiên phong, duy nhất hiện nay triển khai công nghệ PVOIL Easy, giúp gia tăng sản lượng bán lẻ, nâng cao hiệu quả kinh doanh trong bối cảnh thị trường cạnh tranh khốc liệt.

**Thu Huyền**





## PV POWER TĂNG TRƯỞNG MẠNH SAU CỔ PHẦN HÓA

Công tác cổ phần hóa được coi là "đòn bẩy" giúp Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) tăng trưởng mạnh trong sản xuất kinh doanh với sản lượng điện đạt trên 21 tỷ kWh, tổng doanh thu ước đạt 33.363 tỷ đồng (vượt kế hoạch 6%), lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.315 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.360 tỷ đồng (vượt kế hoạch 10%)...

### Sản xuất trên 21 tỷ kWh điện

Mặc dù phải đối diện với rất nhiều khó khăn trong năm 2018 (do nguồn khí Đông và Tây Nam Bộ ngày càng suy giảm, thời tiết diễn biến phức tạp...), song PV Power đã phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực

Việt Nam (EVN)/Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) trong việc thực hiện thị trường điện cạnh tranh, vận hành và huy động tối ưu công suất các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra.

Tổng sản lượng điện PV Power cung cấp cho lưới điện Quốc gia trong năm 2018 đạt 21,01 tỷ kWh, tăng 2,2% so với năm 2017. Trong đó, Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 1 & 2 cung cấp 7,21 tỷ kWh; Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 cung cấp 2,93 tỷ kWh (vượt kế





Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2. Ảnh: PVN

**Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP có vốn điều lệ 23.418 tỷ đồng, đang là nhà cung cấp điện lớn thứ hai của cả nước, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tổng sản lượng điện lũy kế của PV Power đã phát lên lưới điện quốc gia trong hơn 11 năm qua đạt hơn 172 tỷ kWh điện, tổng doanh thu đạt trên 234 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt trên 14 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt trên 11 nghìn tỷ đồng.**

hoạch 4%); Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2 cung cấp 4,74 tỷ kWh (vượt kế hoạch 3%); Nhà máy Thủy điện Hủa Na cung cấp 806,2 triệu kWh (vượt kế hoạch 27%); Nhà máy Thủy điện Đakdrinh cung cấp 423,2 triệu kWh; Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt cung cấp 18 triệu kWh (vượt kế hoạch 23%); Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đạt 4,88 tỷ kWh.

Công tác sửa chữa bảo dưỡng định kỳ được PV Power triển khai theo đúng kế hoạch: đại tu Nhà máy Thủy điện Đakdrinh vượt tiến độ từ 4 đến 10 ngày; trung tu Nhà máy Điện Cà Mau 2 vượt tiến độ từ 6 đến 8 ngày; trung tu Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, tiểu tu Nhà máy Thủy điện Hủa Na, tiểu tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2...

Đặc biệt, công tác cổ phần hóa được xem là điểm sáng nhất của PV Power trong năm 2018, với việc bán đấu giá thành công 467.802.523 cổ phần lần đầu ra công chúng (tương đương 20% vốn điều lệ), với giá đấu thành công bình quân 14.938 đồng/cổ phần (cao hơn 3,7% so với giá khởi điểm), thu về hơn 6.987 tỷ đồng, thặng dư khoảng 2.300 tỷ đồng.

Cổ phần hóa được coi là “đòn bẩy” giúp PV Power có sự tăng trưởng mạnh trong sản xuất kinh doanh với tổng doanh thu cả năm 2018 ước đạt 33.363 tỷ đồng (vượt kế hoạch 6%); lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.315 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.360 tỷ đồng (vượt kế hoạch 10%)...

#### Thu xếp vốn cho dự án trọng điểm

Trong năm 2019, Tổng giám đốc PV Power Lê Như Linh cho biết Tổng công ty đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, phấn đấu sản lượng điện sản xuất đạt 21,6 tỷ kWh, tổng doanh thu trên 32,7 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 2,5 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 1,304 nghìn tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, PV Power tiếp tục tổ chức thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa định kỳ và thường xuyên các nhà máy điện đảm bảo chất lượng, tiến độ, an toàn; cung cấp than ổn định, đảm bảo vận hành an toàn Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. PV Power tiếp tục

**Ngày 14/1/2019, 2.341.871.600 cổ phiếu POW của PV Power đã chính thức giao dịch tại Sở Giao dịch chứng khoán TP. Hồ Chí Minh (HoSE). PV Power là doanh nghiệp đầu tiên niêm yết trên sàn HoSE trong năm 2019.**

**Tổng giám đốc PV Power Lê Như Linh cho biết việc niêm yết cổ phiếu POW lên sàn HoSE là quyết tâm cao của Ban lãnh đạo PV Power để làm tăng tính minh bạch của cổ phiếu, tăng tính thanh khoản, đồng thời nâng cao công tác quản trị và khả năng huy động vốn của PV Power. POW đang được kỳ vọng sẽ trở thành một cổ phiếu blue-chip, là kênh đầu tư uy tín, có chất lượng trên sàn HoSE cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước.**

triển khai lập báo cáo dự án đầu tư xây dựng công trình (FS); đàm phán các hợp đồng mua bán LNG, mua bán điện (PPA); thu xếp vốn cho dự án Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 3 & 4.

Liên quan đến công tác thu xếp vốn cho dự án trọng điểm này, Chủ tịch HĐQT PV Power Hồ Công Kỳ cho biết, tổng mức đầu tư của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 dự kiến là 1,4 tỷ USD, trong đó 25 - 30% từ vốn chủ sở hữu của các quỹ, lợi nhuận sau thuế của PV Power. Còn lại hơn 1 tỷ USD, PV Power đang tiếp xúc với các ngân hàng và định chế tài chính và đã nhận được cam kết cho vay 20.000 tỷ đồng từ các ngân hàng trong nước và có thể thu xếp 300 - 400 triệu USD (tương ứng 7.000 - 9.000 tỷ đồng) từ các tổ chức tài chính nước ngoài.

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 (tổng công suất 1.500MW) là dự án đầu tiên sử dụng nhiên liệu LNG nhập khẩu để sản xuất điện, được kỳ vọng sẽ tạo ra chuỗi giá trị về kinh tế cũng như định hướng phát triển cho ngành công nghiệp điện - khí LNG của Việt Nam trong tương lai.

**Thúy Hằng**





# PTSC

## “XUẤT KHẨU” DỊCH VỤ DẦU KHÍ RA NƯỚC NGOÀI

Trong điều kiện thị trường dịch vụ dầu khí trong nước chưa có dấu hiệu phục hồi, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã đẩy mạnh và phát triển cung cấp dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, tham gia chào giá và trúng thầu cung cấp dịch vụ kỹ thuật cho các đối tác lớn tại Myanmar, Brunei, Thái Lan, Trung Đông (Qatar, UAE)...

**P**TSC đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, kế hoạch trong năm 2018 với doanh thu hợp nhất ước đạt 15 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 15,4%), lợi nhuận hợp nhất trước thuế ước đạt 960 tỷ đồng (vượt kế hoạch 37,1%).

Đóng góp quan trọng trong cơ cấu doanh thu của PTSC là lĩnh vực dịch vụ cơ khí dầu khí với 7.974 tỷ đồng (vượt kế hoạch 12%). PTSC

đã tập trung hoàn thành các hạng mục công việc tại Dự án Sao Vàng - Đại Nguyệt; đảm bảo tiến độ thi công tại Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, Dự án mở rộng Kho cảng Gò Dầu; chuẩn bị nguồn lực cần thiết để thực hiện Dự án Gallaf-Al Shaheen, Salman Development, Nam Du/U Minh...

Đồng thời, PTSC tiếp tục cung cấp dịch vụ vận chuyển, lắp đặt, đấu nối, vận hành,

sửa chữa và bảo dưỡng các công trình dầu khí, đảm bảo tiến độ triển khai các dự án: Phong Lan Đại, Subsea 7, NARS của HHI/AMDA OPCO; thi công lắp đặt hệ thống khử NOX và hệ thống sấy khí Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1...

PTSC cũng cung cấp, quản lý, vận hành, khai thác hiệu quả FSO PTSC Biển Đông 1, FPSO Ruby II, FPSO PTSC Lam Sơn...; cung



ứng tàu dịch vụ trực an ninh, an toàn, phòng cháy chữa cháy, lai dắt cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; cung cấp tàu dịch vụ cho công tác vận hành Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Đặc biệt, việc tham gia đấu thầu quốc tế và triển khai thực hiện thành công các dự án ở nước ngoài đã giúp PTSC có doanh thu ổn định, khẳng định thương hiệu và năng lực cạnh tranh của PTSC trên thị trường quốc tế.

Trong đó có Hợp đồng tổng thầu EPCI gói thầu Gallaf-AI Shaheen (giá trị 320 triệu USD) do Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) tham gia đấu thầu và thắng thầu quốc tế. PTSC M&C sẽ thiết kế, mua sắm, chế tạo, tiến hành thử hoàn thiện, hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối chạy thử và hoàn thiện ngoài khơi các hạng mục: 3 khối thượng



PTSC đang triển khai Hợp đồng tổng thầu EPCI gói thầu Gallaf-AI Shaheen (giá trị 320 triệu USD). Ảnh: PTSC

tầng (tổng khối lượng trên 9.000 tấn); 3 cầu dẫn; cải hoán các giàn hiện hữu để kết nối các giàn mới, cầu dẫn.

Trước đây, PTSC đã thắng thầu quốc tế và thực hiện thành công các dự án lớn như: Maharaja Lela South (Brunei), Heera Development, Daman - giai đoạn 2 (Ấn Độ), OCTP FPSO Modules (Ghana), Greater Enfield Subsea (Australia),... Việc vượt qua các nhà thầu quốc tế có tên tuổi khác để được chủ đầu tư NOC tin tưởng trao thầu cho thực hiện dự án Gallaf (AI Shaheen), PTSC tiếp tục khẳng định định hướng phát triển và cung cấp dịch vụ ra thị trường nước ngoài.

Khi phát triển thị trường ra nước ngoài, PTSC đã gặp không ít khó khăn do cả yếu tố chủ quan và khách quan về nguồn lực phương tiện, thiết bị của PTSC phục vụ các công tác ngoài biển (vận chuyển, lắp đặt, rải ống cần các tàu cầu, tàu rải ống chuyên dụng); chính sách bảo hộ của nước sở tại chặt chẽ; Việt Nam chưa có chế độ chính sách ưu đãi khi đưa người lao động đi làm việc tại nước ngoài... Một số chủ đầu tư áp dụng hình thức đấu giá trực tuyến trong giai đoạn chào giá thương mại (bỏ giá online, đấu thầu trực tiếp qua website trong thời gian rất ngắn) đã tạo áp lực cạnh tranh gay gắt, kể cả nhà thầu bản địa, đòi hỏi PTSC phải quyết tâm cao mới có cơ hội trúng thầu cung cấp dịch vụ.

Về kinh nghiệm trong công tác đấu thầu cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí ở nước

ngoài, PTSC cho biết cần phải phân tích, đánh giá các lợi thế và bất lợi của mình so với các đối thủ cạnh tranh khác; nhận diện các rủi ro chính có thể sẽ gặp phải từ khi đấu thầu đến khi thực hiện dự án, gồm: rủi ro về thời tiết, khác biệt về văn hóa, rủi ro về mặt pháp lý và thuế ở nước sở tại, rủi ro trong công tác hậu cần, rủi ro chính trị, rủi ro về việc phát sinh phạm vi công việc do không nhận diện hết các yêu cầu quy chuẩn kỹ thuật phức tạp của khách hàng/dự án, rủi ro về thương mại/hợp đồng. Việc nghiên cứu, nhận diện và đánh giá được càng nhiều rủi ro sẽ giúp PTSC đưa ra được biện pháp kiểm soát hiệu quả và chính xác. Trên cơ sở nghiên cứu kỹ các yêu cầu kỹ thuật, cần phân tích ưu/nhược điểm của từng giải pháp thi công, từ đó đánh giá, sàng lọc và lựa chọn được phương án thi công hiệu quả, tối ưu nhất cũng như phương án thương mại cạnh tranh nhất.

Theo chiến lược phát triển, PTSC sẽ tập trung tối đa các nguồn lực để cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí chuyên ngành chất lượng cao ở trong và ngoài nước. Để có thể đẩy mạnh việc cung cấp dịch vụ ra thị trường quốc tế, ngoài sự chủ động của doanh nghiệp, Chính phủ và các bộ/ngành cần sớm xây dựng và áp dụng các chính sách hỗ trợ về vốn, tín dụng xuất khẩu, ưu đãi thuế... để giúp các doanh nghiệp trong nước giảm giá dịch vụ, tạo lợi thế cạnh tranh khi tham gia thực hiện dự án ở nước ngoài.

**Minh Hồng**





## VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM MỞ RỘNG PHẠM VI CUNG CẤP DỊCH VỤ

Năm 2018, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, tinh giản bộ máy, mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ ra nước ngoài và tập trung nguồn lực triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn.



**T**rong năm 2018, VPI đã tập trung xây dựng và hoàn thiện 3 chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí: Chương trình nghiên cứu nâng cao hiệu quả sử dụng khí giàu CO<sub>2</sub> của Việt Nam; Chương trình nghiên cứu phát triển hóa dầu từ dầu; Chương trình nghiên cứu về năng lượng thay thế.

VPI đã đề xuất Bộ Khoa học và Công nghệ triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn và xây dựng chương trình thử nghiệm, áp dụng công nghiệp các biện pháp tăng cường thu hồi dầu (EOR) cho đối tượng trầm tích lục nguyên các mỏ dầu tại bể Cửu Long; Nghiên cứu chế tạo xúc tác cracking công nghiệp trên cơ sở zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản...

Đối với Bộ Công Thương, VPI đề xuất

triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Nghiên cứu công nghệ dự báo khai thác và tối ưu hóa nhịp độ, phân bố khai thác - bơm ép bù cho mỏ dầu khí trưởng thành sử dụng kết hợp một số thuật toán trí tuệ nhân tạo; Nghiên cứu công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm khử nhũ (demulsifier) nhằm tách nước khỏi dầu thô trong quá trình khai thác và vận chuyển dầu...

Đồng thời, VPI tăng cường tiếp xúc, tìm cơ hội hợp tác trong, ngoài nước; mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ ra ngoài nước (KIST, Québec, Hysoung...) và tập trung phát triển sản phẩm thương mại: anode hy sinh (chống ăn mòn cho chân đế giàn CTC1, mỏ Cá Tầm; tuyến ống gaslift RC1/3-RP1); hóa phẩm khai thác dầu khí (deoiler). Nghiên cứu sản xuất thử nghiệm sản phẩm phụ gia chống ăn mòn cho dầu mỡ bôi trơn và dầu công nghiệp; chế





*Các chuyên gia của MGRI-RGGRU thăm Phòng workstation, Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm thăm dò và Khai thác Dầu khí, VPI. Ảnh: VPI*

tạo xúc tác FCC trên cơ sở zeolit Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản.

Về công tác đăng ký bản quyền, sáng chế, giải pháp hữu ích, trong năm 2018, VPI có 19 sáng kiến, sáng chế, đăng ký nhãn hiệu, giải pháp hữu ích, sản phẩm được công nhận/chấp nhận đơn/ban hành: Sáng chế “Quy trình cracking nhựa thải bằng phương pháp cracking nhiệt và cracking xúc tác sử dụng chất xúc tác FCC thải từ các nhà máy lọc dầu”; Giải pháp hữu ích “Quy trình sản xuất viên chất xúc tác dùng cho quá trình khử lưu huỳnh bằng hydro” (công nhận); Quy trình sản xuất zeolite bằng cách sử dụng tia gamma; Quy trình chế tạo chế phẩm làm giảm điểm đông đặc cho các sản phẩm gốc dầu chứa hạt silica kích cỡ nano; Quy trình sản xuất hỗn hợp của các dẫn xuất imidazoline làm chất chống ăn mòn từ các hợp chất methyl ester của acid béo; Chủng vi khuẩn *Pseudomonas Pseudocaligenes* VPI-KG để xử lý ô nhiễm dầu; Chủng vi khuẩn *Pseudomonas aeruginosa* VPI-MN để xử lý ô nhiễm dầu; Quy trình tổng hợp chất xúc tác dùng cho quá trình xử lý carbon monoxide và hydrocarbon trong khói thải...

Trong năm 2019, VPI sẽ tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, tinh gọn bộ máy; triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn; tập trung triển khai các nhóm giải pháp để nâng cao năng lực cạnh tranh về: nguồn lực (nhân lực, trang thiết bị, hạ tầng, cơ sở dữ liệu, sản

phẩm khoa học công nghệ); lựa chọn và hợp tác/liên doanh với các đối tác có thế mạnh về thị trường/vốn/cơ sở vật chất; phát triển thị trường dịch vụ khoa học công nghệ.

Cụ thể, VPI sẽ phân bổ 70% nguồn lực triển khai dịch vụ khoa học công nghệ ở trong nước, kinh doanh, sản xuất hóa chất/thiết bị dầu khí, anode; phát triển sản phẩm thương mại (phần mềm/giải pháp công nghệ thông tin, anode hy sinh, hóa chất, sản phẩm đại chúng), đăng ký bản quyền trong nước và thế giới.

VPI tiếp tục đầu tư 20% nguồn lực để triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn như: Định hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí truyền thống, tiềm năng dầu khí truyền thống, nâng cao hệ số thu hồi dầu, xử lý và chế biến sâu khi có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao kết hợp hóa dầu từ dầu thô, nâng cao năng lực cạnh tranh cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam...

Về 10% nguồn lực còn lại, Viện trưởng Nguyễn Anh Đức cho biết VPI sẽ tập trung triển khai các giải pháp để tạo ra sự phát triển đột phá: cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra thế giới; xây dựng và vận hành thử mô hình sản khoa học công nghệ; triển khai chương trình dài hạn về năng lượng thay thế.

**Nguyễn Anh**



**TS. NGUYỄN ANH ĐỨC**  
**VIỆN TRƯỞNG VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

**Cuộc cách mạng công nghiệp thứ nhất đã thay thế cơ bắp con người bằng động cơ hơi nước còn cuộc cách mạng thứ tư đang thay thế bộ não con người bằng trí tuệ nhân tạo. Việc áp dụng công nghệ số chắc chắn sẽ giúp Petrovietnam có năng lực cạnh tranh bền vững trong tương lai.**

Với cơ cấu tổ chức ngày càng tinh gọn, cơ sở dữ liệu lớn về toàn bộ các hoạt động dầu khí tại Việt Nam, nguồn nhân lực giàu kinh nghiệm, nhiệt huyết, có kỹ năng tốt và cơ sở hạ tầng hiện đại, VPI sẽ giúp Petrovietnam thực hiện thành công việc chuyển đổi áp dụng công nghệ số thông qua xây dựng quy trình ra quyết định dựa trên cơ sở phân tích dữ liệu và thiết lập hệ thống thu thập và xử lý số lượng lớn dữ liệu trong thời gian thực.

Đặc biệt, VPI sẽ sử dụng phần lớn nguồn lực để tìm hiểu nhu cầu khách hàng toàn cầu, chăm sóc và tạo điều kiện để nhân lực sẵn có phát triển kết hợp với thu hút trí tuệ thế giới để sáng tạo và cung cấp giải pháp phù hợp cho khách hàng.



## PVFCCo

### VƯỢT KẾ HOẠCH LỢI NHUẬN DÙ ĐỐI MẶT VỚI THÁCH THỨC “KÉP”

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết trong năm 2018 đã hoàn thành vượt mức chỉ tiêu lợi nhuận sau thuế (638,6 tỷ đồng, vượt 70% kế hoạch năm) mặc dù phải đối mặt với thách thức “kép” do giá khí nguyên liệu tăng cao và nhu cầu sử dụng phân bón trong nước liên tục giảm.

**T**rong năm 2018, PVFCCo phải đối mặt với thách thức “kép” do nhu cầu sử dụng phân bón trong nước liên tục giảm; giá khí đầu vào tăng cao trung bình đạt 6,31 USD/triệu BTU, tăng

28% so với giá khí cùng kỳ năm 2017 (4,94 USD/triệu BTU) và tăng khoảng 29% so với giá kế hoạch năm 2018 (4,9 USD/triệu BTU). Như vậy, cứ mỗi 1 USD/triệu BTU giá khí tăng thêm là chi phí sản xuất của PVFCCo tăng

thêm khoảng 500 tỷ đồng/năm. Trên cơ sở đó, PVFCCo đã chủ động triển khai các giải pháp đồng bộ về đầu tư, vận hành sản xuất và kinh doanh, quản trị, tối ưu chi phí, đưa Phân xưởng NH<sub>3</sub> của Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà





Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

máy sản xuất NPK công nghệ hóa học vào vận hành thương mại đúng kế hoạch, góp phần đáng kể vào việc gia tăng sản lượng sản xuất và tiêu thụ.

Trong năm 2018, PVFCCo đã vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ an toàn, ổn định với công suất tối ưu, sản lượng ước đạt 811.223 tấn urea, tăng 2% so với năm 2017. Nhà máy NPK Phú Mỹ mới đi vào vận hành thương mại đã sản xuất được 51.668 tấn, vượt 3% so với kế hoạch năm.

Trong lĩnh vực kinh doanh, PVFCCo đã chủ động bám sát diễn biến thị trường, chú trọng xây dựng thương hiệu cho các sản phẩm chủ lực như Đạm Phú Mỹ, NPK Phú Mỹ, phân bón Phú Mỹ khác,  $\text{NH}_3$  luôn giữ được giá bán cao, tiêu thụ nhanh và tồn kho hợp lý. Tổng sản lượng kinh doanh phân bón đạt trên 1.164.582 tấn, trong đó có 802.957 tấn đạm Phú Mỹ, 37.760 tấn NPK Phú Mỹ, các phân bón khác ước đạt 323.865 tấn, vượt 44% so với kế hoạch cả năm 2018. Đặc biệt, do có sự đầu tư và chuẩn bị kỹ về thị trường trong các năm

gần đây, sản phẩm phân bón chủ lực mới của PVFCCo là NPK Phú Mỹ đã đạt sản lượng tiêu thụ kỷ lục, tăng 22% so với cùng kỳ năm 2017.

Sản xuất và kinh doanh hóa chất của PVFCCo cũng đạt kết quả khả quan. Sản lượng sản xuất  $\text{NH}_3$  ước đạt 56.767 tấn, tăng 217% so với năm 2017; UFC85 đạt 10.831 tấn. Sản lượng kinh doanh hóa chất của PVFCCo đạt 105.164 tấn, trong đó có 55.500 tấn  $\text{NH}_3$ , tăng 22% so với năm 2017; 7.934 tấn UFC85; 39.927 tấn  $\text{CO}_2$  và 1.803 tấn hóa chất khác.

Các chỉ tiêu tài chính của PVFCCo trong năm 2018 tăng trưởng cao, với tổng doanh thu ước đạt 9.378 tỷ đồng, vượt 10% so với kế hoạch năm, tăng 15% so với năm 2017; lợi nhuận sau thuế ước đạt 638,6 tỷ đồng, vượt 70% so với kế hoạch năm.

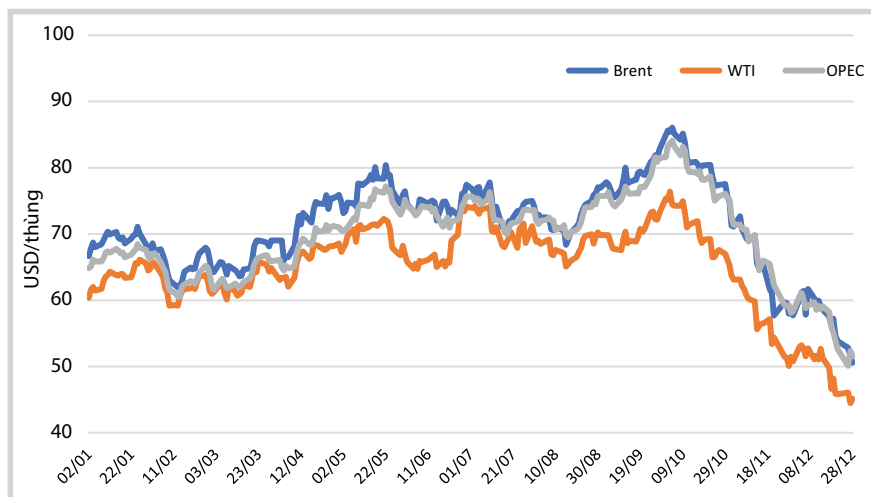
Không chỉ duy trì vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy hiện có, PVFCCo còn đẩy mạnh công tác nghiên cứu, sản xuất thử nghiệm các sản phẩm phân bón mới trên nền urea, phân bón hữu cơ, phân bón vi sinh, phân bón nhả chậm, phân bón hòa tan. PVFCCo cũng đánh giá lựa chọn các sản phẩm hóa chất có tiềm năng để nghiên cứu sâu hơn như: DEF/Adblue (sản xuất từ urea, dùng để xử lý khí thải của động cơ xe chạy diesel), sản phẩm từ UFC85, caprolactam, coating oil...

Trong năm 2019, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 800 nghìn tấn đạm Phú Mỹ, 200 nghìn tấn NPK Phú Mỹ, 13 nghìn tấn UFC85 và 61.434 tấn  $\text{NH}_3$ . Sản lượng kinh doanh phần đầu đạt 810 nghìn tấn đạm Phú Mỹ, 185 nghìn tấn NPK Phú Mỹ, 9 nghìn tấn UFC85 và 63 nghìn tấn  $\text{NH}_3$ . PVFCCo đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 9.968 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế 559 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước 258 tỷ đồng. PVFCCo cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới nhằm đa dạng hóa các sản phẩm phân bón và hóa chất; xây dựng hệ thống phân phối phân bón bền vững trong nước và tìm kiếm mở rộng thị trường nước ngoài.

**Thu Hằng**



## THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI NĂM 2019



Hình 1. Diễn biến giá dầu thô trong năm 2018. Nguồn: OPEC, IEA

### Dự báo các kịch bản giá dầu cho năm 2019

Dựa trên diễn biến giá dầu có xu hướng tăng nhẹ theo từng chu kỳ ngắn trong nửa cuối năm 2018 (Hình 1) và thỏa thuận cắt giảm sản lượng 1,2 triệu thùng dầu thô/ngày giữa Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và Liên bang Nga bắt đầu từ ngày 1/1/2019, các tổ chức nghiên cứu đã đưa ra các kịch bản giá dầu thô cho năm 2019.

Giá dầu thấp tác động tiêu cực đến hoạt động đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn. Đặc biệt ở các nước đang phát triển (tiềm năng kinh tế không lớn), gia tăng trữ lượng trở nên khó khăn, đe dọa kế hoạch phát triển ngành dầu khí trong dài hạn. Các công ty dầu khí quy mô nhỏ không tận dụng được cơ hội để gia tăng sản lượng khi giá dầu tăng trong các chu kỳ ngắn hạn.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho rằng giá dầu sẽ tăng tiếp tục trong năm 2019 trên mức 80 USD/thùng vì thị trường sẽ thiếu dầu ngay cả khi dự báo tăng trưởng nhu cầu năm nay đã điều chỉnh so với dự báo của IEA vào cuối năm 2018 xuống còn 110.000 thùng/ngày. Để củng cố quan điểm này, IEA đã viện dẫn tình hình kinh tế - chính trị của Venezuela đang rối loạn nghiêm trọng, sản lượng của nước này từ mức trên 4 triệu thùng/ngày trước đây vài năm thì năm nay có thể chỉ còn khoảng dưới 1 triệu thùng/ngày; Iran năm trước có sản lượng đứng thứ 3 trong OPEC,

năm nay do bị Mỹ trừng phạt kinh tế nên sản lượng thương mại cũng chỉ còn khoảng 2 triệu thùng/ngày; Iraq, Libya an ninh cũng như nền kinh tế chưa hồi phục nên sản lượng vẫn còn thấp hơn quota của khối giao và Qatar thông báo sẽ rút khỏi OPEC để phát triển công nghiệp khí đốt nên cầu vẫn cao hơn cung. Do đó, giá dầu vẫn giữ xu hướng tăng dù tốc độ không lớn trong nửa đầu năm 2019.

Trái ngược với quan điểm của IEA, các cơ quan nghiên cứu thị trường dầu khí khác cho rằng nguồn cung năm nay vẫn tiếp tục cao hơn cầu nên giá dầu vẫn có nhiều khả năng giảm so với năm 2018.

Dẫn đầu quan điểm này là Goldman Sachs dự báo năm 2019, giá dầu Brent đạt 62,5 USD/thùng và giá dầu WTI đạt 55,5 USD/thùng. Một loạt ngân hàng đã cắt giảm dự báo giá dầu Brent xuống trung bình 60 - 65 USD/thùng gồm CMB International Capital Corp. Ltd., Emirates NBD, Ngân hàng Đầu tư đa Quốc gia của Pháp...

Lập luận của trường phái này là Mỹ, quốc gia nhập khẩu dầu ròng lớn nhất thế giới, tiêu thụ đến ¼ lượng dầu trên thị trường, mong muốn độc lập về năng lượng nên càng ngày càng giảm nhập khẩu dầu thô, đồng thời cần giá dầu thấp để phát triển kinh tế. Đây cũng là mục tiêu của các nước nhập khẩu dầu ròng trên thế giới vì giá dầu thấp sẽ giúp giảm chi phí đầu vào, giảm giá thành sản phẩm, kích thích gia

tăng tiêu dùng, phát triển sản xuất, gia tăng lợi nhuận và lợi thế cạnh tranh. Trung Quốc và nhiều nước đang phát triển cho biết sẽ giảm chi tiêu phát triển kinh tế trong ngắn hạn, cũng tức là giảm nhu cầu nhập khẩu dầu thô.

Mặt khác, khi giá dầu tăng cao thì các nước ngoài OPEC, thậm chí là thành viên của OPEC không có trữ lượng lớn cũng sẵn sàng tăng sản lượng để tăng nhanh nguồn thu. Nhiều nước chuyển sang dùng khí đốt thay cho dầu thô và tăng cường phát triển năng lượng tái tạo cũng khiến nhu cầu tiêu thụ dầu thô giảm. Như vậy, cơ chế thị trường sẽ có vai trò lớn trong việc điều chỉnh giá dầu không để cho các nước sản xuất dầu lớn điều khiển giá dầu theo ý muốn như trong thế kỷ XX.

Ở kịch bản giá trung bình, giá dầu năm 2019 được dự báo dao động trong khoảng 70 USD/thùng. Trong Báo cáo "Triển vọng kinh tế toàn cầu" công bố vào tháng 1/2019, Ngân hàng Thế giới (WB) dự kiến giá dầu trung bình 67 USD/thùng trong năm 2019 và 2020, giảm 2 USD/thùng so với dự báo từ tháng 6/2018. Ngân hàng Thế giới cho biết tăng trưởng nhu cầu dầu dự kiến sẽ tiếp tục tăng, nhưng sẽ chậm lại ở thị trường mới nổi và các nền kinh tế đang phát triển (EMDEs) - điều này có thể tác động lớn hơn đến nhu cầu dầu so với dự kiến. Triển vọng nguồn cung cũng không chắc chắn vì chủ yếu dựa vào quyết định của OPEC và các nước đồng minh về mức độ sản xuất, đặc biệt sau nửa đầu năm 2019. Mặc dù OPEC và Nga đã đồng ý cắt giảm sản lượng 1,2 triệu thùng/ngày trong 6 tháng kể từ tháng 1/2019, song Ngân hàng Thế giới cho rằng việc cắt giảm có thể không đủ để giảm tình trạng dư cung. Trong khi đó, sản lượng dầu thô ở Mỹ dự kiến sẽ tăng thêm 1 triệu thùng/ngày vào năm 2019. Ngoài việc điều chỉnh giảm dự báo giá dầu và cảnh báo về bất ổn xung quanh xu hướng giá dầu trong năm nay, Ngân hàng Thế giới cũng lưu ý rằng tăng trưởng kinh tế toàn cầu dự kiến sẽ giảm xuống 2,9% trong năm 2019 do suy giảm thương mại và đầu tư quốc tế, căng thẳng thương mại gia tăng... Đồng quan điểm với Ngân hàng Thế giới,

**Bảng 1. Cán cân cung - cầu dầu năm 2018 và dự báo năm 2019. Nguồn: IEA**

	2018 Cả năm	Năm 2019				
		Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
<b>CẦU</b>	<b>99,2</b>	<b>99,2</b>	<b>100,4</b>	<b>101,2</b>	<b>101,3</b>	<b>100,6</b>
<b>OECD</b>	<b>47,8</b>	<b>47,8</b>	<b>47,7</b>	<b>48,4</b>	<b>48,4</b>	<b>48,1</b>
Bắc Mỹ	25,5	25,4	25,8	26,1	25,9	25,8
Châu Âu	14,3	14,0	14,5	14,8	14,4	14,4
Châu Á - Thái Bình Dương	8,0	8,4	7,5	7,5	8,2	7,9
<b>Các nước ngoài OECD</b>	<b>51,4</b>	<b>51,4</b>	<b>52,6</b>	<b>52,8</b>	<b>52,9</b>	<b>52,5</b>
Liên Xô cũ	4,7	4,6	4,8	5,0	4,9	4,8
Châu Âu	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Trung Quốc	13,1	13,2	13,5	13,6	13,8	13,5
Các nước châu Á khác	13,7	14,2	14,3	13,9	14,5	14,2
Mỹ Latinh	6,4	6,2	6,3	6,4	6,3	6,3
Trung Đông	8,4	8,1	8,6	8,9	8,2	8,4
Châu Phi	4,3	4,5	4,4	4,3	4,4	4,4
<b>CUNG</b>						
<b>OECD</b>	<b>26,4</b>	<b>27,1</b>	<b>27,3</b>	<b>27,7</b>	<b>28,2</b>	<b>27,6</b>
Bắc Mỹ	22,6	23,2	23,5	24,0	24,2	23,7
Châu Âu	3,4	3,4	3,3	3,3	3,4	3,4
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Các nước ngoài OECD</b>	<b>29,1</b>	<b>29,2</b>	<b>29,1</b>	<b>29,4</b>	<b>29,7</b>	<b>29,4</b>
Liên Xô cũ	14,6	14,7	14,5	14,7	14,9	14,7
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,8
Các nước châu Á khác	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2
Mỹ Latinh	4,5	4,7	4,8	4,9	5,1	4,9
Trung Đông	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Châu Phi	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>Gia tăng từ lọc dầu</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>
<b>Nhiên liệu sinh học</b>	<b>2,6</b>	<b>2,2</b>	<b>2,8</b>	<b>3,0</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>
<b>Tổng các nước ngoài OPEC</b>	<b>60,4</b>	<b>60,8</b>	<b>61,5</b>	<b>62,5</b>	<b>62,8</b>	<b>61,9</b>

Morgan Stanley đã cắt giảm dự báo giá dầu Brent năm 2019 xuống còn 68,5 USD/thùng.

Wood Mackenzie ngày 21/1/2019 công bố dự báo giá dầu Brent sẽ đạt trung bình 66 USD/thùng trong năm nay, cho rằng bất chấp hoạt động cắt giảm sản lượng của các nhà sản xuất trong và ngoài OPEC, nguồn cung dầu vẫn dư tới cuối năm 2019.

Trong khi đó, các chuyên gia tại Bernstein Energy dự báo kế hoạch cắt giảm sản lượng của OPEC và Nga “sẽ đưa thị trường trở lại tình trạng thiếu hụt nguồn cung”, có thể khiến giá dầu tăng lên mức 70 USD/thùng vào cuối năm nay.

#### **Khuyênh hướng đầu tư vào hoạt động dầu khí**

**Ở châu Phi**, các nhà sản xuất dầu lớn đã ghi nhận các tiến bộ nổi bật trong thu hút đầu tư sau nhiều năm trầm lắng. Shell cho biết

đang đàm phán với Nigeria để mở rộng hoạt động trên mỏ Bonga thuộc vùng nước sâu nhằm sớm ký kết quyết định đầu tư cuối cùng (FID) 10 tỷ USD để đưa sản lượng ở đây trong năm 2019 lên mức 175.000 thùng/ngày. Total cũng mở rộng thăm dò vùng nước sâu Egina với mục tiêu đưa hoạt động khai thác mỏ Egina Main có trữ lượng 570 triệu thùng lên 200.000 thùng/ngày vào Quý IV/2019. Chính phủ Nigeria đang sửa đổi các luật liên quan đến dầu khí nhằm khuyến khích đầu tư mạnh hơn nữa vào các hoạt động thượng nguồn với hy vọng đến sau năm 2020 đưa sản lượng lên cao hơn nữa. Angola cũng chủ trương gia tăng sản lượng trong thời gian tới với việc tập trung nguồn lực phát triển mỏ Kaombo ở Lô 32, cách bờ Bắc Angola khoảng 260km, do Total điều hành. Dự kiến đến năm 2022, mỏ Kaombo sẽ khai thác dòng khí đốt đầu tiên.

Senegal và Mauritania đã ký Thỏa thuận hợp tác phát triển các mỏ nằm vắt qua biên giới biển giữa 2 nước, trước mắt là mỏ Tortue/Ahmeyhim. Lượng khí khai thác trong giai đoạn đầu sẽ được xuất khẩu dưới dạng LNG với khối lượng 2,5 triệu tấn/năm từ tàu hóa lỏng khí (FLNG) đặt tại mỏ. Trữ lượng toàn mỏ được công bố là hơn 15 nghìn tỷ ft<sup>3</sup>. BP cho biết sản lượng LNG sau đó có thể đạt 10 triệu tấn/năm và trữ lượng có thể đạt 25 nghìn tỷ ft<sup>3</sup> từ kết quả thăm dò chi tiết để chuyển thêm tiềm năng của mỏ Tortue sang thành trữ lượng thương mại. Hoạt động sản xuất và xuất khẩu LNG cũng đang triển khai mạnh mẽ ở các nước Tây Phi và Đông Nam châu Phi, đặc biệt là Mozambique. Các nhà máy hóa lỏng khí nổi hoặc đặt trên đất liền sẽ đưa khu vực này thành một trong những trung tâm xuất khẩu LNG lớn cho thị trường châu Á trong giai đoạn sau năm 2025.



**ÔNG CLAUDIO DESCALZI,  
TỔNG GIÁM ĐỐC ĐIỀU HÀNH ENI**

Mặc dù tình trạng mất cân bằng giữa cung và cầu có thể khiến giá dầu đạt cao hơn 62 USD/thùng, tuy nhiên, các kịch bản giá dầu của ENI đối với các quyết định đầu tư đều cho rằng mức giá dầu trung bình năm 2019 nằm trong khoảng 60 - 62 USD/thùng.



**ÔNG SIMON FLOWERS,  
CHỦ TỊCH WOOD MACKENZIE**

Giá dầu Brent trung bình năm 2019 đạt 66 USD/thùng. Các yếu tố sẽ ảnh hưởng đến giá dầu: suy thoái kinh tế và tăng trưởng nhu cầu dầu thấp; sản lượng dầu đá phiến của Mỹ tăng; lệnh cấm vận của Mỹ đối với Iran; ảnh hưởng của chi đầu tư quá thấp trong 5 năm qua...



**ÔNG MUSTAFA ANSARI,  
CHUYÊN GIA CAO CẤP CỦA APICORP**

Giá dầu sẽ phục hồi và được dự báo sẽ được giao dịch ở mức 60 - 70 USD/thùng vào nửa cuối năm 2019. Bước sang năm 2019, những quan ngại về môi trường ở quy mô lớn hơn và sự gia tăng của các chính sách bảo vệ môi trường, đang tác động đến nhu cầu dầu mỏ.

Tại Bắc Phi, Ai Cập đang chuyển trọng tâm sang công nghiệp khí và hóa dầu. Năm 2019, Chính phủ Ai Cập quyết định tiếp tục triển khai cải cách cơ chế quản lý tài chính gồm: áp dụng tỷ giá nội tệ/ngoại tệ linh hoạt, cắt giảm trợ giá nhiên liệu, cải thiện môi trường đầu tư... Ai Cập đặt mục tiêu tăng GDP từ mức 3 - 4% trong các năm gần đây lên mức 5,8% trong năm tài chính 2019 và 6,5% trong các năm tiếp theo, chủ yếu dựa vào gia tăng sản lượng khí đốt lên 72 tỷ m<sup>3</sup>/năm và phát triển du lịch.

Kết quả thăm dò tại Lô Nour, phía Đông mỏ Zohr sẽ được ENI công bố trong Quý I/2019 sẽ làm gia tăng đáng kể trữ lượng xác minh, làm cơ sở cho phát triển công nghiệp khí đốt trong kế hoạch dài hạn sau năm 2019. Đợt đầu thăm dò khai thác cho các lô mới ở Biển Đỏ sẽ được mở trong cuối năm nay. Đường ống dẫn khí sang Jordan đã hoạt động trở lại với công suất 2 tỷ m<sup>3</sup>/năm. Các nhà máy khí hóa lỏng Idku và Damietta bắt đầu vận hành lại sau 7 năm bị đóng cửa. Nhìn chung, ngành công nghiệp dầu khí của Ai Cập đang phát triển tốt với vốn đầu tư hơn 10 tỷ USD. Các tập

đoàn quốc tế như ENI, Shell và Edison cũng đã có kế hoạch mở rộng đầu tư vào quốc gia này.

**Tại Trung Đông,** Saudi Aramco dự kiến vay 50 tỷ USD để mua lại 70% cổ phần của Sabic hiện do Quỹ Đầu tư công của Saudi Arabia nắm giữ. Việc giành quyền kiểm soát Sabic là một phần trong chiến lược đưa Saudi Aramco thành doanh nghiệp dầu khí tích hợp hoàn chỉnh (từ thượng nguồn tới hạ nguồn). Dự kiến trong năm 2019, Saudi Aramco và Sabic sẽ xây dựng tổ hợp hóa dầu tại Yanbu, bên bờ biển Đỏ với tổng mức đầu tư khoảng 20 tỷ USD. Dự án sẽ được đưa vào vận hành trong năm 2025, có công suất xử lý 400.000 thùng dầu thô/ngày và sản xuất 9 triệu tấn hóa phẩm/năm.

Saudi Aramco cũng sẽ tìm cách phát triển hệ thống lọc hóa dầu trên toàn thế giới, với các kế hoạch tăng cường hợp tác với Trung Quốc và Nga. Đặc biệt các mối quan hệ với Nga sẽ được tăng cường trong năm 2019, khi 2 quốc gia sản xuất dầu thô hàng đầu thế giới "bắt tay" điều chỉnh sản lượng để cân bằng cung - cầu. Saudi Arabia cho biết sẽ có Quyết

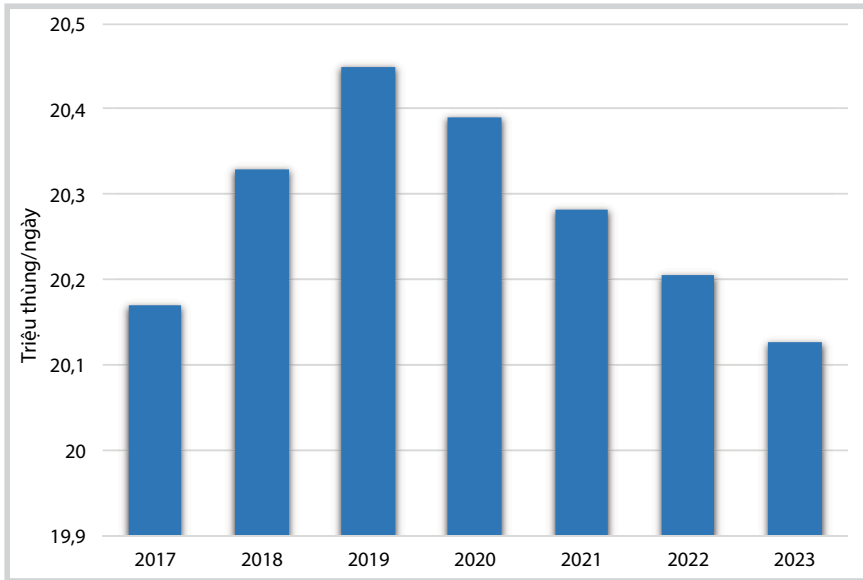
định đầu tư cuối cùng về việc tham gia dự án Arctic LNG-2 của Nga vào năm 2019.

Saudi Arabia sẽ giữ trần khai thác khoảng 11 triệu thùng/ngày để bù lại lượng dầu thiếu hụt trên thị trường do lệnh cấm vận của Mỹ đối với Iran và Venezuela. Saudi Arabia cũng có thể tăng thêm 250.000 thùng/ngày từ Neutral Zone - khu vực trung lập, khai thác chung với Kuwait.

**Iraq** không bị buộc phải thực hiện cam kết giảm sản lượng nên vẫn giữ sản lượng năm 2019 ở mức 5 triệu thùng/ngày. Hiện nay, các nhà máy lọc dầu của Iraq đang được mở rộng để gia tăng công suất, tăng sức cạnh tranh đối với các liên hợp lọc - hóa dầu của Trung Quốc và Ấn Độ song Iraq vẫn phải nhập khẩu các sản phẩm lọc - hóa dầu, đặc biệt là xăng các loại và diesel.

**Ở Mỹ,** hoạt động dầu khí vẫn tiếp tục phát triển với mục tiêu dài hạn là độc lập về năng lượng. Trong lĩnh vực thượng nguồn, Tổng thống Mỹ Donald Trump tích cực đầu tư cho công nghiệp dầu khí phi truyền thống, nhất là dầu khí phiến sét vì Mỹ gần như nắm





Hình 2. Dự báo nhu cầu dầu thô ở Mỹ đến năm 2023. Nguồn: IEA, PE 2019

độc quyền về công nghệ trong lĩnh vực này. Ngành lọc hóa dầu và hóa lỏng khí tự nhiên được đầu tư mở rộng công suất để đáp ứng nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Các nhà máy lọc dầu Mỹ có công suất lớn, sản phẩm sạch thu được từ công nghệ lọc dầu nhẹ (dầu phiến sét) hiện đại (alkylation và isomerization) đáp ứng tiêu chuẩn cấp 3 của thế giới, bao gồm xây dựng mới các nhà máy xử lý dầu thô đến lọc dầu, hóa dầu và các công trình phục vụ vận chuyển, phân phối. Dự kiến năm 2019, công suất lọc dầu của Mỹ gia tăng 540.000 - 600.000 thùng/ngày và sẽ còn tăng thêm 300.000 thùng/ngày nữa cho các năm tiếp theo. Các nhà máy lọc dầu cũ vẫn tiếp tục sử dụng để lọc các loại dầu nặng giá rẻ nhập khẩu từ Venezuela giúp tăng lượng sản phẩm lọc và sản phẩm hóa dầu xuất khẩu.

Mức tiêu thụ dầu thô ở Mỹ năm 2019 dự báo lên mức 20,45 triệu thùng/ngày từ mức 20,30 triệu thùng/ngày của năm 2018 và sẽ tiếp tục tăng đến năm 2020, sau đó sẽ giảm nhẹ (Hình 2). Tiêu thụ xăng dầu trong ngành vận tải nội địa giảm do người tiêu dùng chuyển sang sử dụng ô tô chạy điện. Mặc dù dự báo nhu cầu xăng dầu nội địa giảm nhẹ sau năm 2020 nhưng công suất lọc dầu của các nhà máy đạt đến 91% và sản phẩm lọc cũng tăng cao hơn so với mức 18,2 triệu thùng/ngày của năm 2018, chủ yếu xuất khẩu sang thị trường Trung - Nam Mỹ nên mức tiêu thụ dầu thô trong ngắn hạn vẫn cao hơn năm

trước. Do hệ thống các nhà máy lọc dầu Mỹ ngày càng hiện đại, phức tạp nên ngành lọc dầu Mỹ chuyển hướng sang sản xuất các sản phẩm chứa hàm lượng lưu huỳnh ít nhất để chiếm thị phần lớn nhất trong ngành vận tải sạch toàn cầu trong tương lai.

**Ở Nga**, chỉ riêng Rosneft đã đạt sản lượng 250.000 thùng/ngày và sản lượng toàn Liên bang Nga đã đạt mức 11,36 triệu thùng/ngày. Ildar Davletshin, chuyên gia phân tích thị trường của Ngân hàng WOOD&Company, cho rằng lượng dầu thô xuất khẩu của Nga trong thời gian tới sẽ tăng dù thị trường thế giới dư dầu. Tuy nhiên lượng dầu thô xuất khẩu gia tăng có phải là dầu sản xuất mới hay lấy từ các nhà máy lọc dầu cũ cho chất lượng sản phẩm thấp đang còn hoạt động ở Nga, hoặc giảm chất lượng dầu Urals trộn (dùng cho xuất khẩu) còn chưa rõ. Điều chắc chắn là dầu thô Nga xuất sang châu Âu, cho Trung Quốc sẽ chưa hơn và sẽ chảy nhiều hơn về thị trường châu Á. Giá dầu xuất khẩu Nga rẻ vì giá thành khai thác dầu tính bằng đồng Rub - do đồng Rub bị phá giá mạnh và giá dầu trên thị trường hiện nay tính bằng USD đã cao hơn điểm hòa vốn của nhiều mỏ năm trước.

Nga cũng đang từng bước phát triển ngành công nghiệp khí đốt và sản xuất LNG xuất khẩu. Bộ trưởng Bộ năng lượng Nga Alexander Novak đã thông báo sẽ tăng cung cấp khí đốt sang châu Âu đạt khối lượng 204

tỷ m<sup>3</sup>/năm. Việc mở rộng thành công nhà máy hóa lỏng khí Yamal LNG và hoạt động hết 100% công suất thiết kế vào cuối năm ngoái cũng đã làm tăng sản lượng LNG của Nga năm 2019 lên mức 29 triệu tấn/năm. Nga đang đầu tư xây dựng thêm một số nhà máy hóa lỏng mới với mục tiêu đến năm 2035 sẽ trở thành một trong những nước xuất khẩu LNG hàng đầu thế giới.

Gazprom đang tập trung vốn xây dựng thêm mạng lưới đường ống dẫn khí phục vụ nhu cầu tiêu thụ trong thị trường nội địa và cả xuất khẩu. Các đề án sản xuất điện khí Siberia và đường ống Turkish Stream cũng bắt đầu đi vào vận hành trong năm 2019. Đường ống Nord Stream-2 dài 200km, công suất 55 tỷ m<sup>3</sup>/năm dẫn khí sang Đức cũng có thể hoàn thành xây dựng và đưa vào hoạt động nếu Đan Mạch đồng ý hoàn tất việc giao đất xây dựng trên thềm lục địa của họ ngay trong Quý I/2019. Những khó khăn đối với ngành công nghiệp khí đốt Nga trong năm 2019 là đàm phán với Ukraina để đưa khí qua cảnh sang Trung - Đông Âu và đàm phán xây dựng đường ống dẫn khí sang Trung Quốc, qua cảnh sang một số nước Trung Á.

Ấn Độ là 1 trong số 8 nước bị Mỹ cấm không được nhập khẩu dầu thô của Iran. Tuy nhiên Indian Oil Corporation (IOC) và Mangalore Refinery & Petrochemicals Ltd. (MRPL) tiếp tục đặt đơn mua 1,25 triệu tấn dầu Iran. Mối quan hệ chiến lược giữa Ấn Độ và Iran rất quan trọng đối với cả 2 bên nên lệnh cấm vận của Mỹ khó có thể triển khai trên thực tế. Hiện nay, 2 nước đang tìm cách dùng đồng Rupee của Ấn Độ để mua dầu Iran thay vì phải trả bằng USD và Iran sẽ nhận hàng hóa của Ấn Độ thay vì nhận tiền. Ngoài ra nguồn cung dầu thô cho Ấn Độ từ các nước Trung Đông, châu Phi, Nam Mỹ... không thiếu nên ngành công nghiệp dầu khí Ấn Độ vẫn không ngừng phát triển.

IOC, công ty lọc dầu lớn nhất Ấn Độ, đã đưa vào vận hành đường ống dẫn LPG Paradip - Haldia - Durgapur (PHDPL) dài 710km với mức đầu tư 180 triệu USD để cung cấp LPG cho nhu cầu của các bang miền Đông Ấn gồm Odisha, Jharkhand và Tây Bengal trong



Mỏ Bovanenkovskoye. Nguồn: Gazprom

tháng 12/2018. PHDPL là đường ống dẫn LPG dài thứ 2 của Ấn Độ sau đường ống Panipat - Jalandhar ở miền Bắc nước này. IOC đang lập kế hoạch mở rộng để án với mức đầu tư 250 triệu USD, nối dài đến Muzaffarpur và Patna ở phía Bắc bang Bihar vào năm 2020 để vận chuyển LPG sản xuất từ Nhà máy lọc dầu Paradip công suất 15 triệu tấn/năm đến thị trường miền Trung Ấn Độ. Nhà máy này xử lý dầu chưa cho ra các sản phẩm lọc đa dạng, bao gồm cả xăng, diesel chất lượng bậc BS - IV, dầu hỏa, xăng máy bay, propylene và cốc (coke) dầu mỏ cùng các sản phẩm khác đạt tiêu chuẩn Euro-V để xuất khẩu. Lượng LPG nhập khẩu chỉ đáp ứng một nửa nhu cầu của Ấn Độ và mức tăng cầu dự báo đạt 11 - 12%/năm, đến năm 2022 - 2023 sẽ đạt mốc 25 triệu tấn/năm, chủ yếu phục vụ nhu cầu sinh hoạt của 80 triệu hộ nghèo. Ấn Độ sẽ sớm vượt qua Nhật Bản để trở thành nước nhập khẩu LPG lớn thứ 2 trên thế giới. Đến nay, Ấn Độ nhập khẩu LPG từ các nước Trung Đông, chủ yếu là Saudi Arabia, Qatar, Oman.

Khuynh hướng giá dầu tăng dần trong năm 2019 và các năm sau làm tăng thêm hy vọng giá dầu khí cũng như tốc độ phát triển kinh tế thế giới sẽ tiến dần đến trạng thái ổn định. Khuynh hướng này khuyến khích các

hoạt động sáp nhập, mua bán tài sản dầu khí càng ngày càng nhiều, nhất là ở Tây Âu và Mỹ.

Ở Tây Âu, OMV Norge (Na Uy) mua 25% cổ phần của một liên doanh dầu khí tại Biển Bắc, các điều khoản mua bán sẽ hoàn tất trong Quý I/2019. Chevron đang tiến hành bán 20% cổ phần còn lại trong liên doanh có giấy phép thăm dò PL856 tại biển Barents. BASF (Đức) và LetterOne cho biết sẽ đầu tư 2 tỷ Euro cho các đề án ở Na Uy trong 2 - 3 năm tới. Chi nhánh Eni Norge của Eni (Italia) và Point Resources cũng thông báo sáp nhập với vốn đầu tư 8 tỷ USD trong 5 năm (2019 - 2024) để đưa sản lượng lên 250.000 thùng dầu/năm vào năm 2023. Công ty hợp nhất này sẽ phát triển 10 mỏ có trữ lượng 500 triệu thùng cũng như thăm dò các lô mới. Aker BP đồng ý mua 77,8% cổ phần của Equinor (Na Uy) tại phát hiện khí và condensate ở King Lear thuộc Biển Bắc với giá 250 triệu USD bằng tiền mặt.

Ở Mỹ, BP mua lại một phần tài sản của BHP trên đất liền với giá 10,5 tỷ USD để tăng sản lượng thêm 190.000 thùng dầu quy đổi và gia tăng trữ lượng thêm 4,6 tỷ thùng dầu quy đổi tại các khu vực có tiềm năng dầu khí trong các bể trầm tích Permian, Eagle Ford, Haynesville thuộc bang Texas và Louisiana. Với thương vụ này, BP dự tính sẽ tăng doanh

thu điều phối trước thuế 359 triệu USD/năm và đưa dòng tiền miễn thuế của hoạt động thương mại nguồn từ 1 tỷ USD lên 14 - 15 tỷ USD vào năm 2021.

Ở địa bàn châu Phi, ExxonMobil dàn xếp với Mozambique để mua khí đốt cung cấp cho các đề án LNG với "giá tốt nhất" đáp ứng thị trường Đông Á. Total đầu tư 1,5 tỷ USD mua các tài sản thượng nguồn LNG của Engie ở Cameroon không chỉ để có cổ phần trong các nhà máy hóa lỏng khí ở Nam châu Phi mà còn đưa Pháp lên vị trí thứ 2 thế giới trong phân phối LNG toàn cầu vào năm 2020. Harbour Energy tiếp tục theo đuổi các cuộc đàm phán để mua tài sản LNG ở Australia và Papua New Guinea cùng với hứa hẹn đầu tư 10,8 tỷ USD vào các đề án khí hóa lỏng ở khu vực này.

Các thương vụ mua tài sản khí đốt của các nhà đầu tư đều dựa trên cơ sở nhu cầu LNG trên thế giới tăng rất nhanh cùng các đề án sử dụng các nhà máy hóa khí nổi, các tàu chứa và trạm tái khí hóa nổi rất tiện lợi, hứa hẹn mang lại lợi nhuận cao từ các đề án dầu khí vùng xa xôi, khó khăn và vùng nước sâu đang chuẩn bị ra đời trên khắp các nơi khi nền kinh tế toàn cầu đi vào giai đoạn hồi phục và phát triển mới sau năm 2020.

**Trần Ngọc Toàn**  
Đại học Duy Tân Đà Nẵng





## PHÂN BÓN PHÚ MỸ

Cho mùa bội thu



### ƯƠM MẦM ƯỚC MƠ

Đảm bảo cho tương lai của con bạn bằng sự đầu tư thông minh vào sản phẩm của Phú Mỹ. Cho Mùa Vụ Bội Thu - Cho Ước Mơ Của Tương Lai trở thành hiện thực.



Cho mùa bội thu



SẢN PHẨM CỦA  
TỔNG CÔNG TY PHÂN BÓN VÀ HÓA CHẤT DẦU KHÍ (PVFCCo)  
SỐ 43 MẠC ĐÌNH CHI, P. ĐÀ KAO, QUẬN 1, TP. HỒ CHÍ MINH, VIỆT NAM  
ĐIỆN THOẠI: 028. 38256258 - FAX: 028. 38256269  
WEBSITE: [www.dpm.vn](http://www.dpm.vn)