

# Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2018

ISSN-0866-854X

PETROVIETNAM Số 5 - 2018





**TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Nguyễn Quốc Thập

**PHÓ TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

**BAN BIÊN TẬP**

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

**THƯ KÝ TÒA SOẠN**

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

**PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT**

Lê Hồng Văn

**TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN**

Viện Dầu khí Việt Nam

**TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ**

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

Tel: 024-37727108 | 0982288671 \* Fax: 024-37727107 \* Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

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



**TIÊU ĐIỂM**

### KHAI THÁC VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ, BỀN VỮNG TÀI NGUYÊN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Dầu khí là ngành công nghiệp nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và công nghệ kỹ thuật cao... Trong bối cảnh cách mạng công nghiệp 4.0 đang diễn ra mạnh mẽ trên quy mô toàn cầu, sáng tạo và đổi mới công nghệ là chìa khóa nâng cao năng suất lao động, chất lượng tăng trưởng và sự phát triển bền vững của doanh nghiệp. Bên lề Hội nghị khoa học "Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam" do Viện Dầu khí Việt Nam tổ chức. Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trao đổi với ông Trần Việt Hòa - Vụ trưởng Vụ Khoa học và Công nghệ, Bộ Công Thương về định hướng nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ để thực hiện thành công chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

**Ph. Ông đánh giá như thế nào về vai trò của khoa học công nghệ đối với sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Dầu khí là ngành công nghiệp nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và công nghệ kỹ thuật cao... Để vượt qua các thách thức mang tính đặc thù này, Chiến lược phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 đã xác định rất rõ vai trò quan trọng của khoa học công nghệ và coi đây là một trong những giải pháp đột phá nhằm nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh và sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói riêng, ngành Dầu khí Việt Nam nói chung.

**Ph. Trong chương trình làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc, nhấn mạnh "Làm công việc lớn của đất nước trong bối cảnh cạnh tranh quốc tế cao mà không để văn hóa khoa học công nghệ mất thì cần như thế nào?". Theo ông, sự hướng phát triển của khoa học công nghệ trong thế giới ảnh hưởng đến sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam như thế nào?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Xu hướng phát triển công nghệ trên thế giới đang ảnh hưởng lớn đến sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam như: chi phí khai thác dầu đã giảm, giảm, sản lượng tiếp tục gia tăng; việc ứng dụng phần cứng 3D, 4D và kỹ thuật địa vật lý giếng khoan mới giúp nâng cao độ tin cậy và chính xác hơn của các phép tính toán; sử dụng kết hợp phương án phát triển nhanh và tối ưu khai thác để đạt hệ số thu hồi dầu khí cao nhất; công nghệ LNG, GTL trên biển sẽ giúp chuyển hóa khí thành sản phẩm lỏng có giá trị, hiệu quả kinh tế cao.

Lĩnh vực thăm dò đã chín sục phát triển theo hướng ứng dụng các tiến bộ khoa học vật lý và công nghệ thông tin nhằm nâng cao chất lượng thu tin hiệu, nâng cao độ phân giải của các dữ liệu nghiên cứu thăm dò có kích thước nhỏ, ở độ sâu lớn, trong môi trường địa chất phức tạp; khai thác các thuộc tính đặc biệt của sóng địa chấn để dự báo các đặc tính vật lý của địa tầng nghiên cứu, phát triển các công nghệ về phân cứng và phân mềm cho phép nhận, phân tích trực tiếp hình ảnh đo lường trong không gian 3D, 4D. Xu hướng công nghệ hướng tới nghiên cứu và phát triển ứng dụng thực địa vật lý giếng khoan đưa trên sự phát triển của khoa học vật lý, công nghệ cơ khí, điện tử, phần mềm để thu được thông tin trực tiếp, tin cậy nhất, giảm thời gian dùng khoan cho đơn vị vật lý giếng khoan, tăng độ chính xác, tăng hiệu quả của công nghệ thăm dò, đa dạng đối tượng dịch vụ giếng khoan đường kính nhỏ, giếng khoan nhỏ và giếng nông độ và điều kiện môi trường. Minh chứng tích hợp nhiều



**Ông Trần Việt Hòa**  
Vụ trưởng Vụ Khoa học và Công nghệ, Bộ Công Thương

4 ISSUE SỐ 32/2018

**TIÊU ĐIỂM**



### GI "GIỚI THIỆU" VỀ CHỈ PHỤ VÀ CÔNG NGHIỆP HỆ QUẢN TRỊ TỐT ĐỂ MÔI TRƯỜNG MỎN TRƯỜNG GIẢI DẦU THÁP

**Tại Hội nghị Khoa học "Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam", các chuyên gia, nhà khoa học trong nước và thế giới đã tập trung thảo luận, phân tích các thách thức đối với lĩnh vực dầu khí để biết là khoa học ứng dụng, để báo về hướng đi phát triển quan đến công tác tài chính, tài sản báo danh mục đầu tư, sử dụng chiến lược bền vững để đảm bảo, ứng dụng công nghệ mới... để giúp các công ty dầu khí tiết giảm chi phí và có thể cạnh tranh tốt hơn trong môi trường giá dầu thấp**


**Cạnh tranh tốt hơn khi giá dầu thấp**

Hội nghị khoa học do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tổ chức với chủ đề "Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam" đã thể hiện góc nhìn đa chiều của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các vấn đề thực tiễn, cơ bản và chuyên sâu, xu thế phát triển ngành, hướng an và dài hạn của ngành Dầu khí Việt Nam.

Hội nghị tập trung thảo luận các vấn đề liên quan đến chương trình nghiên cứu khoa học của Viện của VPI, nâng cao hiệu quả công tác tin tức, thăm dò dầu khí trong bối cảnh giá dầu thấp. Đây mạnh ứng dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (IEOR) tại Việt Nam; Xã lý và chế biến sâu khí

10 ISSUE SỐ 32/2018


## NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

 **THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ**

**22.** Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ, Kỳ I: Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ và quá trình khai thác

**29.** Phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, bể Cửu Long

**35.** Thử nghiệm hệ dung dịch khoan Protrol tại giếng khoan 902-RC9, mỏ Rồng, bể Cửu Long

 **AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

**42.** Giải pháp ứng cứu khẩn cấp giàn khoan biển di động trong mùa mưa bão

 **CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ**

**51.** Nghiên cứu giải pháp tổ chức thị công hợp lý để lắp đặt hệ thống neo giữ công trình biển nổi trong điều kiện biển Việt Nam

PETROVIETNAM

**PHƯƠNG PHÁP ỨNG DỤNG ĐỊA NHIỆT TRONG XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU NHIỄU PARAFFIN Ở MỎ BẠCH HỒ VÀ MỎ RỒNG, BẾ CỬU LONG**

**Phan Đức Tuấn\*, Nguyễn Thái Kháng\*, Trần Bình Kiên\*, Nguyễn Văn Mạnh\*, Nguyễn Văn Trung\***  
 \*Liên doanh Việt - Nga "VietNepetro"  
 Hội Dầu Khí Việt Nam  
 Địa chỉ: Số 10, Đường Lê Lợi  
 Email: tuangp@petrovietnam.com

**Tóm tắt**

Dầu thô khai thác từ các giếng như BHC tại mỏ Bạch Hổ và Rồng có nhiệt độ trung bình từ 35 - 45°C, chứa nhiều paraffin. Để nhớt và nhiệt độ đồng đều cao, để vận chuyển bằng đường ống ngoài biển từ các giếng như đến giàn xử lý dầu thô gần công nghệ trung tâm, dầu thô cần phải được xử lý bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc (depresant). Kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng cho thấy để xử lý dầu nhiễm paraffin đạt tiêu chuẩn dầu thô phải có nhiệt độ không thấp hơn 65°C (T > 65°C) sau khi nhiệt độ kết tinh paraffin khoảng 5 - 10°C.

Bài báo giới thiệu phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong xử lý dầu để vận chuyển dầu nhiễm paraffin, đồng thời xác lập công thức cụ thể cho sự thay đổi của nhiệt độ theo chiều sâu cho các tầng các phân: tầng móng, Oligocene và Miocene từ đó hình thành hóa thạch số, để lập đất vận hành xử lý hóa phẩm xử lý paraffin đạt tiêu chuẩn cao nhất.

Từ khóa: Paraffin, biến thiên nhiệt độ theo độ sâu, nhiệt độ đông đặc, tính chất lưu biến, Bạch Hổ Rồng.

**1. Giới thiệu**

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu ở các giếng mỏ móng và collector loại nguyên (Miocene dưới, Oligocene dưới, Oligocene trên). Dầu thô khai thác chứa nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường. Bảng 1 trình bày một số tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng có các tính chất đặc trưng sau:

- Dầu có nhiệt độ cao và hàm lượng paraffin lớn, dao động ở mức 16 - 33% khối lượng. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 29 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi độ nhớt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C.

**Bảng 1. Tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng [1]**

Các thông số lý hóa	Bạch Hổ	Mỏ dầu	Rồng
Khối lượng riêng ở 20°C (kg/m <sup>3</sup> )	892 - 870,7		890 - 873,9
Nhiệt độ đông đặc (°C)	33,3 - 37,5		31,5 - 36,5
Nhiệt độ kết tinh paraffin (°C)	58 - 61		58 - 60
Khối lượng paraffin (%)	25,7 - 28,7		21,5 - 27,7
Độ nhớt (mm <sup>2</sup> /s) ở 70°C	6,61 - 10,44		7,5 - 15,35
Hàm lượng lưu huỳnh (%) khối lượng	3,65 - 6,24		4,6 - 11,8
Hàm lượng paraffin (%) khối lượng	0,039 - 0,081		0,079 - 0,062
Hàm lượng paraffin (%) khối lượng	21,7 - 32,5		19,34 - 24,73
Asphalten và nhựa (%) khối lượng	2,02 - 10,06		6,95 - 13,26
Hàm lượng các (%) khối lượng	0,58 - 3,74		1,98 - 4,11
Tỷ lệ kết dầu (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1,95 - 2,00		49 - 120
Nhiệt độ sôi ban đầu (°C)	95,8		80
Thành phần phân đoạn (%) thể tích			
đến 150°C	0,1		0,1
đến 150°C	5,7		6
đến 200°C	15,2		14
đến 250°C	26,2		22
đến 300°C	37,2		32,8
đến 350°C	52,6		49

Nguồn tài liệu: [1] [2] [3]. Ngày biên dịch: 04/01/2017. Ngày ban hành: 04/01/2017.

**29**



**DẦU KHÍ THẾ GIỚI**

**62.** Ảnh hưởng của công nghệ tới lĩnh vực năng lượng từ 2020 - 2050

**FOCUS**

More efficiency, toward sustainability for Vietnam's oil and gas resources ..... **4**

"Bottleneck" in costs and technologies to be removed for better competitiveness in a low oil price environment ..... **10**

First five months of 2018: Petrovietnam records total production output of 10.44 million tons of oil equivalent ..... **14**

Competitiveness of oil refineries and petrochemical plants to be enhanced ..... **16**

Dung Quat Refinery produces 3.569 million tons of products ..... **18**

**SCIENTIFIC RESEARCH**

Enhanced oil recovery solutions and technologies for final phase of granite basement reservoir of Bach Ho field Chapter 1: Granite fractured basement reservoir of Bach Ho field and production performance ..... **22**

Geothermal applications in the treatment and transport of high paraffin oil in Bach Ho and Rong fields ..... **29**

Field trial of drilling fluid system Protrol on well 902-RC9 in Rong field, Cuu Long basin ..... **35**

Emergency response for mobile offshore drilling unit in storm season ..... **42**

A study of appropriate solutions for construction and installation of floating structures' mooring system in Vietnam's sea conditions ..... **51**

**NEWS**

GE recommends technological solutions for Petrovietnam ..... **67**

Frequency of maintenance of Dung Quat Refinery to be reduced ..... **68**

Vietsovpetro installs jacket for CTC-01 platform ..... **69**

Corrosion in the oil and gas industry ..... **70**

Odfjell Drilling to drill 6 wells for Equinor in the Atlantic Ocean ..... **72**

Pakistan constructs North-South gas pipeline ..... **73**

# KHAI THÁC VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ, BỀN VỮNG TÀI NGUYÊN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Dầu khí là ngành công nghiệp nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và công nghệ kỹ thuật cao... Trong bối cảnh cách mạng công nghiệp 4.0 đang diễn ra mạnh mẽ trên quy mô toàn cầu, sáng tạo và đổi mới công nghệ là chìa khóa nâng cao năng suất lao động, chất lượng tăng trưởng và sự phát triển bền vững của doanh nghiệp. Bên lề Hội nghị khoa học “Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam tổ chức, Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trao đổi với ông Trần Việt Hòa - Vụ trưởng Vụ Khoa học và Công nghệ, Bộ Công Thương về định hướng nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ để thực hiện thành công chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

**PV: Ông đánh giá như thế nào về vai trò của khoa học công nghệ đối với sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Dầu khí là ngành công nghiệp nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và công nghệ kỹ thuật cao... Để vượt qua các thách thức mang tính đặc thù này, Chiến lược phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 đã xác định rất rõ vai trò quan trọng của khoa học công nghệ và coi đây là một trong những giải pháp đột phá nhằm nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh và sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói riêng, ngành Dầu khí Việt Nam nói chung.

**PV: Trong chương trình làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh “Làm công việc lớn của đất nước trong bối cảnh cạnh tranh quốc tế cao mà không đặt vấn đề khoa học công nghệ mới thì coi như thất bại”. Theo ông, xu hướng phát triển của khoa học công nghệ trên thế giới ảnh hưởng đến sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam như thế nào?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Xu hướng phát triển công nghệ trên thế giới đang ảnh hưởng lớn đến sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam như: chi phí khai thác dầu đá phiến giảm, sản lượng tiếp tục gia tăng; việc ứng dụng phân tích 3D, 4D và kỹ thuật địa vật lý giếng khoan mới giúp nâng cao độ tin cậy và chính xác hơn của các phép tính toán; sử dụng kết hợp phương án phát triển nhanh và tối ưu khai thác để đạt hệ số thu hồi dầu khí cao nhất; công nghệ CNG, GTL trên biển sẽ giúp chuyển hóa khí thành sản phẩm lỏng có giá trị, hiệu quả kinh tế cao...

Lĩnh vực thăm dò địa chấn sẽ phát triển theo hướng ứng dụng các tiến bộ khoa học vật lý và công nghệ thông tin nhằm nâng cao chất lượng thu tín hiệu, nâng cao độ phân giải của các đối tượng nghiên cứu thăm dò có kích thước nhỏ, ở độ sâu lớn, trong môi trường địa chất phức tạp; khai thác các thuộc tính đặc biệt của sóng địa chấn để dự báo các đặc tính vật lý của đối tượng nghiên cứu; phát triển các công nghệ về phần cứng và phần mềm cho phép nhìn, phân tích trực tiếp hình ảnh đối tượng trong không gian 3D, 4D. Xu hướng công nghệ hướng tới nghiên



**Ông Trần Việt Hòa**

Vụ trưởng Vụ Khoa học và Công nghệ, Bộ Công Thương

cứu đa đối tượng trong dải độ sâu lớn; công nghệ địa chấn hệ thống nhỏ (microsystem) mục đích tăng độ nghiên cứu chi tiết và tăng đáng kể về độ phân giải (Mỹ đã áp dụng thành công cho vỉa chứa chặt sét).

Xu thế công nghệ trong lĩnh vực địa vật lý giếng khoan dựa trên sự phát triển của khoa học vật lý, công nghệ cơ khí, điện tử, phần mềm để thu được thông tin trực tiếp, tin cậy nhất, giảm thời gian dừng khoan cho đo địa vật lý giếng khoan, tăng đường cong/tham số tối đa trong một lần đo, đa dạng đối tượng dịch vụ (giếng khoan đường kính nhỏ, giếng khoan mở và giếng chống ống) và điều kiện môi trường. Minh giải tích hợp nhiều



Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS



**ÔNG TRẦN SỸ THANH - CHỦ TỊCH HĐQT  
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

**Những nhiệm vụ quan trọng được đặt ra đối với hoạt động khoa học công nghệ hiện nay là tiếp tục đổi mới cơ chế hoạt động, nâng cao hiệu quả công tác quản lý theo tinh thần đổi mới của Luật Khoa học và Công nghệ; sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, khuyến khích, đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng và chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển bền vững và nâng cao năng lực cạnh tranh của Tập đoàn; nghiên cứu và phát triển bám sát với nhu cầu thị trường và yêu cầu của Tập đoàn; tiếp tục tăng cường năng lực khoa học công nghệ của Tập đoàn, xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ với các chuyên gia đầu ngành, có trình độ chuyên môn cao, có khả năng dẫn dắt, định hướng công tác nghiên cứu của Tập đoàn.**

**Với những nhiệm vụ cấp bách và khó khăn như vậy, trong kỷ nguyên mà cuộc cách mạng công nghiệp 4.0 trên thế giới đang diễn ra hết sức nhanh chóng, hơn ai hết các nhà khoa học, các cán bộ kỹ thuật, cán bộ quản lý khoa học công nghệ của Tập đoàn phải là những người tích cực nhất, tiên phong trong việc tìm hiểu, nghiên cứu, ứng dụng khoa học - kỹ thuật - công nghệ, với khát vọng vươn lên, khát khao cống hiến của những nhà khoa học chân chính và đáng kính.**

đường cong, các tài liệu khác nhau sử dụng mạng neuron nhân tạo (ANN) nâng cao độ tin tưởng các phép toán dự báo tính chất vật lý của vỉa chứa.

Trên thế giới đang áp dụng các công nghệ khoan hiện đại nhằm tiết giảm chi phí khoan, khoan khu vực nước sâu, khoan các đối tượng mỏ dầu khí có độ sâu lớn... Các xu hướng công nghệ khoan đang được phát triển gồm: công nghệ khoan bằng ống chống (casing drilling); công nghệ khoan giếng đơn thân (single diameter well); công nghệ khoan thân giếng nhỏ (slim hole, micro hole); công nghệ khoan kết hợp lấy dữ liệu ảnh địa chấn (seismic imaging while drilling, real-time); công nghệ dung dịch khoan đáp ứng thi công khoan đối với khu vực có nhiệt độ cao, áp suất cao; khoan dưới áp suất cân bằng; khoan giếng đa thân; khoan ngang; công nghệ khoan tại khu vực nước sâu xa bờ, khoan giếng có độ sâu khoan lớn.

Công nghệ khai thác mới đang ứng dụng trên thế giới gồm: công nghệ tăng cường hiệu quả của bơm ép nước, cải thiện thu hồi dầu sơ cấp

(IOR); công nghệ khai thác các mỏ có độ thấm nhỏ, siêu nhỏ như dầu chặt sét, khí đá phiến,... đòi hỏi hoàn thiện giếng khai thác bằng nút vỉa thủy lực; công nghệ khai thác đối với đối tượng carbonate hang hốc - nứt nẻ; công nghệ khai thác các mỏ thuộc khu vực nước sâu xa bờ (đầu giếng ngầm,...); công nghệ số nhằm tăng cường quản lý, giám sát quá trình khai thác (hệ thống đo lường tự động, quản lý khai thác trực tuyến,...); công nghệ khai thác mỏ dầu khí phi truyền thống... Công nghệ nâng cao thu hồi dầu tam cấp (EOR): công nghệ trộn lẫn (hydrocarbon, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>...), hóa học, nhiệt, vi sinh hóa lý (MEOR), khí nước luân phiên (WAG). Trong đó, phương pháp được phát triển mạnh nhất là phương pháp hóa học (chất hoạt động bề mặt, polymer, alkane, alkali - polymer (AP), alkaline - surfactant - polymer (ASP), surfactant - alkaline - polymer (SAP), vật liệu nano...). Các sản phẩm công nghệ trên hướng tới mục tiêu phù hợp với đặc tính đá chứa - chất lưu, bền nhiệt để tăng phạm vi, hiệu quả ứng dụng, và thân thiện môi trường, đa dạng sinh học.





Xu thế ứng dụng công nghệ vật liệu thế hệ mới siêu bền, chịu ăn mòn và mài mòn, độ bền cơ học cao trong điều kiện vận hành khắc nghiệt như môi trường ăn mòn, nhiệt độ và áp suất cao... Nhiều nhà máy đang nghiên cứu ứng dụng vật liệu composite, hợp kim đặc biệt trên nền Al (nhôm), vật liệu nano (carbon nano tube, nanofiber...).

Để nâng cao hiệu quả kinh tế đối với các dự án lọc - hóa dầu, các công ty trên thế giới đã tập trung nghiên cứu công nghệ nhằm tăng hiệu quả sử dụng năng lượng: năng lượng nhiệt và năng lượng điện. Vấn đề cải tiến công nghệ để tiết kiệm năng lượng vận hành được đặt ra ngay từ giai đoạn thiết kế với các chu trình

chuyển hóa hợp lý để tận sử dụng tối đa năng lượng dư thừa, giảm tiêu hao năng lượng.

Đối với công nghệ lọc dầu, các nghiên cứu tập trung giảm giới hạn về tính chất nguyên liệu, nâng cao chất lượng sản phẩm. Về mặt công nghệ, xu hướng chính hiện nay trong lĩnh vực lọc dầu là cải tiến, nâng cấp công nghệ lọc dầu để có thể chế biến dầu thô nặng, nhiều lưu huỳnh và tạp chất, cho ra sản phẩm chứa ít các chất có ảnh hưởng xấu đến môi trường (các tạp chất chứa lưu huỳnh, olefin, aromatics). Nhóm công nghệ được dự báo sẽ có sự phát triển mạnh trong thời gian tới để đáp ứng nhu cầu cả về nguyên liệu và sản phẩm là nhóm

các công nghệ liên quan đến hydro: hydrotreating, hydrocracking và các công nghệ sản xuất hydro. Để kéo dài chuỗi giá trị gia tăng, giảm rủi ro và tăng lợi nhuận, xu hướng xây dựng các nhà máy lọc dầu hiện tại và trong tương lai là tích hợp tối đa với hóa dầu từ các sản phẩm lọc dầu.

Đối với công nghệ hóa dầu, xu hướng công nghệ mới là chuyển hóa khí methane thành các sản phẩm hóa dầu trung gian có giá trị cao như các olefin hay aromatic rồi từ đó sản xuất các sản phẩm hóa dầu. Để giảm phát thải CO<sub>2</sub> ra môi trường, việc sử dụng các nguyên liệu có nguồn gốc sinh học như ethanol để sản xuất các sản phẩm hóa dầu trung gian (ethylene) rồi các sản phẩm hóa dầu khác trong



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Minh Trí



**TS. NGUYỄN QUỐC THẬP - PHÓ TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

Khoa học công nghệ góp phần nâng cao năng suất lao động, giảm chi phí, giá thành sản xuất, gia tăng tỷ lệ chất xám trong cấu thành sản phẩm. Với quan điểm khoa học công nghệ là công cụ quan trọng để nâng cao năng lực cạnh tranh và thực hiện thành công Chiến lược phát triển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang liên tục nghiên cứu, triển khai, ứng dụng và chuyển giao công nghệ

mới, tối ưu hóa vận hành và tiết kiệm năng lượng để nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất.

Các hoạt động khoa học công nghệ dầu khí cần được triển khai trên cơ sở phát huy nội lực, kết hợp chặt chẽ với hợp tác trong nước, quốc tế, gắn kết nghiên cứu - đào tạo - sản xuất, đồng thời không ngừng nâng cao chất lượng nguồn nhân lực khoa học công nghệ để tạo thành sức mạnh tổng hợp và nâng cao năng lực cạnh tranh...

Là đơn vị đóng vai trò trung tâm trong thực hiện giải pháp này, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cần đẩy mạnh công tác nghiên cứu, cung cấp nhiều hơn nữa các giải pháp khoa học - công nghệ và quản lý hữu ích cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các công ty, nhà thầu dầu khí nhằm mục tiêu: gia tăng trữ lượng dầu khí, tối ưu hóa khai thác, nâng cao thu hồi dầu, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cũng như đầu tư sản xuất sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao...

chuỗi như PE sinh học, PET sinh học cũng là xu hướng đang phát triển.

Các công nghệ mới này sẽ mở ra nhiều cơ hội cho ngành Dầu khí đó là khả năng khai thác, sử dụng hiệu quả tài nguyên để tạo ra các sản phẩm có chất lượng và giá trị gia tăng cao nhưng đồng thời cũng tạo ra áp lực cạnh tranh rất lớn giữa các doanh nghiệp trong ngành Dầu khí và chỉ những doanh nghiệp nào có khả năng nắm bắt, tiếp nhận và thậm chí là tạo ra được những công nghệ mới, đột phá mới có thể tồn tại và phát triển trong môi trường cạnh tranh ngày càng khốc liệt.

**PV: Trong bối cảnh giá dầu thô diễn biến khó lường, điều kiện triển khai các**

**dự án dầu khí ngày càng khó khăn, sức ép về thu xếp vốn rất lớn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần phải tập trung thực hiện các giải pháp trọng tâm nào để đạt được mục tiêu nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả, thưa ông?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị cần tiếp tục bám sát diễn biến giá dầu để có các giải pháp kịp thời ứng phó; rà soát các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò - thăm lượng, công tác phát triển mỏ mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện. Áp dụng các công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm thăm dò cho đối tượng có

cấu tạo nhỏ và bẫy phi cấu tạo, tận thềm dò khai thác.

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu quốc tế, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là xác định đối tượng, vị trí các giếng khoan thăm dò - thăm lượng; quản lý, giám sát chặt chẽ các dự án phát triển mỏ nhằm đưa các mỏ/công trình mới vào khai thác theo đúng tiến độ; cập nhật kết quả giếng khoan để có sự điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, đảm bảo gia tăng đủ trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong năm 2019, 2020 và những năm tiếp theo.





Các đơn vị trong lĩnh vực lọc hóa dầu cần chủ động dự báo, tính toán hợp lý cơ cấu loại hình sản phẩm của từng nhà máy, trong từng thời điểm theo biến động ảnh hưởng từ giá dầu và thị trường, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh; thực hiện tiết giảm 5 - 10% chi phí biến đổi trong cơ cấu giá thành sản phẩm.

Tôi cho rằng trong điều kiện khó khăn như hiện nay việc tối ưu chi phí là yêu cầu cấp thiết. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục tăng cường nghiên cứu, triển khai, ứng dụng và chuyển giao công nghệ mới, đồng thời đẩy mạnh công tác sáng kiến,

sáng chế, cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất, nhằm tiết kiệm chi phí, tối ưu hóa vận hành, tiết kiệm năng lượng...

**PV: Quan điểm tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn 2017 - 2025 là 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. Để thực hiện mục tiêu này, xin ông cho biết yêu cầu đặt ra với công tác nghiên cứu khoa học trong thời gian tới như thế nào?**

**Ông Trần Việt Hòa:** Tôi cho rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần: xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ đầu ngành, có trình độ cao, có khả năng định hướng nghiên cứu, tập hợp và đào tạo đội ngũ các nhà khoa học kế cận, dành công sức, tâm huyết cho những lĩnh vực khoa học công nghệ mũi nhọn của ngành; tăng cường nghiên cứu, ứng dụng và chuyển giao công nghệ; tăng cường gắn kết giữa nghiên cứu khoa học - đào tạo - ứng dụng.

Đổi mới cơ chế hoạt động, nâng cao hiệu quả quản lý theo tinh thần đổi mới của Luật Khoa học và Công



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

nghe, bám sát nhu cầu thị trường và yêu cầu của ngành Dầu khí; đổi mới nhận thức, tư duy, đẩy mạnh đào tạo, sử dụng đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ; xây dựng và hoàn thiện chính sách khuyến khích, chính sách đầu tư cho hoạt động nghiên cứu khoa học, sáng tạo đổi mới trong ngành.

Đánh giá công nghệ, xây dựng lộ trình công nghệ thích hợp cho ngành Dầu khí; xác định công nghệ cần phải chiếm lĩnh trong từng lĩnh vực cụ thể; Từng bước nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ đáp ứng xu thế công nghệ của cuộc cách mạng



**TS. NGUYỄN ANH ĐỨC**  
**VIỆN TRƯỞNG VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

Peter F. Drucker, cha đẻ của quản lý hiện đại đã từng nói “Cách tốt nhất để dự đoán tương lai là tạo ra nó”. Trong 40 năm qua, VPI đã và đang hỗ trợ PVN và ngành Dầu khí Việt Nam tạo ra một tương lai cạnh tranh và bền vững bằng cách sử dụng hiệu quả tối đa tài sản và nghiên cứu để tạo ra những đột phá lớn. Trong đó việc sử dụng hiệu quả tài sản bao gồm việc khai thác tiềm năng dầu khí trong toàn bộ thềm lục địa và lãnh thổ, duy trì hoạt động an toàn, ổn định, kiểm soát, tối ưu hóa chi phí vận hành và tăng cường/nâng cao thu hồi dầu. Trong khi đó các đột phá về khoa học công nghệ đã đạt được trong việc tìm thấy dầu ở đá móng granitoid nứt nẻ, nghiên cứu năng lượng thay thế bao gồm nhiên liệu sinh học và khí hydrate, lập và triển khai các dự án quy mô lớn và có vai trò thay đổi

công nghiệp lần thứ 4. Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ nhằm nâng cao khả năng cạnh tranh của ngành Dầu khí, tạo ra sản phẩm quốc gia của ngành theo hướng phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường.

Xây dựng lộ trình đầu tư phát triển cơ sở hạ tầng nghiên cứu khoa

ngành dầu khí và ứng dụng công nghệ kỹ thuật số.

Trong khi cuộc cách mạng công nghiệp thứ nhất đã thay thế cơ bắp con người bằng động cơ hơi nước, thì cuộc cách mạng thứ tư đang thay thế bộ não con người bằng trí tuệ nhân tạo. Việc ứng dụng công nghệ kỹ thuật số chắc chắn sẽ giúp PVN trở nên cạnh tranh bền vững trong thời gian tới. Với cơ sở dữ liệu lớn về 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 PVN thực hiện thành công việc chuyển đổi kỹ thuật số bằng cách 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.

Thông qua sự hợp tác chặt chẽ với các viện nghiên cứu, trường đại học và các doanh nghiệp trong nước và quốc tế, VPI đã và đang tích cực nghiên cứu và ứng dụng công nghệ theo 4 định hướng: Thăm dò dầu khí hiệu quả trong bối cảnh giá dầu thấp; Đẩy mạnh IOR/EOR tại Việt Nam; Xử lý và chế biến khí giàu CO<sub>2</sub> ở Việt Nam; Quản lý rủi ro trong bối cảnh ngành dầu khí nhiều biến động. Những định hướng nghiên cứu và phát triển dài hạn này chắc chắn sẽ mang lại giá trị không chỉ cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mà còn cho ngành Dầu khí trong việc tối đa hóa giá trị của nguồn tài nguyên dầu khí Việt Nam.

học công nghệ; trước mắt, lựa chọn một số lĩnh vực ưu tiên để đầu tư tăng cường năng lực nghiên cứu, trang thiết bị phục vụ nghiên cứu ngang tầm khu vực và thế giới trong một số lĩnh vực.

**PV: Xin trân trọng cảm ơn ông.**  
**Việt Hà (thực hiện)**





## GỠ “NÚT THẮT” VỀ CHI PHÍ VÀ CÔNG NGHỆ ĐỂ CẠNH TRANH TỐT HƠN TRONG MÔI TRƯỜNG GIÁ DẦU THẤP

*Tại Hội nghị Khoa học “Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam”, các chuyên gia, nhà khoa học trong nước và thế giới đã tập trung thảo luận, phân tích các thách thức đối với lĩnh vực dầu khí đặc biệt là khâu thượng nguồn, dự báo xu hướng giá năng lượng đến năm 2040, từ đó đề xuất các giải pháp liên quan đến công tác tái cơ cấu, tối ưu hóa danh mục đầu tư, xây dựng chiến lược cho toàn bộ trầm tích, ứng dụng công nghệ mới... để giúp các công ty dầu khí tiết giảm chi phí và có thể cạnh tranh tốt hơn trong môi trường giá dầu thấp*

### Cạnh tranh tốt hơn khi giá dầu thấp

Hội nghị khoa học do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tổ chức với chủ đề “Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam” đã thể hiện góc nhìn đa chiều của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các vấn đề: thực trạng, cơ hội và thách thức, xu thế phát triển ngắn hạn,

trung hạn và dài hạn của ngành Dầu khí Việt Nam.

Hội nghị tập trung thảo luận các vấn đề liên quan đến chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn của VPI: Nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong bối cảnh giá dầu thấp; Đẩy mạnh ứng dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (IOR/EOR) tại Việt Nam; Xử lý và chế biến sâu khí





Mô Bạch Hồ. Ảnh: Huy Hùng



TS. PHAN MINH QUỐC BÌNH  
PHÓ VIỆN TRƯỞNG VPI, HIỆU  
TRƯỞNG ĐẠI HỌC DẦU KHÍ  
VIỆT NAM

**Nguồn khí Việt Nam tập trung chủ yếu tại các mỏ khí của các bể Sông Hồng, bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn và bể Malay - Thổ Chu. Tuy nhiên, một số mỏ khí này có chất lượng thấp do hàm lượng CO<sub>2</sub> khá cao (lên đến trên 30%). Các nghiên cứu ban đầu của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy tổng trữ lượng có thể thu hồi của khí thiên nhiên có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao ở Việt Nam khoảng 200 tỷ m<sup>3</sup>. Để sử dụng hiệu quả nguồn khí thiên nhiên giàu CO<sub>2</sub>, các nhà khoa học trong nước và thế giới đang nghiên cứu các giải pháp công nghệ để xử lý khí, đặc biệt là chuyển hóa CO<sub>2</sub> thành các sản phẩm có giá trị gia tăng cao, giảm thiểu việc thải CO<sub>2</sub> trực tiếp ra môi trường, giảm hiệu ứng nhà kính và nâng cao hiệu quả sử dụng bền vững nguồn tài nguyên khí tự nhiên. Hội nghị của VPI đã tập trung thảo luận các vấn đề về khoa học, công nghệ liên quan đến lĩnh vực xử lý, chế biến khí tự nhiên giàu CO<sub>2</sub>, từ đó xác định các hướng đi phù hợp, khả thi cho việc sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên giàu CO<sub>2</sub> tại Việt Nam trong thời gian tới.**

có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao; Quản trị rủi ro trong môi trường dầu khí có nhiều biến động. Từ đó, Hội nghị tìm kiếm và đề xuất các giải pháp cụ thể về nghiên cứu phát triển, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả quản trị và quản lý cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Trong phiên toàn thể “Khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên dầu khí, hướng tới sự phát triển bền vững”, ông Robert Chambers - chuyên gia của IHS Markit đã tập trung phân tích các thách thức đối với lĩnh vực dầu khí đặc biệt là khâu thượng nguồn, dự báo xu hướng giá năng lượng đến năm 2040, từ đó

đề xuất các giải pháp liên quan đến công tác tái cơ cấu, tối ưu hóa danh mục đầu tư, xây dựng chiến lược cho toàn bể trầm tích, ứng dụng công nghệ mới... để giúp các công ty dầu khí tiết giảm chi phí và có thể cạnh tranh tốt hơn trong môi trường giá dầu thấp.

“Các công ty dầu khí tập trung vào điểm giao giữa chi phí và công nghệ để có thể cạnh tranh tốt hơn trong môi trường giá dầu thấp. Điều kiện thị trường buộc các doanh nghiệp phải ưu tiên các chương trình công nghệ phù hợp nhất, tái cơ cấu một cách hiệu quả với cấu trúc chi phí thấp hơn” - đại diện IHS Markit nhấn mạnh.



Hội nghị Khoa học “Khai thác và sử dụng hiệu quả, bền vững tài nguyên dầu khí Việt Nam” thu hút sự quan tâm của các chuyên gia, nhà khoa học trong nước và quốc tế. Ảnh: VPI

Về vấn đề này, TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Chủ tịch Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng: “Không ứng dụng khoa học công nghệ, Petrovietnam sẽ không thể bứt phá, tồn tại”. Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung phát triển lĩnh vực công nghiệp khí, tìm kiếm và khai thác các mỏ khí tiềm năng. VPI không chỉ tập trung đầu tư vào nghiên cứu phát triển (R&D) mà còn phải ứng dụng công nghệ tiên tiến, hợp tác với các công ty dầu khí nước ngoài để đưa các công nghệ mới nhất vào Việt Nam, nâng cao công tác quản lý rủi ro trong môi trường dầu khí có nhiều biến động.

**Tối ưu công nghệ, quản trị hiệu quả**

Phân ban tìm kiếm thăm dò

dầu khí “Nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong bối cảnh giá dầu thấp” đã tổng hợp các số liệu, phân tích cơ hội và định hướng tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong thời gian tới cũng như thể hiện các kết quả nghiên cứu cơ bản, chuyên sâu về địa chất, địa vật lý, địa hóa... cũng như ứng dụng các công nghệ mới phục vụ và nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

Ngoài các dạng đá chứa phổ biến, các nghiên cứu cũng đã tập trung vào đặc trưng các dạng đá chứa phi truyền thống như đá chứa carbonate bị biến đổi mạnh, đá cát kết chặt sít, đá móng hang hốc nứt nẻ cũng như các kỹ thuật nhận dạng, xác định sự phân bố và chất lượng đá chứa, đặc biệt là ở các khu vực phức

tạp (nước sâu, xa bờ), các mỏ dầu khí nhỏ/mỏ cận biên, các mỏ khí gồm các vỉa khí nhỏ, đa tầng... Các bài trình bày cũng cho thấy kết quả ứng dụng công nghệ mới, tiên tiến đã góp phần đáng kể làm tăng hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò và thăm lượng các khu vực.

Phân ban khai thác dầu khí “Đẩy mạnh ứng dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (IOR/EOR) tại Việt Nam” đã tập trung thảo luận các giải pháp công nghệ nhằm kiểm chế đà suy giảm sản lượng, cải thiện hiệu quả khai thác và gia tăng hệ số thu hồi dầu cho các mỏ tại Việt Nam.

TS. Nguyễn Hữu Trung - chuyên gia của Viện Dầu khí Việt Nam cho biết sau một thời gian dài khai thác, các mỏ dầu lớn của Việt Nam (như





Bạch Hồ, Rạng Đông, Sư Tử Đen...) đã đi vào giai đoạn suy giảm sản lượng, cùng với đó là độ ngập nước tăng cao tại một số giếng khai thác, đồng thời xuất hiện các hiện tượng phức tạp như: sa lắng muối, hình thành paraffin hay xuất hiện cát trong lòng giếng, làm giảm khả năng khai thác của giếng. Việc nghiên cứu các giải pháp kiểm chế ã suy giảm sản lượng, cải thiện hiệu quả khai thác và gia tăng hệ số thu hồi dầu đối với các mỏ dầu khí hiện nay là nhiệm vụ cấp thiết đối với ngành Dầu khí.

Theo TS. Nguyễn Hữu Trung, tầng đá móng granite nứt nẻ là tầng chứa dầu chính chiếm hơn 50% sản lượng dầu khai thác tại Việt Nam. Các vỉa chứa dầu chủ yếu áp dụng giải pháp thứ cấp bơm ép nước, song do tính



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

**Quản trị rủi ro là một thành tố quan trọng trong hệ thống quản trị doanh nghiệp tiên tiến. Để có hệ thống quản trị tốt, quản trị rủi ro cần phải thực hiện theo chuẩn mực quốc tế, gắn với các mục tiêu của chiến lược kinh doanh, bảo đảm**

không đồng nhất của vỉa chứa cao, đặc biệt là bơm ép nước trong tầng đá móng nứt nẻ có thể trở nên kém hiệu quả hơn khi các giếng khai thác bị ngập nước. TS. Nguyễn Hữu Trung cho rằng bơm ép hóa chất và bơm ép khí là giải pháp khả thi nhất để nâng cao hệ số thu hồi dầu, đặc biệt là đối với các vỉa chứa clastic; đồng thời cần có kế hoạch triển khai EOR tổng thể theo từng khu vực.

Phân ban "Xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao tại Việt Nam" tập trung thảo luận các vấn đề về khoa học, công nghệ liên quan đến lĩnh vực xử lý, chế biến khí tự nhiên giàu CO<sub>2</sub>. Các chuyên gia đến từ các nhà cung cấp công nghệ, viện nghiên cứu hàng đầu thế giới về lĩnh vực xử lý, chế biến khí giàu CO<sub>2</sub> đã cung cấp thông tin mới nhất về các giải pháp công nghệ, các định hướng nghiên cứu phát triển mới nhất hiện nay, qua đó sẽ giúp cho

**ngăn ngừa, hoặc điều chỉnh kịp thời hoạt động khi rủi ro ảnh hưởng tiêu cực và kịp thời nắm bắt cơ hội nếu rủi ro có thể ảnh hưởng tích cực đến kết quả sản xuất kinh doanh. Môi trường dầu khí hiện nay có nhiều biến động: giá cả, cung cầu, công nghệ, địa chính trị và nhiều yếu tố khác.**

**Từ các mô hình, phương pháp tiếp cận, công nghệ tiên tiến trong quản trị rủi ro trên thế giới, Hội nghị đã trao đổi, thảo luận, đánh giá thực trạng quản trị rủi ro hiện nay của Việt Nam, so sánh với các nước trong khu vực và trên thế giới, từ đó đề ra các bước đi để xây dựng một hệ thống quản trị rủi ro tiên tiến tại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đề ra các hướng nghiên cứu, tư vấn cơ bản của VPI trong lĩnh vực này, góp phần thực hiện tốt các mục tiêu chiến lược đã đặt ra.**

các nhà khoa học, nhà quản lý của Viện Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi, thảo luận để xác định các hướng đi phù hợp, khả thi cho việc sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên giàu CO<sub>2</sub> tại Việt Nam trong thời gian tới.

Phân ban "Quản trị rủi ro trong môi trường dầu khí có nhiều biến động" đã tập trung trao đổi, thảo luận các mô hình, phương pháp tiếp cận, công nghệ tiên tiến trong quản trị rủi ro trên thế giới; vấn đề nhận diện các rủi ro hiện nay, xu hướng phát triển cũng như những rủi ro tiềm ẩn trong tương lai đối với hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đồng thời đề xuất các giải pháp phòng tránh, giảm thiểu tác động tiêu cực của các rủi ro.

**Việt Hà**





## 5 THÁNG ĐẦU NĂM 2018: TỔNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC CỦA PETROVIETNAM ĐẠT 10,44 TRIỆU TẤN DẦU QUY ĐỔI

***Trong bối cảnh sức ép về thu xếp vốn rất lớn, điều kiện triển khai các dự án dầu khí ở trong nước ngày càng khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp để vừa đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, vừa tập trung triển khai công tác tái cơ cấu toàn diện. Kết quả các chỉ tiêu sản xuất trong 5 tháng đầu năm 2018 đều hoàn thành vượt mức từ 2 - 17%, trong đó sản lượng khai thác dầu khí đạt 10,44 triệu tấn, vượt kế hoạch 2,7% và đạt 45,7% kế hoạch năm.***

**T**rong năm 2018, giá dầu thô biến động 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 thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bám sát

diễn biến của 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; triển khai Đề án tái cơ cấu toàn diện để nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí tiếp tục được tập trung triển khai theo kế hoạch để ra, đưa mỏ Bunga Pakma - PM3 CAA vào khai thác từ ngày 12/5/2018, sớm hơn so với kế hoạch 1 tháng 19



Tổng sản lượng khai thác của Petrovietnam đạt 10,44 triệu tấn dầu quy đổi. Ảnh: PVN

ngày. Tổng sản lượng khai thác dầu khí 5 tháng đầu năm 2018 đạt 10,44 triệu tấn, vượt kế hoạch 2,7% và đạt 45,7% kế hoạch năm. Sản lượng khai thác dầu thô đạt 6,01 triệu tấn (vượt kế hoạch 2,2%), trong đó có 5,22 triệu tấn ở trong nước và 0,79 triệu tấn ở nước ngoài. Sản lượng khai thác khí đạt 4,43 tỷ m<sup>3</sup> (vượt kế hoạch 3,4%).

Đồng thời, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 9,80 tỷ kWh điện (vượt kế hoạch 6,1%), 695 nghìn tấn urea (vượt kế hoạch 5,2%) và 2,96 triệu tấn xăng dầu (vượt kế hoạch 2,6%).

Không chỉ hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất từ 2 - 17%, các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn (tổng doanh thu, nộp ngân sách Nhà nước) đều đạt cao hơn so với cùng kỳ năm 2017. Tổng doanh thu 5 tháng đầu năm 2018 đạt 234,5 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 21% và tăng 14% so với cùng kỳ năm 2017; nộp ngân sách Nhà nước 40,8 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 32% và tăng 15% so với cùng kỳ năm 2017. Tổng lợi nhuận sau thuế hợp nhất vượt kế hoạch 15% và đạt 51% kế hoạch năm 2018.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết sẽ triển khai tái cơ cấu toàn diện

**Thực hiện chủ trương tái cấu trúc các doanh nghiệp Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiến hành tái cơ cấu bộ máy điều hành Công ty Mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong đó, Tập đoàn đã cắt giảm đầu mối các ban tham mưu chuyên môn từ 23 ban/văn phòng xuống còn 14 ban/văn phòng; đồng thời tiến hành củng cố, kiện toàn người đứng đầu của một số đơn vị thành viên chủ lực từ khâu đầu (tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí) và khâu sau (chế biến dầu khí) để đảm bảo hiệu quả và nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp.**

từ nay đến năm 2025 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 và khả năng cạnh tranh của ngành. Tái phân bổ, tối ưu hóa các nguồn lực giữa các lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Tập đoàn 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. Tổ chức lại công tác điều hành sản xuất kinh doanh, giảm đầu mối phụ thuộc, điều hành mục tiêu, tăng cường chủ động và sáng tạo trong sản xuất kinh doanh, hỗ trợ lẫn nhau phát triển đồng bộ toàn chuỗi giá trị dầu khí, đảm bảo sự phát triển bền vững; hoàn thiện hệ thống quản trị theo chuẩn mực quốc tế.

**Ngọc Linh**





## NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH CỦA CÁC NHÀ MÁY LỌC HÓA DẦU

**Tại kỳ họp lần thứ 3 với chủ đề “Nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy lọc dầu/hóa dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng đối với các nhà máy lọc dầu hiện hữu (như Dung Quất, Nghi Sơn), Chính phủ, Bộ Công Thương cần xem xét, có chương trình hỗ trợ phù hợp để triển khai nâng cấp chất lượng nhiên liệu đáp ứng lộ trình quốc gia và xu thế chung của thế giới.**

N ngày 1/6/2018, tại Tp. Quy Nhơn (Bình Định), Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí nhiệm kỳ 2017 - 2019 đã tổ chức kỳ họp lần thứ 3 với chủ đề “Nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy lọc dầu/hóa dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”.

Tại kỳ họp, Ban Chế biến Dầu khí đã phân tích chất lượng nhiên liệu xăng, diesel tại Mỹ, EU, ASEAN...; chương trình nâng cao chất lượng nhiên liệu tại Ấn Độ, Thái Lan, Nam Phi, Kuwait, đánh giá ảnh hưởng của xu thế phát triển chất lượng nhiên liệu đến quá

trình đầu tư và xây dựng nhà máy lọc dầu tại Việt Nam.

Để chất lượng sản phẩm đạt tiêu chuẩn Euro V, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đang triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng công suất chế biến lên 192.000 thùng/ngày. Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn phải lắp đặt Phân xưởng RFCC Gasoline HDT/Isomer với công suất 41.000 thùng/ngày; nâng công suất Phân xưởng xử lý GO (GO-HDS) lên 21.000 thùng/ngày; tăng thể tích lò phản ứng...

Ban Chế biến Dầu khí cho rằng, đối với các nhà máy lọc dầu hiện hữu





(như Dung Quất, Nghi Sơn), Chính phủ, Bộ Công Thương cần xem xét, có chương trình hỗ trợ phù hợp để triển khai nâng cấp chất lượng nhiên liệu đáp ứng lộ trình quốc gia và xu thế chung của thế giới.

Trong xu thế phải nâng cao chất lượng sản phẩm nhiên liệu, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã phân tích các thách thức và cơ hội của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất về cơ chế, chính sách, nguyên liệu đầu vào, cấu hình nhà máy, thị trường... Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thiết kế nhằm chế biến dầu ngọt, nhẹ nên để nâng cấp chất lượng sản phẩm và có lợi thế về nguồn nguyên liệu cho hóa dầu (chủ yếu là LPG và naphtha). Cấu hình linh hoạt dễ dàng chuyển đổi chế độ vận hành với mục đích chế biến tối đa xăng hoặc dầu

diesel. Phân xưởng chưng cất dầu thô CDU và các phân xưởng công nghệ khác (như CCR, ISOM, RFCC, PP Plant) vẫn có thể thực hiện cải hoán nhỏ, nâng tối đa công suất.

Để nâng cao năng lực cạnh tranh và chất lượng sản phẩm, BSR cho biết đang triển khai các giải pháp ngắn hạn và trung hạn: đẩy mạnh công tác nghiên cứu và ứng dụng các đề tài nghiên cứu khoa học, sáng kiến, cải tiến nhằm tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí, giảm chi phí vận hành, giảm tiêu hao năng lượng, giảm lưu kho vật tư, hóa phẩm, xúc tác, dầu thô và sản phẩm, giảm hao hụt... nhằm hạ giá thành sản phẩm, nâng cao hiệu quả và năng lực cạnh tranh. BSR cũng cho biết sẽ triển khai các dự án tiết kiệm năng lượng lớn và mang lại hiệu quả kinh tế cao; triển

khai các dự án nghiên cứu, đánh giá khả năng tối đa công suất của các phân xưởng CDU, NHT, CCR, RFCC, PP Plant; nghiên cứu giải pháp để nâng cao chất lượng và giá trị các sản phẩm FO và LPG.

Về giải pháp dài hạn, BSR cho biết sẽ cơ bản hoàn thiện Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tiến hành kết nối vào năm 2021, đưa cụm dự án đi vào hoạt động an toàn, ổn định và đạt hiệu quả cao từ năm 2022. BSR định hướng đầu tư chế biến sâu, phát triển hóa dầu nhằm tăng tỷ trọng các sản phẩm có giá trị cao, giúp BSR tăng trưởng ổn định, lợi nhuận bền vững.

Đề xuất giải pháp đa dạng hóa sản phẩm hóa dầu từ các nhà máy bio-ethanol, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho rằng để tăng tính chủ động trong việc tiêu thụ sản phẩm, các nhà máy bio-ethanol có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể xem xét đa dạng hóa sản phẩm hóa dầu theo các hướng sau: Sử dụng bio-ethanol để làm nguyên liệu sản xuất ethyl acetate (EA) và ethyl tert-butyl ether (ETBE); cải hoán 1 phần nhà máy bio-ethanol để sản xuất nhựa sinh học (PLA)... Đồng thời, cần tận dụng tối đa khả năng tích hợp giữa nguyên liệu và sản phẩm vào các nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để tăng hiệu quả và tính đảm bảo của các dự án.

Kết luận Kỳ họp, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị chủ động nhận diện, phân tích các khó khăn do bối cảnh, xu thế phát triển công nghệ; trên cơ sở đó triển khai công tác tái cơ cấu, tối ưu hóa các nguồn lực để nâng cao năng lực cạnh tranh; đồng thời cập nhật xu hướng cách mạng xanh để tiếp tục nâng cao chất lượng sản phẩm...

**Lê Khoa**



## NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT SẢN XUẤT 3,569 TRIỆU TẤN SẢN PHẨM

*Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết trong 6 tháng đầu năm 2018, mặc dù khoảng cách giá dầu thô đầu vào và giá sản phẩm bị thu hẹp song nhờ triển khai hiệu quả các giải pháp kiểm soát mức tiêu hao dầu thô, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định ở công suất tối ưu nên sản lượng sản xuất của BSR ước đạt 3,569 triệu tấn, vượt 14,2% kế hoạch 6 tháng và đạt 56,6% kế hoạch năm 2018.*





*BSR đang nghiên cứu triển khai phương án tích hợp hóa dầu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR*

**Về Chiến lược phát triển trong giai đoạn 2018 - 2022, Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên cho biết trong giai đoạn 5 năm sau khi tiến hành cổ phần hóa, BSR tập trung tổ chức hoạt động sản xuất an toàn, ổn định, hiệu quả, làm chủ công nghệ và bền vững; đưa cụm Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động an toàn, ổn định và đạt hiệu quả cao từ năm 2022.**

Theo Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên, trong năm 2018, BSR đạt mục tiêu sản xuất 6,3 triệu tấn sản phẩm, tổng doanh thu 78.108 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 3.480 tỷ đồng. Mặc dù thời gian qua khoảng cách giữa giá dầu thô và giá sản phẩm bị thu hẹp song BSR đã tập trung kiểm soát hiệu quả mức tiêu hao dầu thô, đồng thời thực hiện các giải pháp tối ưu hóa, chú trọng công tác quản trị và thực hành tiết kiệm chống lãng phí để giảm giá thành sản phẩm.

Bên cạnh đó, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã triển khai được 37/78 tháng kể từ thời điểm phát hành Hồ sơ mời thầu tư vấn lập thiết kế tổng thể (FEED). Công tác chi trả tiền bồi thường giải phóng mặt bằng đạt 99,8%. BSR đang phối hợp với nhà thầu thiết kế tổng thể, tư vấn lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường để cập nhật báo cáo theo yêu cầu của Bộ Tài nguyên Môi trường. Theo kế hoạch, công tác lựa chọn nhà thầu và ký Hợp đồng EPC sẽ được hoàn thành trong năm 2019.

Theo kế hoạch, BSR sẽ đầu tư bổ sung một số phân xưởng công nghệ mới, nâng công suất của các phân xưởng hiện hữu; cải hoán các phân xưởng phụ trợ; bổ sung thêm một phao rót dầu không bến

**Vận hành ổn định ở công suất tối ưu**

Trong 6 tháng đầu năm 2018, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất luôn hoạt động an toàn, ổn định ở công suất tối ưu. Sản lượng sản xuất của BSR đạt khoảng 3,569 triệu tấn sản phẩm, vượt kế hoạch 14,2% và đạt 56,6% kế hoạch năm; sản lượng tiêu thụ đạt 3,606 triệu tấn, vượt kế hoạch

15,4% và đạt 57,2% kế hoạch năm. Tổng doanh thu ước đạt 55.359 tỷ đồng, vượt kế hoạch 42,9% và đạt 70,9% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 5.809 tỷ đồng, vượt kế hoạch 40,5% và đạt 69,7% kế hoạch năm; lợi nhuận sau thuế ước đạt 2.947 tỷ đồng, vượt kế hoạch 70,7% và đạt 84,7% kế hoạch năm 2018.



*Đại hội đồng cổ đông BSR lần thứ nhất năm 2018 đã thông qua Điều lệ tổ chức và hoạt động, Quy chế quản trị, Kế hoạch phát triển giai đoạn 2018 - 2022 và Kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2018. Ảnh: BSR*

(SPM) để đáp ứng tàu có tải trọng tới 300.000DWT cập bến. Đồng thời, nâng cấp 2 bến xa bờ của cảng xuất sản phẩm để đáp ứng tàu trọng tải 50.000DWT và nâng cấp các bến gần bờ cho tàu 30.000DWT; bổ sung thêm các bể chứa dầu thô, bể chứa trung gian và bể chứa sản phẩm.

Việc nâng cấp mở rộng sẽ giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng công suất từ 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm, tương đương 192.000 thùng dầu/ngày; đồng thời chế biến được đa dạng các loại dầu thô (chua - nặng) nhằm tiết giảm chi phí nguyên liệu đầu vào và nâng cao năng lực cạnh tranh. Dự án có tổng mức đầu tư 1,8 tỷ USD này đóng vai trò đặc biệt quan trọng trong chiến lược phát triển và là đòn bẩy để BSR nâng cao năng lực sản xuất, sản phẩm đầu ra đạt tiêu chuẩn chất lượng Euro V.

**Chiến lược phát triển 5 năm sau cổ phần hóa**

Về Chiến lược phát triển trong giai đoạn 2018 - 2022, Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên cho biết trong giai đoạn 5 năm sau khi tiến hành

cổ phần hóa, BSR tập trung tổ chức hoạt động sản xuất an toàn, ổn định, hiệu quả, làm chủ công nghệ và bền vững; đưa cụm Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động an toàn, ổn định và đạt hiệu quả cao từ năm 2022.

Định hướng phát triển của BSR là sản xuất, kinh doanh các sản phẩm lọc dầu, hóa dầu; sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn quy định và thân thiện với môi trường; tối ưu năng lực hiện có, đảm bảo tiến độ nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để nâng cao tính hiệu quả và đảm bảo phát triển bền vững; hợp tác, liên kết đầu tư với các đối tác có uy tín và tiềm lực nhằm khai thác lợi thế, cơ hội và chia sẻ rủi ro.

Lãnh đạo BSR cũng cho biết đang nghiên cứu triển khai phương án tích hợp hóa dầu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất: cải hoán, sử dụng công nghệ chuyển hóa sâu tại RFCC tăng sản phẩm olefines, BTX; phân tách BTX từ reformate tại Phân xưởng CCR-Platforming; tích hợp hóa dầu sau nâng cấp mở rộng, sử dụng khí tự nhiên từ Cá Voi Xanh; tích hợp

hóa dầu sử dụng công nghệ steam cracker từ nguồn dầu ngọt nhẹ như Murban, Midland, WTI...

Về công tác cổ phần hóa, Đại hội đồng cổ đông BSR lần thứ nhất năm 2018 đã thông qua Điều lệ tổ chức và hoạt động, Quy chế quản trị, Kế hoạch phát triển giai đoạn 2018 - 2022 và Kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2018.

Kết quả IPO thành công là tiền đề quan trọng để BSR tiếp tục thoái vốn của Nhà nước khi chuyển sang hoạt động theo mô hình công ty cổ phần. Hiện nay, có nhiều nhà đầu tư trong nước và quốc tế đã làm việc với BSR để tìm kiếm cơ hội hợp tác đầu tư như: Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex), Công ty Dầu lửa Quốc gia Ấn Độ (Nation Indian Oil Corporation), Pertamina (Indonesia), Bangchak Corporation Public Company Limited (Thái Lan)... Đặc biệt, các nhà đầu tư quan tâm phát triển lĩnh vực hóa dầu do đây là lĩnh vực có hiệu quả cao do nhu cầu trong nước rất lớn, tận dụng cơ sở hạ tầng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã được đầu tư và đang hoạt động ổn định.

Về các tiêu chí lựa chọn nhà đầu tư chiến lược, BSR cho biết sẽ ưu tiên nhà đầu tư hỗ trợ doanh nghiệp sau cổ phần hóa trong việc chuyển giao công nghệ mới; đào tạo nguồn nhân lực; nâng cao năng lực tài chính; quản trị doanh nghiệp; cung ứng nguyên vật liệu; phát triển thị trường tiêu thụ sản phẩm; cam kết tiếp tục thu xếp vốn theo tỷ lệ góp vốn để thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp sau cổ phần hóa, gồm Dự án đầu tư nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. BSR cũng ưu tiên các nhà đầu tư chiến lược có kinh nghiệm trong vận hành nhà máy lọc dầu và/hoặc có tiềm lực về thị trường/ có hệ thống phân phối xăng dầu.

**Hồng Minh**



## LỜI GIỚI THIỆU

**N**gày 26/6/1986, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khai thác tấn dầu thô đầu tiên tại mỏ Bạch Hổ thuộc bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam; đưa Việt Nam vào danh sách các nước khai thác, xuất khẩu dầu thô của thế giới. Tính đến nay, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khai thác được gần 230 triệu tấn dầu thô từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, đóng góp to lớn cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Sau hơn 32 năm kể từ khi những tấn dầu thô đầu tiên được khai thác lên từ mỏ Bạch Hổ, độ ngập nước ở các giếng, kể cả các giếng chủ lực đang tăng nhanh; việc khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tăng móng và từ các đới vi nứt nẻ là vô cùng khó khăn. Sản lượng khai thác dầu thô của mỏ Bạch Hổ đang đi vào giai đoạn suy giảm sản lượng nhanh đòi hỏi phải có các giải pháp cấp thiết gia tăng sản lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu trong giai đoạn cuối của mỏ.

Để có thể ngăn chặn đà suy giảm sản lượng, các cán bộ, kỹ sư của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nói riêng và nhiều cán bộ/kỹ sư, nhà khoa học tâm huyết trong ngành Dầu khí Việt Nam nói chung; trong đó có cả cán bộ dầu khí đã nghỉ hưu, đã từng gắn bó cả cuộc đời cống hiến và xây dựng ngành Dầu khí Việt Nam, vẫn

tâm huyết, dành sức lực và vốn thời gian quý báu còn lại để nghiên cứu, tìm tòi, mong muốn tiếp tục cống hiến và tìm ra các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nhằm áp dụng thành công ngăn chặn đà suy giảm sản lượng của mỏ Bạch Hổ; góp sức cùng với Những người lao động dầu khí tiếp tục khai thác có hiệu quả nhất nguồn tài nguyên vàng đen tại vùng biển phía Đông Nam của Tổ quốc.

Ban biên tập Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được các ý kiến tâm huyết của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các giải pháp khoa học và công nghệ nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu, kéo dài thời gian khai thác mỏ Bạch Hổ; đóng góp vào phát triển kinh tế - xã hội của đất nước và sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Với tinh thần trên, trong số này, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu nhiều kỳ công trình khoa học "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ" của TSKH. Phùng Đình Thực - một trong những cán bộ dầu khí đã trực tiếp tham gia chỉ huy, đưa mỏ Bạch Hổ vào khai thác từ năm 1986 và có nhiều cống hiến, gắn bó với ngành Dầu khí trong suốt 1/3 thế kỷ qua.

**BAN BIÊN TẬP**



# NGHIÊN CỨU, ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ VÀ KỸ THUẬT NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU GIAI ĐOẠN CUỐI ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ KỲ I: ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ VÀ QUÁ TRÌNH KHAI THÁC

Phùng Đình Thực

Email: thucphung125@gmail.com

## Tóm tắt

Trữ lượng dầu tầng móng Bạch Hổ thuộc nhóm cực lớn. Sau hơn 30 năm khai thác, đến nay trữ lượng thu hồi còn lại có khả năng khai thác của mỏ Bạch Hổ đang tồn tại trong: (i) các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) hệ thống khe nứt macro thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues chưa quét đẩy hết); (iii) đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở các khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt và sẽ không hiệu quả ở các khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Bơm ép nước duy trì áp lực vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất ở mỏ Bạch Hổ hiện nay là: độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực; ranh giới dầu - nước ở khối Trung tâm chỉ còn cách nóc móng xung quanh 100m, có nơi chỉ còn cách nóc móng 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn.

Trên cơ sở đó, tác giả phân tích cấu trúc địa chất và kiến tạo của mỏ Bạch Hổ, thành phần thạch học và tính chất đá chứa, tính chất dầu vỉa, trữ lượng tầng móng, từ đó đánh giá thực trạng khai thác, đề xuất các giải pháp công nghệ, kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

**Từ khóa:** Nâng cao hệ số thu hồi dầu, cấu trúc địa chất, móng, mỏ Bạch Hổ.

## 1. Giới thiệu

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất trên thềm lục địa Nam Việt Nam, nằm trong bể Cửu Long thuộc đới nâng Trung tâm, cách thành phố Vũng Tàu 120km về phía Đông Nam. Độ sâu đáy biển vùng mỏ khoảng 50m. Nhiệt độ trung bình hàng năm khoảng 25 - 35°C vào mùa khô và 24 - 30°C vào mùa mưa.

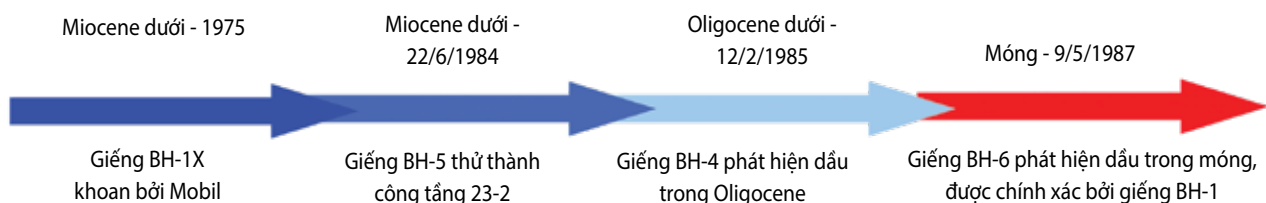
## 2. Cấu trúc địa chất và kiến tạo

- Khối nâng móng, theo các minh giải địa chấn, là

khối nâng bất đối xứng, nghiêng về phía Tây, có phương kéo dài theo hướng Bắc - Đông - Bắc. Chiều dài khoảng 23km, chiều rộng là 7km.

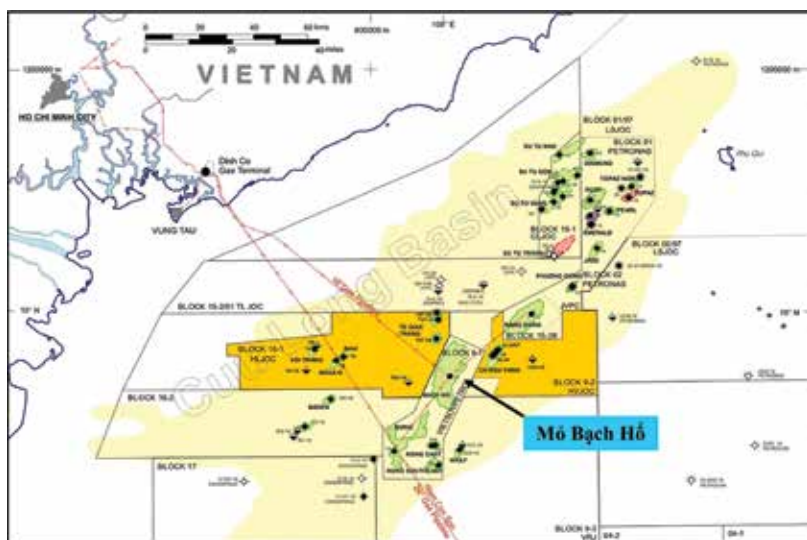
- Hoạt động kiến tạo trong khu vực đã tạo ra hình thái khá đặc trưng và phức tạp của mặt móng, gây ra hàng loạt đứt gãy và chia cắt khối đá móng thành các triển vọng và các khối nâng khác nhau. Trên cơ sở cấu - kiến tạo, hệ thống đứt gãy, các đặc trưng thạch học của đá chứa mỏ được chia ra các khối và khu vực khác nhau: khối Bắc, khối Trung tâm, khối Nam, khu vực Tây Bắc và

Quá trình phát hiện các tầng sản phẩm mỏ Bạch Hổ

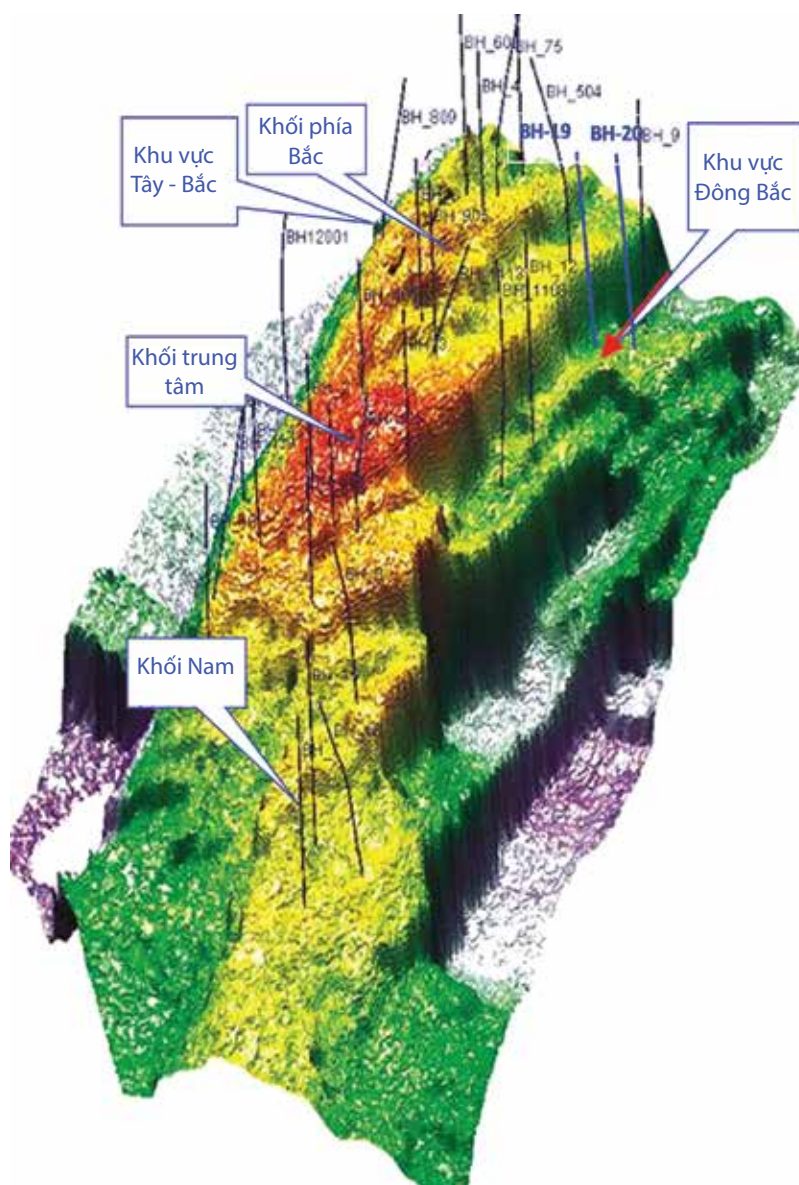


Ngày nhận bài: 5/5/2018. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 5/5 - 15/6/2018. Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/6/2018.





Hình 1. Vị trí mỏ Bạch Hổ trên thềm lục địa Việt Nam. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 2. Mô hình cấu trúc 3D mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

khu vực Đông Bắc (Hình 2), trong đó vòm Trung tâm là lớn nhất.

Các mặt cắt địa chấn dọc, ngang qua cấu tạo móng Bạch Hổ được trình bày trong Hình 3 và 4.

**3. Thành phần thạch học và tính chất đá chứa**

- Thành phần thạch học đá chứa móng cho thấy đá chứa bao gồm các loại đá magma granid, granodiorid kết tinh nứt nẻ hang hốc, do sự xâm nhập nhiều thời kỳ nên có thành phần khá phong phú.

- Tính chất đá chứa của móng Bạch Hổ có đặc trưng bất đồng nhất cao cả về diện tích và chiều sâu.

- Tồn tại quy luật suy giảm tính chất thấm chứa theo độ sâu. Các thân dầu có độ sâu khác nhau, sâu nhất là -4.950m.

- Sự bất đồng nhất còn thể hiện rõ ở sự suy giảm dần độ thấm chứa từ đỉnh dịch về vùng biên. Ngay cả trong cùng một khu vực, tính chất bất đồng nhất cũng rất lớn, giếng lân cận có thể cho dòng sản phẩm hoàn toàn khác nhau.

- Giếng khoan vào các đới kiến tạo dập vỡ mạnh trên đỉnh có độ thấm tốt và có thể cho hệ số sản lượng cao.

**4. Tính chất dầu vỉa**

- Móng Bạch Hổ là thân dầu dạng khối nứt nẻ với chiều cao thân dầu rất lớn dao động từ 750 - 1.950m và không có ngăn cách không gian từ trên xuống dưới.

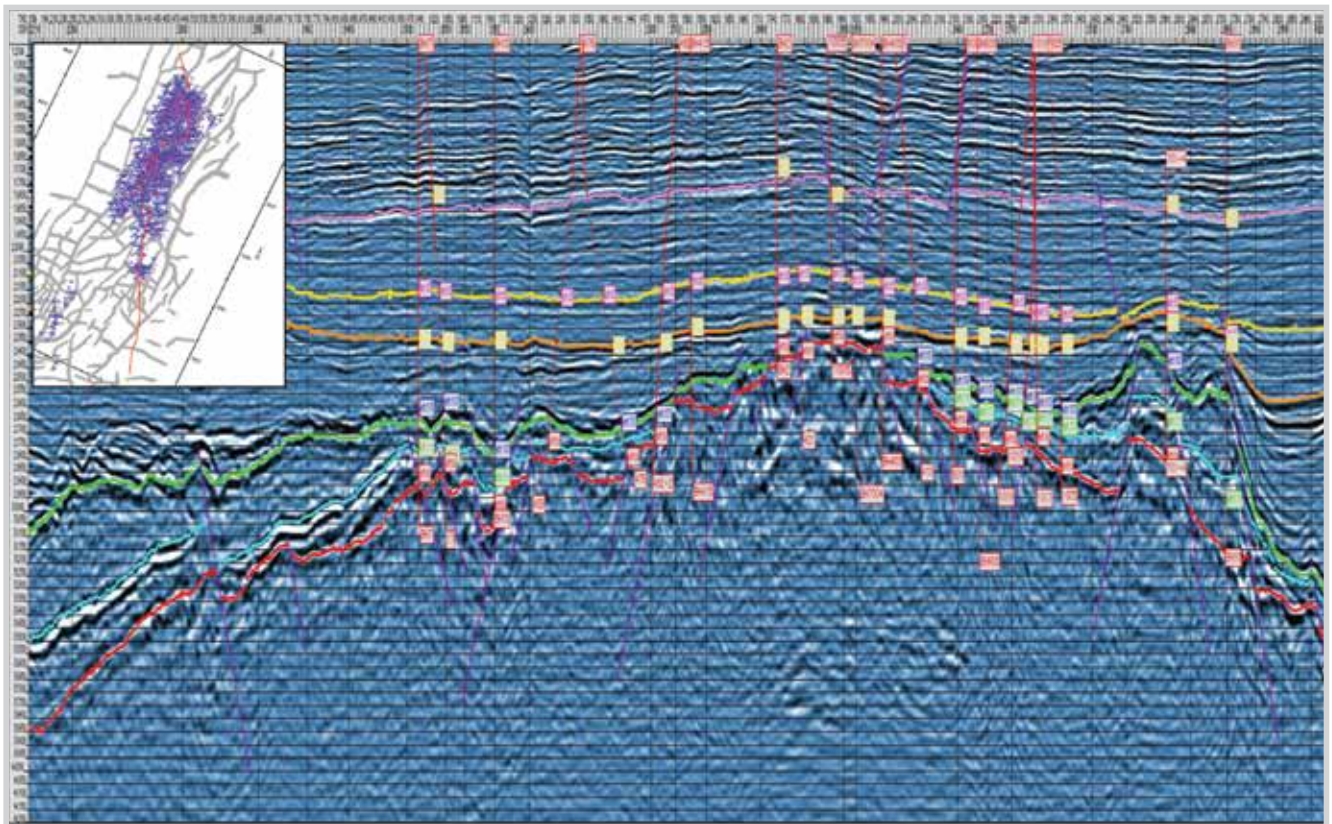
- Dầu trong móng là loại dầu nhiều paraffin, hệ số bão hòa khí cao và đồng nhất với toàn bộ thân dầu móng, trừ khối sụt phía Đông Bắc có đặc trưng khác biệt.

Tính chất chất lưu của dầu theo chiều sâu có sự biến đổi theo quy luật:

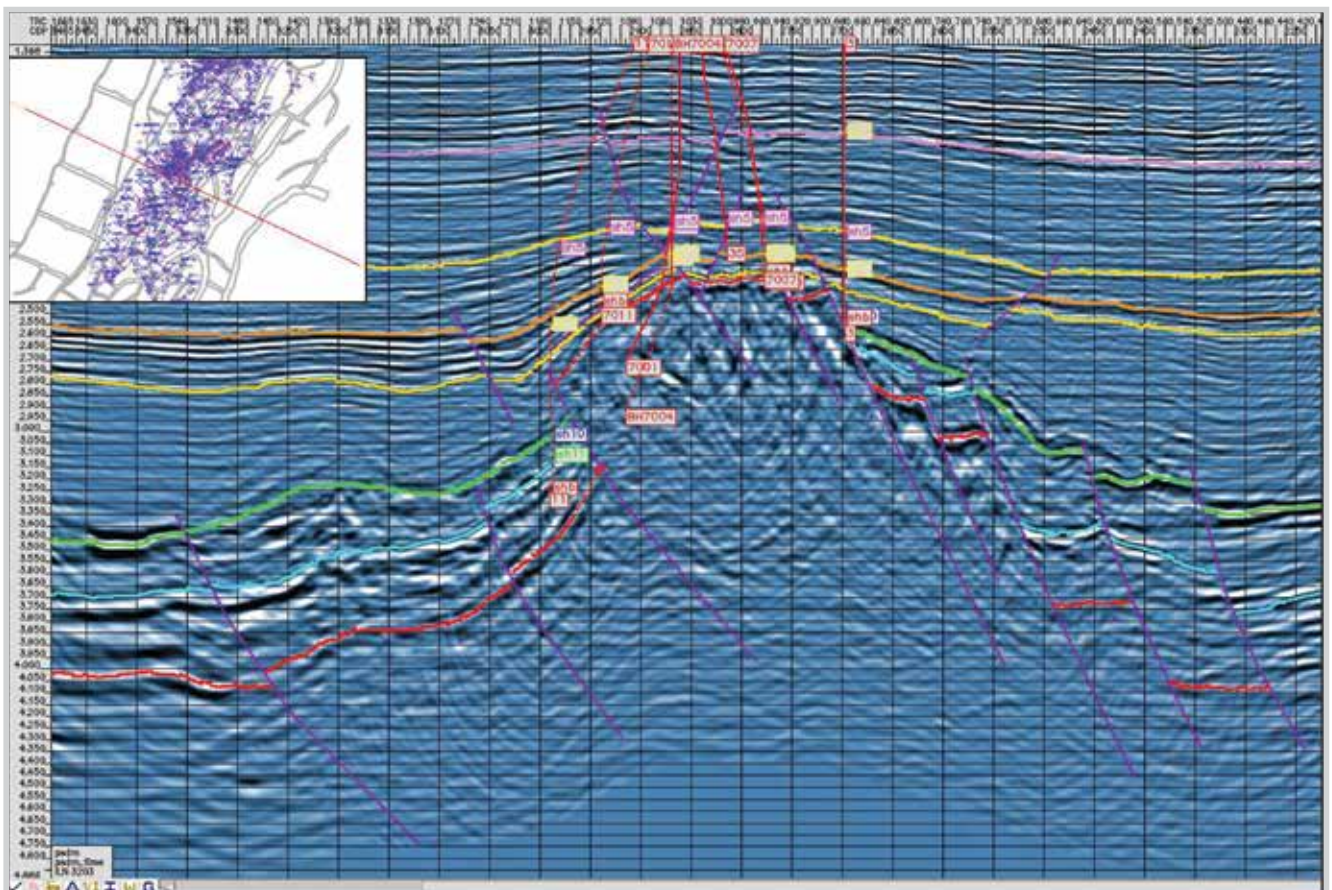
- Theo chiều sâu hệ số bão hòa khí giảm dần;

- Càng hoạt động lâu hệ số khí càng





Hình 3. Mặt cắt địa chấn dọc qua cấu tạo Bạch Hồ



Hình 4. Mặt cắt địa chấn ngang qua vòm Trung tâm móng Bạch Hồ



**Bảng 1.** Giá trị trung bình các thông số chính của dầu tầng móng (trong điều kiện vỉa)

Khu vực	Đông Bắc	Còn lại
Áp suất bão hòa (MPa)	31,57	21,56
Hàm lượng khí (m <sup>3</sup> /tấn)	296,3	176,85
Hệ số thể tích (p.đ.v)	1,8055	1,5217
Độ nhớt trong điều kiện vỉa (mPaxs)	0,195	0,401
Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa (kg/m <sup>3</sup> )	589,8	653,0
Tỷ trọng dầu tách (kg/m <sup>3</sup> )	820,9	830,5

giảm và phụ thuộc vào chiều sâu. Theo thời gian có sự tham gia dần dần vào khai thác nguồn dầu với hệ số bão hòa thấp nằm dưới đáy thân dầu.

Tính chất dầu trong điều kiện tiêu chuẩn:

- Tỷ trọng dầu thay đổi từ 0,811 - 0,894g/cm<sup>3</sup>; trong đó tỷ trọng trung bình đối với móng: Đông Bắc (0,8267 tấn/m<sup>3</sup>), các khu vực khác (0,8364 tấn/m<sup>3</sup>);
- Ít lưu huỳnh (hàm lượng lưu huỳnh từ 0,014 - 0,22% khối lượng);
- Có hàm lượng paraffin cao (từ 13 - 35% khối lượng);
- Có hợp phần màu sáng từ trung bình đến cao (48 - 58% khối lượng);
- Nhiệt độ đông đặc cao (từ 27,5 - 40°C).

**5. Trữ lượng tầng móng**

Trữ lượng tầng móng luôn được cập nhật liên tục theo thời gian.

Quá trình khai thác mỏ cho thấy sự thay đổi trong đánh giá các khu vực cũng như trữ lượng của chúng theo thời kỳ. Một số khu vực trở nên triển vọng hơn, khu vực khác có thể kém triển vọng.

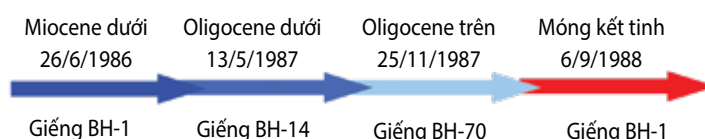
Lần cuối cùng trữ lượng tầng móng được đánh giá và phê chuẩn vào năm 2011.

Số liệu tính toán trữ lượng tầng móng được Vietsovetro cập nhật năm 2016 và đang trong quá trình xử lý.

**6. Lịch sử khai thác mỏ Bạch Hổ qua các thời kỳ**

Lịch sử khai thác dầu tầng móng Bạch Hổ đã trải qua nhiều thời kỳ với các phương án, sơ đồ công nghệ liên tục được cập nhật, hoàn thiện.

**6.1. Kế hoạch khai thác sớm móng mỏ Bạch Hổ năm 1990**



- Các giải pháp chủ đạo:
  - Khai thác ở chế độ năng lượng vỉa tự nhiên;
  - Áp dụng mạng lưới 7 điểm, 144 ha/giếng;
  - Hệ số thu hồi dầu dự kiến 17%.
- Ưu điểm:
  - Theo dõi được sự dịch chuyển của dầu theo phương thẳng đứng trong móng.
- Hạn chế:
  - Không duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép;
  - Mở vỉa thân trần lên tới 1.500m trong móng.

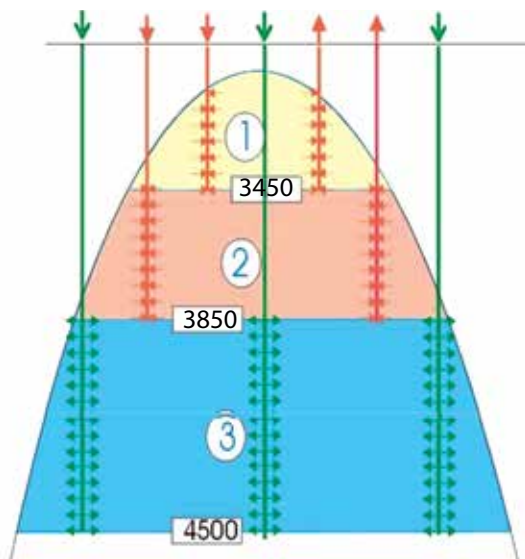
**6.2. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1993 (Hình 5)**

- Ưu điểm chính:
  - Đề xuất bơm ép từ phần dưới của móng, tạo ranh giới dầu nước di chuyển từ phía dưới đi lên;
  - Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa đã đạt được những kết quả khả quan và tiếp tục phát huy hiệu quả cho sau này;
  - Thiết kế hệ thống khai thác theo từng bước.
- Hạn chế:
  - Không quan trắc được mũ khí thứ cấp xuất hiện tại nóc móng theo như dự báo của phương án phát triển mỏ.

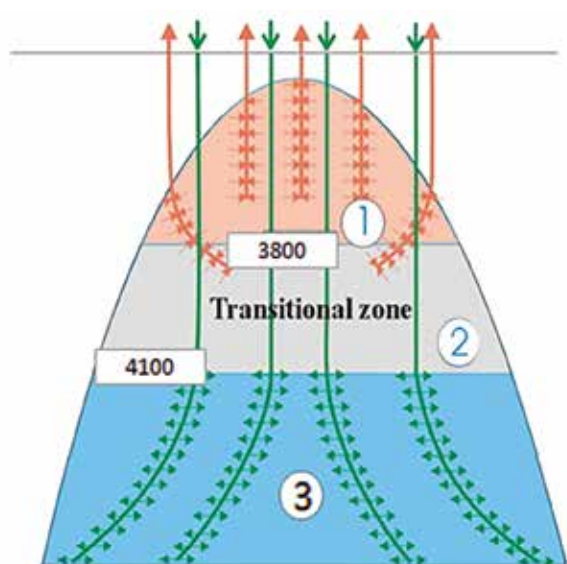
**6.3. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1998 (Hình 6)**

Mô hình địa chất bao gồm các đới nứt nẻ dập vỡ, độ rỗng và độ thấm được tính trung bình cho mỗi khối.

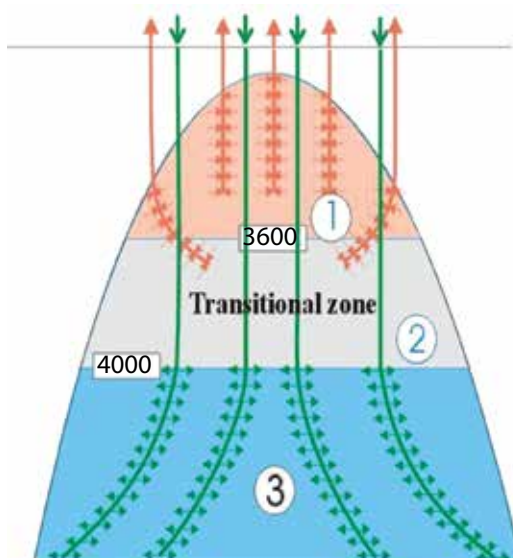
- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng:
  - Khoảng khai thác (trên 3.800m TVDSS);



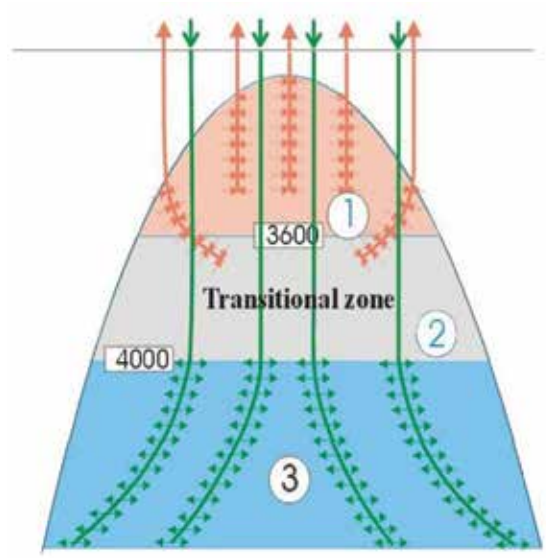
1. Mũ khí thứ cấp; 2. Khoảng khai thác chính; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 5.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1993



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 6.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1998



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 7.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2003



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 8.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2008

- Khoảng chuyển tiếp (3.800 - 4.100m TVDSS);
- Khoảng bơm ép nước (dưới 4.100m TVDSS).
- Hệ số thu hồi dầu dự kiến: 43,5%.

**6.4. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2003 (Hình 7)**

- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng với một số sửa đổi:
  - Khoảng khai thác (trên 3.600m TVDSS);
  - Khoảng chuyển tiếp (3.600 - 4.000m TVDSS);
  - Khoảng bơm ép nước (dưới 4.000m TVDSS).
- Khoan các giếng với góc nghiêng lớn hơn (chủ yếu cho các giếng bơm ép)

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất bão hòa 10atm để tránh xuất hiện mũ khí thứ sinh.

**6.5. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2008 (Hình 8)**

- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng:
- Khoảng khai thác (trên 3.600m TVDSS);
  - Khoảng chuyển tiếp (3.600 - 4.000m TVDSS);
  - Khoảng bơm ép (dưới 4.000m TVDSS).
  - Khoan các giếng cắt thân để tăng cường hệ số thu hồi dầu;
  - Chuyển một số giếng bơm ép sang khai thác;
  - Áp dụng chế độ bơm ép nước chu kỳ;



**Bảng 3. Các chỉ số công nghệ khai thác tăng trưởng theo thực tế tại ngày 1/9/2017. Nguồn: Vietsovpetro (\*Năm 2017 là số liệu 8 tháng đầu năm + dự báo 4 tháng cuối năm)**

Năm	Quý giếng (giếng)		Sản lượng khai thác			Sản lượng cộng dồn			Lưu lượng		Hệ số khí dầu (m³/tấn)	Độ ngập nước (%)	Nước bơm ép		Hệ số bù khai thác (%)	
	Khai thác	Bơm ép	Dầu (nghìn tấn)	Chất lưu (nghìn tấn)	Dầu (nghìn tấn)	Chất lưu (nghìn tấn)	Dầu (tấn/ngày)	Chất lưu (tấn/ngày)	Độ tiếp nhận (m³/ngày)	Năm (nghìn m³)			Cộng dồn (nghìn m³)	Hiện tại	Từ đầu	
1988	1	0	49,3	49,3	49	49	424	424	0	155						
1989	9	0	880,5	880,5	930	930	680	680	0	198						
1990	12	0	2.250,2	2.250,2	3.180	3.180	666	666	0	205						
1991	20	0	3.545,7	3.545,8	6.726	6.726	611	611	0	211						
1992	29	0	5.083,1	5.083,1	11.809	11.809	573	573	0	215			0	0		
1993	33	1	5.672,5	5.672,5	17.481	17.481	515	515	1.516	203		0,0	258	258	2,8	0,9
1994	37	7	6.322,9	6.323,3	23.804	23.805	523	523	1.391	189		0,0	1.361	1.619	13,1	4,1
1995	38	13	5.826,7	5.834,9	29.631	29.640	446	447	1.942	181		0,1	6.063	7.682	63,4	15,8
1996	45	13	7.218,3	7.291,5	36.849	36.931	508	513	2.309	176		1,0	10.112	17.795	84,9	29,4
1997	49	16	8.752,7	8.829,5	45.602	45.761	533	537	2.632	176		0,9	13.387	31.181	92,8	41,6
1998	57	19	10.200,4	10.347,1	55.802	56.108	542	550	2.610	179		1,4	16.056	47.237	95,2	51,5
1999	62	22	10.732,1	11.148,9	66.534	67.257	491	510	2.329	180		3,7	15.480	62.718	85,9	57,1
2000	68	22	11.264,8	11.748,3	77.799	79.005	508	530	2.363	181		4,1	18.579	81.296	98,0	63,1
2001	74	27	12.054,7	12.713,6	89.854	91.719	488	515	2.350	182		5,2	19.672	100.968	96,3	67,7
2002	74	28	12.076,2	12.848,3	101.930	104.567	460	489	2.169	181		6,0	19.577	120.545	95,2	71,0
2003	79	30	11.611,1	12.585,1	113.541	117.152	422	458	1.904	189		7,7	18.261	138.806	91,3	73,1
2004	79	27	10.556,0	11.508,1	124.097	128.660	381	415	1.960	195		8,3	18.673	157.479	102,3	75,7
2005	77	25	9.018,7	10.097,8	133.116	138.758	336	376	1.846	187		10,7	16.584	174.063	104,5	77,7
2006	75	27	8.315,6	9.416,0	141.432	148.174	302	342	1.666	189		11,7	15.155	189.218	102,9	79,3
2007	74	26	6.897,6	8.152,2	148.329	156.326	273	322	1.432	191		15,4	12.672	201.989	100,9	80,4
2008	78	27	6.032,2	7.291,8	154.361	163.618	220	266	1.327	194		17,3	11.567	213.557	97,6	82,7
2009	77	28	4.956,9	6.209,2	159.318	169.827	179	225	1.238	193		20,2	10.106	223.663	101,6	83,4
2010	86	27	4.181,2	5.392,8	163.499	175.220	147	189	1.069	194		22,5	8.125	231.787	95,1	83,8
2011	85	26	3.790,6	5.206,2	167.290	180.426	121	166	1.060	197		27,2	7.743	239.530	96,1	84,2
2012	66	23	3.082,2	4.958,5	170.372	185.385	110	177	1.054	201		37,8	7.192	246.722	99,1	84,5
2013	55	22	2.293	4.791	172.665	190.176	107	223	989	210		52,1	5.920	252.643	91,4	84,7
2014	58	22	2.022	4.174	174.687	194.350	101	209	952	201		51,6	5.558	258.201	98,2	85,0
2015	51	20	1.786	3.840	176.472	198.190	95	204	892	203		53,5	4.595	262.796	89,2	85,1
2016	50	18	1.727	3.538	178.199	201.728	96	197	925	209		51,2	4.301	267.098	89,5	85,2
2017*	54	14	2.064	4.056	180.263	205.784	115	241	1.434	208		51,0	4.559	271.657	81,7	85,1

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn hoặc tiệm cận áp suất bão hòa.

Các chỉ số công nghệ khai thác tầng móng theo thực tế tại năm 2017 được trình bày trong Bảng 3.

### 7. Kết luận

- Thân dầu móng là một trong những mỏ dầu đặc biệt với trữ lượng cực lớn, nằm trong đá chứa magma xâm nhập granitoid kết tinh nút nê dạng khối;

- Trên toàn bộ mỏ phát triển mạnh hệ thống đứt gãy khu vực, các đứt gãy tạo nên hệ thống nút nê bậc thấp, các quá trình biến đổi thứ sinh và rửa trôi hình thành hang hốc... góp phần vào hình thành độ rỗng của đối tượng;

- Bất đồng nhất là đặc trưng địa chất phổ biến, cả về không gian và diện tích.

- Do không có liên hệ với vùng nuôi nên đây là thân dầu khép kín;

- Tính chất dầu vỉa biến đổi theo chiều sâu và theo thời gian khai thác;

- Dầu thuộc loại nhiều paraffin, ít lưu huỳnh;

- Trữ lượng tầng móng thường xuyên cập nhật, chính xác hóa;

- Lịch sử khai thác trải qua nhiều thời kỳ với các sơ đồ công nghệ, phương án phát triển được cập nhật hoàn thiện từng bước.

## ENHANCED OIL RECOVERY SOLUTIONS AND TECHNOLOGIES FOR FINAL PHASE OF GRANITE BASEMENT RESERVOIR OF BACH HO FIELD CHAPTER 1: GRANITE FRACTURED BASEMENT RESERVOIR OF BACH HO FIELD AND PRODUCTION PERFORMANCE

**Phung Dinh Thuc**

Email: thucphung125@gmail.com

### Summary

***The granite fractured basement reservoir of Bach Ho field is widely known for its big reserves. After more than 30 years of production, the remaining recoverable reserve of this reservoir mainly exists in: (i) fracture system at the top of the basement, (ii) macro fracture system in the middle of oil column (saturated oil residues), (iii) micro fracture and disconnected fracture system, (iv) the top of the basement which is still unperforated, and (v) the undetermined and unreachable fracture zones.***

***Secondary recovery with water injection system has been implemented and is still the most effective way to boost production performance, control gas-oil ratio, improve oil recovery and especially maintain the stable oil production rates of the central dome of the basement reservoir. However, water flooding has also been limiting its effectiveness to the areas with high tectonic activities, which reflect in large breccia zones with high connectivity and high permeability. For any low breccia zones with poor connectivity and permeability, water injection rarely shows any effect. Besides, keeping the reservoir above bubble point with water injection is also difficult, especially near the last stage of field life since the injection rate is normally reduced to control water cut.***

***The major challenges of production management for the basement reservoir of Bach Ho field are: high water cut increment even in the main producers; the current dynamic oil-water contact has been raised to around 100m from the top of reservoir, even 18m at some areas; the current oil recovery factors in the South and North East domes are ultra low, at only 1.9% and 1.3%, respectively; oil production and improved recovery from micro fracture system are still very limited.***

***Therefore, the study will then concentrate on analysing the fractured basement structural geology, petrographic and rock properties, fluid properties, oil reserves, production performance and recovery mechanism in order to propose technological solutions for enhanced oil recovery of matured basement reservoir of Bach Ho field.***

***Key words:*** Enhanced oil recovery, structural geology, fractured basement, Bach Ho field.



# PHƯƠNG PHÁP ỨNG DỤNG ĐỊA NHIỆT TRONG XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN Ở MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG, BỂ CỬU LONG

**Phan Đức Tuấn<sup>1</sup>, Nguyễn Thúc Kháng<sup>2</sup>, Trần Đình Kiên<sup>3</sup>  
Nguyễn Văn Minh<sup>2</sup>, Nguyễn Văn Trung<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

<sup>2</sup>Hội Dầu khí Việt Nam

<sup>3</sup>Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

## Tóm tắt

Dầu thô khai thác từ các giàn nhẹ BK/RC tại mỏ Bạch Hổ và Rồng có nhiệt độ miệng giếng rất thấp (35 - 45°C), chứa nhiều paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Để vận chuyển bằng đường ống ngầm dưới biển từ các giàn nhẹ đến giàn cố định hoặc giàn công nghệ trung tâm, dầu thô cần phải được xử lý bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc (depressant). Kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng cho thấy để xử lý dầu nhiều paraffin đạt hiệu quả thì dầu thô phải có nhiệt độ không thấp hơn 65°C ( $T \geq 65^\circ\text{C}$ ) (cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin khoảng 5 - 10°C).

Bài báo giới thiệu phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong xử lý dầu để vận chuyển dầu nhiều paraffin, đồng thời xác lập công thức cụ thể cho sự thay đổi của nhiệt độ theo chiều sâu cho các tầng sản phẩm: tầng móng, Oligocene và Miocene từ đó chính xác hóa thông số, để lắp đặt van bơm ép hóa phẩm xử lý paraffin đạt hiệu quả cao nhất.

**Từ khóa:** Paraffin, biến thiên nhiệt độ theo độ sâu, nhiệt độ đông đặc, tính chất lưu biến, Bạch Hổ, Rồng.

## 1. Giới thiệu

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu ở các đối tượng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene dưới, Oligocene trên). Dầu thô khai thác chứa nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường. Bảng 1 trình bày một số tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng có các tính chất đặc trưng sau:

- Dầu có nhiệt độ cao và hàm lượng paraffin lớn, dao động ở mức 16 - 33% khối lượng. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 29 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C.

**Bảng 1.** Tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng [1]

Các thông số lý hóa		Mỏ dầu	
		Bạch Hổ	Rồng
Khối lượng riêng ở 20°C (kg/m <sup>3</sup> )		830 - 870,7	850 - 873,9
Nhiệt độ đông đặc (°C)		33,5 - 37,5	31,5 - 36,5
Nhiệt độ kết tinh paraffin (°C)		58 - 61	58 - 60
Khối lượng phân tử (g/mol)		257,7 - 295,7	251,9 - 278,7
Độ nhớt (mm <sup>2</sup> /s)	ở 70°C	6,61 - 10,44	7,5 - 15,35
	ở 50°C	3,63 - 6,24	4,6 - 11,8
Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)		0,039 - 0,084	0,0759 - 0,952
Hàm lượng paraffin (% khối lượng)		21,7 - 32,5	19,34 - 24,73
Asphaltene và nhựa (% khối lượng)		2,92 - 10,06	6,35 - 13,26
Hàm lượng cốc (% khối lượng)		0,58 - 3,74	1,98 - 4,11
Tỷ số khí dầu (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )		195 - 220	49 - 120
Nhiệt độ sôi ban đầu (°C)		95,8	80
Thành phần phân đoạn (% thể tích)			
đến 100°C		0,1	0,1
đến 150°C		5,7	6
đến 200°C		15,7	14
đến 250°C		26,2	22
đến 300°C		37,3	32,8
đến 350°C		52,6	49

Ngày nhận bài: 31/5/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 31/5 - 9/6/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/5/2018.

- Đặc tính lý hóa của dầu giữa các mỏ có sự khác biệt rõ rệt, dầu ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao hơn mỏ Rồng.

- Sự khác biệt trong đặc tính lý hóa không chỉ thể hiện ở các mỏ khác nhau mà còn ở giữa các giếng thuộc các địa tầng khác nhau trong cùng một mỏ. Dầu khai thác ở tầng Miocene có tỷ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa, asphaltene cao hơn, còn hàm lượng paraffin thì thấp hơn so với dầu khai thác ở tầng Oligocene và móng.

Từ các kết quả nghiên cứu tính chất của dầu thô, Vietsovpetro đã nghiên cứu và áp dụng các phương pháp xử lý và vận chuyển dầu thô cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, cụ thể [1]:

- Gia nhiệt cho dầu thô;
- Gia nhiệt kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc;
- Hòa trộn dầu chứa nhiều paraffin với condensate;
- Vận chuyển dầu ở điều kiện nhũ tương thuận;
- Vận chuyển dầu ở trạng thái bão hòa khí tối ưu;
- Tối ưu trạng thái động lực học bên trong đường ống vận chuyển dầu và khí;
- Bơm nước bổ sung tăng tốc độ dòng chảy.

Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu chỉ xử lý bằng một phương pháp riêng lẻ thì hiệu quả xử lý không cao. Nếu chỉ xử lý bằng phương pháp nhiệt (gia nhiệt) thì tác dụng không bền vững, dầu sau khi xử lý sẽ phục hồi tính chất lưu biến rất nhanh. Nếu chỉ áp dụng phương pháp hóa học thì các hóa chất gần như không có tác dụng ở điều kiện nhiệt độ thấp. Kết quả nghiên cứu đã chỉ ra các hóa phẩm xử lý paraffin chỉ có tác dụng tốt khi dầu được nung nóng ở nhiệt độ  $\geq 65^{\circ}\text{C}$ .

Một trong các phương pháp mang lại hiệu quả cao cho công tác xử lý, vận chuyển dầu chứa nhiều paraffin là sử dụng kết hợp phương pháp hóa và nhiệt. Việc gia nhiệt được thực hiện bằng: lò nung điện, lò đốt dùng khí, các bình trao đổi nhiệt... tiêu hao năng lượng lớn, làm tăng giá thành xử lý vận chuyển dầu.

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu phương pháp ứng dụng địa nhiệt, công thức tính gradient địa

nhiệt cho các tầng sản phẩm mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng nhằm phục vụ cho việc xác định độ sâu cần thiết để bơm hóa phẩm xử lý paraffin đạt hiệu quả cao nhất.

## 2. Ứng dụng địa nhiệt trong xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

### 2.1. Gradient địa nhiệt và xác định gradient địa nhiệt thêm lục địa Việt Nam

Gradient địa nhiệt giếng khoan là nhiệt độ biến đổi theo chiều sâu trên 100m, ký hiệu là G, đơn vị vật lý  $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ . Tham số địa nhiệt này được xác định bằng nhiệt độ đáy giếng khoan trừ đi nhiệt độ bề mặt  $26^{\circ}\text{C}$  (với vùng nhiệt đới) hoặc  $15^{\circ}\text{C}$  (với vùng ôn đới) và chia cho độ sâu giếng khoan nhân với 100m...

Các kết quả nghiên cứu cho thấy gradient nhiệt độ ở một số bể trầm tích trên thêm lục địa Việt Nam được trình bày trong Bảng 2 [2].

Gradient nhiệt độ trung bình của trái đất từ 2,5 -  $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ . Như vậy ở thêm lục địa Việt Nam gradient nhiệt độ của bể Cửu Long tương đương với gradient nhiệt độ trung bình trái đất, các bể còn lại nói trên thì cao hơn.

### 2.2. Sự biến đổi nhiệt độ theo độ sâu ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng [3]

Mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng thuộc bể Cửu Long, độ sâu nước biển tại vùng mỏ khoảng 50m, được Vietsovpetro khai thác từ năm 1986.

Do số lượng giếng khai thác ở Vietsovpetro nhiều, công tác tiến hành đo nhiệt độ ở các giếng khi khảo sát hay nhiệt độ đo được ở các giếng được đóng để theo dõi cho phép thu thập được nhiều số liệu để tổng hợp phục vụ cho công tác nghiên cứu.

Nhóm tác giả đã tổng hợp và nghiên cứu bổ sung để xác định đường nhiệt độ theo độ sâu H cụ thể cho từng đối tượng vỉa ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Qua đó, đường đặc tính gradient địa nhiệt được xác định dựa trên phương trình đường thẳng  $y = ax + b$ .

Từ các kết quả tổng hợp được, nhóm tác giả đã xác định được các biến số đặc trưng cho đường nhiệt độ theo độ sâu H như sau:

**Bảng 2.** Giá trị về độ dẫn nhiệt, gradient nhiệt độ và dòng nhiệt của các bể trầm tích chứa dầu khí thêm lục địa Việt Nam [2]

TT	Bể trầm tích	Gradient nhiệt độ ( $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ )		
		Nhỏ nhất	Lớn nhất	Trung bình
1	Sông Hồng	2,93	4,24	3,59
2	Nam Côn Sơn	2,6	4,15	3,59
3	Cửu Long	2,26	3,35	2,28



$$T_{m\acute{o}ng} = 0,0329H + 0,2736 \quad (1)$$

$$T_{Oligocene} = 0,0225H + 42,907 \quad (2)$$

$$T_{Miocene} = 0,0217H + 26,103 \quad (3)$$

Trong đó: H: Chiều sâu tuyệt đối, m.

Các công thức trên chỉ sử dụng cho các khoảng độ sâu của các vỉa sản phẩm nghiên cứu và là công thức động, tùy theo thời gian được phân tích, nhiệt độ thực tế tại thời điểm phân tích mà các thông số trên sẽ được chính xác hóa cho từng đối tượng vỉa.

Các kết quả phân tích xác định đường nhiệt độ biến thiên theo độ sâu cho các đối tượng được thể hiện trong Hình 1 - 3.

**2.3. Phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong giải pháp xử lý hóa - nhiệt để vận chuyển dầu nhiều paraffin ở Vietsovpetro**

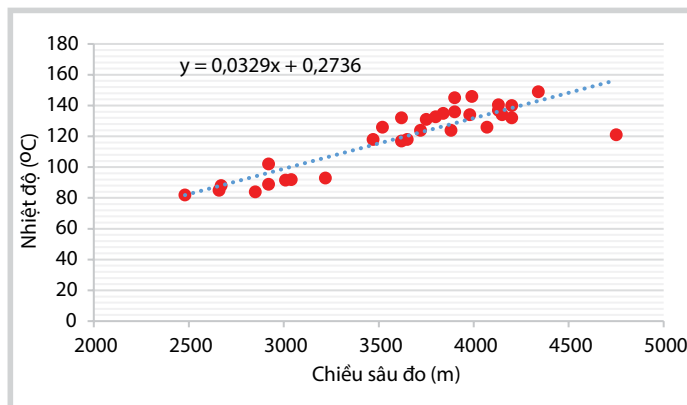
Hình 4 trình bày hiệu quả xử lý dầu phụ thuộc vào nhiệt độ ở Vietsovpetro.

Hiệu quả xử lý dầu bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc chỉ đạt được ở nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}C$ , vì vậy việc thiết kế vị trí đặt van bơm ép và lắp đặt đường ống dẫn hóa phẩm xuống giếng ở độ sâu có nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}C$  là cần thiết. Công tác xác định vị trí đặt van bơm ép được thực hiện dựa vào đường đặc tính nhiệt độ biến thiên theo độ sâu của mỏ làm cơ sở cho việc xác định vị trí bơm ép xử lý dầu.

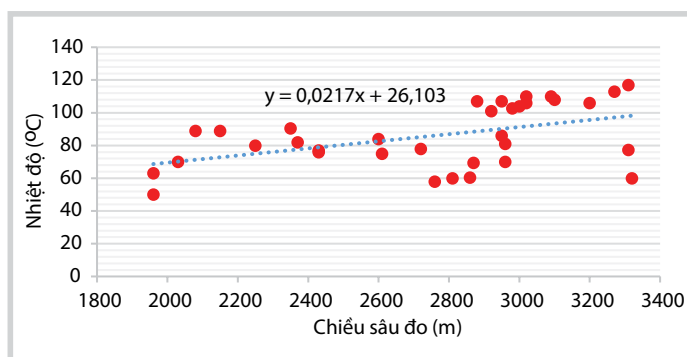
**3. Ứng dụng địa nhiệt để xác định chiều sâu lắp đặt van bơm ép hóa phẩm**

Sự biến đổi của nhiệt độ theo độ sâu ở mỏ Bạch Hổ và Rồng tuân theo quy luật phân bố trong Hình 1 - 3. Tuy nhiên, đây là sự biến đổi nhiệt độ khi không có dòng chảy chất lưu trong giếng, nên để xác định vị trí lắp đặt van hóa phẩm có nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}C$ , cần phải xem xét thêm ảnh hưởng của dòng chất lưu lên gradient địa nhiệt, thông số này được gọi là gradient nhiệt độ dọc thân giếng khi trong giếng có dòng chảy của chất lưu (giếng đang hoạt động).

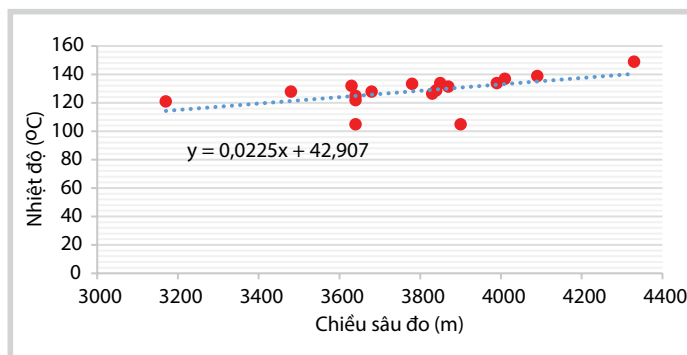
Nhiệt độ dọc thân giếng phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố: hàm lượng nước trong sản phẩm, lưu lượng khai thác của giếng, phương pháp khai thác... mà gradient nhiệt độ ở các giếng khác nhau sẽ khác nhau. Các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift thì sự biến thiên của nhiệt độ theo độ sâu sẽ thấp hơn so với đường sự biến thiên nhiệt độ ở các giếng tự phun.



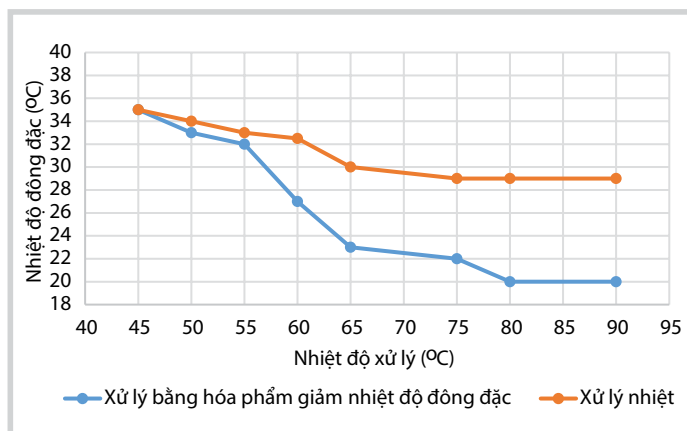
Hình 1. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng mòng



Hình 2. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Miocene



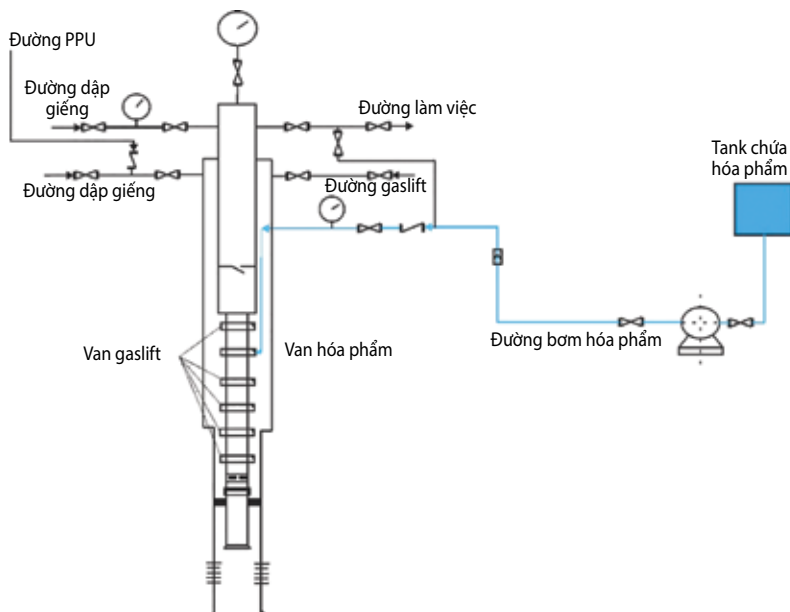
Hình 3. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Oligocene



Hình 4. Biểu diễn tương quan giữa nhiệt độ xử lý dầu và nhiệt độ đông đặc của dầu đạt được sau khi xử lý gia nhiệt

Hiện nay, đa số các giếng khai thác ở Vietsovpetro đều khai thác bằng gaslift nên vận chuyển dầu nhiều paraffin gặp khó khăn do sự giảm nhiệt độ của dòng dầu. Việc xử lý dầu trong lòng giếng trước khi đưa vào đường ống thu gom sẽ góp phần nâng cao hiệu quả của công tác vận chuyển, do vậy việc xác định vị trí lắp đặt van hóa phẩm bơm ép cần được xem xét tất cả yếu tố trên.

Trên cơ sở các kết quả thu được về đường đặc tính địa nhiệt cho các tầng sản phẩm cụ thể, nhiệt độ ở tầng sản phẩm ở một số giếng cụ thể



Hình 5. Sơ đồ nguyên tắc vị trí lắp đặt và bơm ép hóa phẩm vào giếng

Bảng 3. Thông số vỉa, lưu lượng dự kiến, PVT giếng A

TT	Thông số	Giá trị	Đơn vị
1	Áp suất vỉa	148,898	atm
2	Chỉ số khai thác (PI)	1,9	m <sup>3</sup> /ngày/atm
3	Nhiệt độ vỉa	87	°C
4	Tỷ lệ nước	5	%
5	Lưu lượng dầu	95	m <sup>3</sup> /ngày
6	Tỷ số khí dầu (GOR)	60	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
7	Tỷ trọng khí	0,72	
8	Tỷ trọng dầu	0,8519	
9	Tỷ trọng nước	1,02	
10	Đường kính ống khai thác	73	mm
11	Áp suất đầu giếng	26	atm
12	Áp suất khí gaslift	88	atm
13	Lưu lượng khí gaslift	25.000	m <sup>3</sup> /ngày

Bảng 4. Chiều sâu lắp đặt van gaslift của giếng A

TT	Thông số	Đặc tính	Chiều sâu (m)
1	Van gaslift số 1	Van khởi động	786
2	Van gaslift số 2	Van khởi động	1.325
3	Van gaslift số 3	Van khởi động	1.707
4	Van gaslift số 4	Van khởi động	1.954
5	Van gaslift số 5	Van khởi động	2.163
6	Van gaslift số 6	Van khởi động	2.381
7	Van gaslift số 7	Van làm việc	2.951

được chính xác hóa được sử dụng làm số liệu đầu vào cho phần mềm tính toán chính xác vị trí lắp đặt van hóa phẩm, nơi có nhiệt độ  $T \geq 65^\circ\text{C}$ .

Các ứng dụng cụ thể để xác định vị trí lắp đặt van để đưa hóa phẩm xử lý vào giếng:

### 3.1. Giếng A

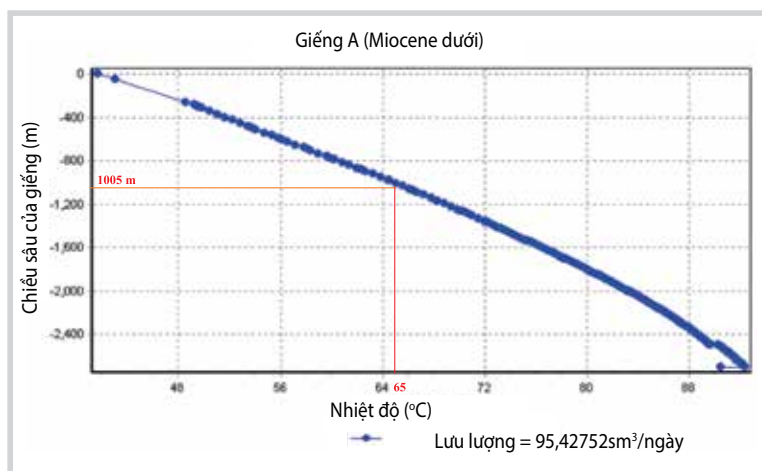
Giếng A thuộc mỏ Bạch Hổ, dự kiến khoan đến chiều sâu 2.926m, khoảng vỉa khai thác 2.819 - 2.845m, đối tượng Miocene dưới. Kết quả phân tích mẫu dầu thu được từ khoan thăm dò cho thấy dầu có hàm lượng paraffin cao và nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp (29 - 45°C), do vậy phải lắp đặt van hóa phẩm để làm giảm nhiệt độ đồng đặc của dầu.

Việc xác định vị trí đặt van bơm ép dựa vào đường đặc tính nhiệt độ dòng chất lưu và xác định từ các thông số vỉa (trong đó nhiệt độ vỉa tùy thuộc vào tầng sản phẩm khai thác được xác định từ các công thức khác nhau (1) (2) (3) trong trường hợp này là công thức (3)), PVT, độ lệch giếng khoan, điểm bơm ép khí và lưu lượng khí gaslift đưa vào thông qua phần mềm ứng dụng.

Phần mềm ứng dụng này mô phỏng chất lưu ở chế độ ổn định với mục đích giúp mô hình hóa dòng chảy nhiều pha trong hệ thống "vỉa - giếng" và cả trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí; mô hình hóa các thiết kế giếng và thiết bị lòng giếng từ đơn giản tới phức tạp, thiết kế thiết bị khai thác nhân tạo như gaslift hoặc bơm điện chìm, tối ưu hóa hệ thống gaslift hoặc bơm điện chìm nhằm nâng cao tối đa sản lượng khai thác, giảm thiểu lượng khí gaslift hoặc năng lượng cần thiết cho bơm điện chìm để giảm chi phí đến mức tối thiểu. Việc tính toán đường gradient nhiệt độ của giếng là một quy trình trong thiết kế và tối ưu khai thác gaslift, bơm điện chìm.

Sau khi nhập đầy đủ các thông số cần thiết cho việc xây dựng mô hình khai thác của giếng A, tiếp tục phân tích nhiệt độ theo chiều sâu của giếng, với lưu lượng của





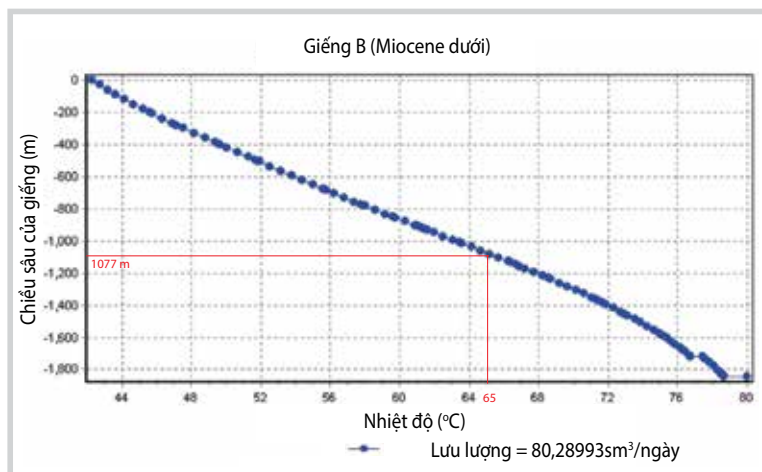
Hình 6. Biến thiên nhiệt độ theo chiều sâu của giếng A với Q = 95m³/ngày

Bảng 5. Thông số vỉa, lưu lượng dự kiến, PVT giếng B

TT	Thông số	Giá trị	Đơn vị
1	Áp suất vỉa	91,76	atm
2	Chỉ số khai thác (PI)	2,3	m³/ngày/atm
3	Nhiệt độ vỉa	80	°C
4	Tỷ lệ nước	0	%
5	Lưu lượng dầu	80	m³/ngày
6	Tỷ số khí dầu (GOR)	138,6	m³/m³
7	Tỷ trọng khí	0,72	
8	Tỷ trọng dầu	0,8557	
9	Tỷ trọng nước	1,02	
10	Đường kính ống khai thác	73	mm
11	Áp suất đầu giếng	9	atm
12	Áp suất khí gaslift	94	atm
13	Lưu lượng khí gaslift	10.000	m³/ngày

Bảng 6. Chiều sâu lắp đặt van gaslift của giếng B

TT	Thông số	Đặc tính	Chiều sâu (m)
1	Van gaslift số 1	Van khởi động	892,9
2	Van gaslift số 2	Van khởi động	1.598,6
3	Van gaslift số 3	Van làm việc	2.050,6



Hình 7. Biến thiên nhiệt độ theo chiều sâu của giếng B với Q = 80m³/ngày

giếng dự kiến khai thác là 95m³/ngày. Kết quả thu được thể hiện trong Hình 6.

Như vậy, chiều sâu lắp đặt van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu có hiệu quả là ≥ 1.005m.

### 3.2. Giếng B

Giếng B thuộc khu vực trung tâm của mỏ Rồng, dự kiến khoan đến chiều sâu 2.303m, khoảng vỉa khai thác 2.200 - 2.245m, đối tượng Miocene dưới. Kết quả phân tích mẫu dầu thu được từ kết quả khoan thăm dò trong khu vực mỏ cho thấy dầu có hàm lượng paraffin cao và nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp (30 - 44°C), do vậy phải lắp đặt van hóa phẩm để làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu.

Việc xác định vị trí đặt van bơm ép dựa vào đường đặc tính nhiệt độ dòng chất lưu được xác định tương tự như giếng B thông qua phần mềm ứng dụng, với nhiệt độ vỉa được xác định từ công thức (3) cho tầng Miocene.

Kết quả thu được với lưu lượng của giếng dự kiến khai thác là 80m³/ngày (Hình 7).

Như vậy, chiều sâu lắp đặt van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu có hiệu quả là ≥ 1.077m.

### 4. Kết luận

Từ các số liệu khảo sát giếng ở Vietsovpetro, bài báo đã phân tích và đưa ra phương trình đường biến thiên nhiệt độ theo độ sâu cho các đối tượng khai thác khác nhau: Miocene dưới, Oligocene và móng.

Dựa trên cơ sở sự biến thiên nhiệt độ theo độ sâu, kết hợp với thông số khai thác cụ thể cho từng giếng, nhóm tác giả đã đề xuất hiệu chỉnh và ứng dụng có hiệu quả cho việc tính toán chiều sâu để bơm ép hóa phẩm nhằm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu, góp phần nâng cao hiệu quả của công tác vận chuyển dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp ở các giếng khai thác trên các giàn nhẹ mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro.

Việc lắp đặt van hóa phẩm đến độ sâu cụ thể cho từng giếng sẽ cho phép Vietsovpetro xử lý dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp trên

các công trình biển (đặc biệt là các giếng gaslift có lưu lượng khai thác thấp) đảm bảo cải thiện dòng chảy, để vận chuyển dầu bằng đường ống đến nơi xử lý và chứa dầu.

Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp địa nhiệt này còn có các ưu điểm sau:

- Đảm bảo được việc vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm, không cần phải lắp đặt bộ gia nhiệt cho dầu trên các giàn nhẹ, không cần tiêu tốn thêm nhiên liệu, do đó sẽ giúp giảm giá thành xử lý dầu.

- Có thể sử dụng van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm tách nước (demulsifier) cùng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc của dầu, tận dụng nhiệt độ cao để xử lý tách nước trong dầu.

### Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ. *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Nam Việt Nam*. 2016.
2. Trần Huyền. *Năng lượng và năng lượng địa nhiệt ở Việt Nam (Kỳ 2)*. Hội Dầu khí Việt Nam. 2015.
3. Phòng Thiết kế khai thác, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Tuyển tập Báo cáo Thủy động lực học mỏ Bạch Hổ*. 2013.

## GEOHERMAL APPLICATIONS IN TREATMENT AND TRANSPORTATION OF HIGH PARAFFIN OIL IN BACH HO AND RONG FIELDS

Phan Duc Tuan<sup>1</sup>, Nguyen Thuc Khang<sup>2</sup>, Tran Dinh Kien<sup>3</sup>  
 Nguyen Van Minh<sup>2</sup>, Nguyen Van Trung<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Vietsovpetro

<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Association

<sup>3</sup>Hanoi University of Mining and Geology

### Summary

**Crude oil produced on satellite platforms (BK/RC) at Bach Ho and Rong fields has very low surface temperature ((35 - 45°C), high paraffin content, high viscosity and high pour point temperature. To transport this produced oil by submarine pipelines from the satellite platforms to the fixed platform or central processing platform (CPP), crude oil needs to be treated with a chemical that reduces the pour point temperature. The results of research on the rheological properties of crude oil at Bach Ho and Rong fields show that for effective treatment of high paraffin oil, crude oil must have a temperature of not less than 65°C ( $T \geq 65^\circ\text{C}$ ) (5-10°C higher than paraffin crystallization temperature).**

**The paper presents a geothermal application method in crude oil treatment for transportation of high paraffin oil, and determines the depth, where the temperature is higher than 65°C, for installation of the chemical injection valve for paraffin treatment with the highest effectiveness.**

**Key words:** Paraffin, geothermal gradient, pour point temperature, rheological properties, Bach Ho, Rong.



# THỬ NGHIỆM HỆ DUNG DỊCH KHOAN PROTROL TẠI GIẾNG KHOAN 902-RC9, MỎ RỒNG, BỂ CỬU LONG

**Phạm Đăng Sơn<sup>1</sup>, Nguyễn Văn Tiến<sup>1</sup>, Nguyễn Mạnh Hùng<sup>1</sup>  
Thái Hồng Chương<sup>1</sup>, Phạm Xuân Toàn<sup>2</sup>, Nguyễn Thành Trường<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ giếng khoan (DMC-WS)

<sup>2</sup>Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC)

<sup>3</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

## Tóm tắt

**Hệ dung dịch khoan gốc nước tiên tiến Protrol (High performance WBM) đã được Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ Giếng khoan (DMC-WS) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" thử nghiệm thành công ở giếng khoan 902-RC9, mỏ Rồng, bể Cửu Long. Hệ dung dịch khoan Protrol đã duy trì ổn định các thông số lưu biến, giảm độ thải nước và thể hiện khả năng ức chế hiệu quả sự trương nở của các tập sét dày, gia cố thành giếng khoan với quỹ đạo phức tạp...**

**Từ khóa:** Dung dịch khoan, ức chế sét, Protrol, mỏ Rồng.

## 1. Giới thiệu

Các giếng khoan được thi công trên thềm lục địa Việt Nam trước đây chủ yếu sử dụng hệ dung dịch khoan cơ bản gốc sét bentonite, cùng với các hệ dung dịch khoan tiên tiến phi sét được nhập khẩu từ nước ngoài. Việc nghiên cứu ứng dụng các hệ dung dịch khoan tiên tiến là yêu cầu cấp bách nhằm đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật ngày càng cao của công tác khoan tại thềm lục địa Việt Nam.

Từ năm 2012, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC) đã thử nghiệm và sau đó đưa vào sử dụng đại trà hệ dung dịch khoan Glytrol với tính năng vượt trội so với các hệ dung dịch khoan nền sét và có khả năng ức chế, ổn định thành giếng khoan khá tốt. Hệ dung dịch khoan Glytrol đã được sử dụng thành công cho 5 giếng khoan tại các mỏ của Vietsovetro và 13 giếng khoan tại mỏ Thăng Long và mỏ Đông Đô của Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC). Tuy nhiên, hệ dung dịch khoan này chưa phù hợp với các giếng khoan sâu, xuyên qua các tập sét dày, quỹ đạo phức tạp. Do vậy, Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ Giếng khoan (DMC-WS) với sự hỗ trợ của Vietsovetro đã nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan mới với tính năng ức chế cao hơn Glytrol.

Sau khi nghiên cứu và thử nghiệm trong phòng thí nghiệm, nhóm tác giả đã phát triển thành công hệ dung dịch khoan ức chế sét Protrol có tính năng tương đương với một số hệ dung dịch khoan tiên tiến của nước ngoài. Hệ dung dịch khoan Protrol đã được thử nghiệm thành công tại phân đoạn 8,5inch, giếng khoan 902-RC9 thuộc mỏ Rồng, bể Cửu Long. Đây là cơ sở để đưa hệ dung dịch

khoan này vào sử dụng đại trà cho các giếng khoan tiếp theo của Vietsovetro cũng như các nhà thầu khác trong và ngoài nước.

## 2. Hệ dung dịch khoan Protrol

Hệ dung dịch khoan gốc nước Protrol có khả năng ức chế sự trương nở của sét rất cao, dễ pha chế và hoạt động tốt trong dải nhiệt độ rất rộng. Thành phần cấu tử và chức năng các hóa phẩm trong hệ dung dịch khoan Protrol gồm:

- Chất tạo cấu trúc DV-HIVIS/DV-HIVIS D dựa trên công nghệ biến tính hợp chất polysaccharide hữu cơ, có tính bền nhiệt cao hơn các chất tạo nhớt truyền thống như xanthan gum, carboxymethyl cellulose (CMC)... DV-HIVIS hay DV-HIVIS D tạo cấu trúc "già dẻo" cho dung dịch khoan, làm dung dịch khoan có độ nhớt thấp tại các vị trí có tốc độ dòng chảy cao (trong bơm, ống dẫn, cần khoan, vòi phun tại chòong khoan) và duy trì độ nhớt cao để giữ mùn khoan được lơ lửng hoặc kéo mùn khoan ra khỏi giếng ở các vị trí có tốc độ dòng chảy thấp (khoảng không vành xuyên giữa thân giếng trần và ống chống, hoặc giữa hai ống chống...). Tại các giàn có thiết bị pha trộn còn hạn chế, DV-HIVIS D sẽ được ưu tiên sử dụng do khả năng phân tán tốt hơn;

- Chất giảm độ thải nước DV-PAC LV được tổng hợp dựa trên biến tính cellulose hữu cơ, làm tăng độ nhớt của pha nước tự do trong dung dịch, do vậy giúp ngăn cản quá trình xâm nhập vào vỉa của nước lọc (filtrate). Khác với các loại hóa phẩm PAC thương mại, DV-PAC LV được điều chỉnh để tối ưu hóa với các hóa phẩm của hệ dung

dịch khoan Protrol, tăng khả năng phân tán và chịu nhiệt, đồng thời bền với điều kiện nước pha chế có độ cứng cao;

- Chất giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao DV-FLO HT được tổng hợp trên nền tảng hoạt hóa tinh bột và pha trộn với một số chất chịu nhiệt, chống oxy hóa, cho khả năng giảm lượng nước lọc xâm nhập vào vỉa ở các giếng có nhiệt độ cao bất thường lên tới 150°C;

- Chất ức chế sét DV-HIB được pha trộn giữa glycol biến tính và amine bậc cao giúp gia cố hóa phiến sét, giúp phiến sét “trơ” dưới sự xâm nhập của các phân tử nước tự do. Chất ức chế sét DV-HIB ngăn cản sự trương nở và phân tán của các phiến sét cao hơn rất nhiều so với dung dịch khoan Glycol;

- Chất ức chế sét DV-CAP LV dựa trên polymer tổng hợp, được thiết kế đặc biệt để làm tăng quá trình hấp thụ và bao phủ phiến sét, ngăn không cho nước xâm nhập. Khác với các hóa phẩm acrylamide thương mại, với cấu trúc tối ưu, chất ức chế sét DV-CAP LV góp phần làm tăng khả năng tạo cấu trúc nhưng không làm tăng độ nhớt tổng thể của dung dịch khoan, đồng thời rất bền ở điều kiện pH và độ cứng cao, điều mà không thể tìm thấy trên những dẫn xuất của acrylamide;

- Chất ổn định sét DV-KLASEAL được tổng hợp trên nền lignin và latex, cho khả năng bít nhét và bao bọc phiến sét ưu việt hơn rất nhiều các hợp chất sulfonate asphalt. DV-KLASEAL nhanh chóng phân tán và xâm nhập vào các khe nứt nẻ của vỉa sét, đặc biệt là các vỉa sét có độ phong hóa cao và dễ sập lở. Đóng vai trò như 1 chất kết dính hiệu quả, DV-KLASEAL giúp vỉa sét duy trì được độ gắn kết vốn có trong quá trình khoan và hạn chế khả năng sập lở hoặc mất ổn định khi tiếp xúc với dung dịch khoan;

- Chất bôi trơn DV-LUB M là hỗn hợp của các acid béo được hoạt hóa theo phương pháp phù hợp nhằm nâng cao độ ổn định nhiệt, duy trì khả năng bôi trơn và giảm thiểu quá trình phân rã ở nhiệt độ cao;

- Chất chống bó chèo DV-KLAFREE là hóa phẩm polymer tổng hợp có ái lực lớn với bề mặt kim loại nhưng kỵ sét. Hóa phẩm này phân tán tốt trong dung dịch khoan, nhanh chóng bám vào bề mặt chèo khoan và bộ khoan cụ, ngăn không cho sét bám vào ngay cả khi khoan qua các vỉa sét non dày có hoạt tính cao. Nhờ vậy, tốc độ khoan sẽ được cải thiện đáng kể;

- Chất diệt khuẩn DV-CIDE được thiết kế vừa có khả năng ức chế sự phát triển của vi khuẩn, vừa có khả năng duy trì độ pH ở điều kiện nhiệt độ cao đáy giếng, vừa không có tác dụng phụ với các thành phần khác của hệ dung dịch khoan như các hóa phẩm biocide truyền thống.

Ngoài ra, hệ dung dịch khoan Protrol còn có các hóa phẩm cơ bản như KCl (ức chế sét), NaOH (tạo pH), Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (giảm độ cứng của nước kỹ thuật)... Các thành phần trên được pha trộn theo công thức tiêu biểu thể hiện trong Bảng 1.

### 3. Sử dụng dung dịch khoan Protrol thi công phân đoạn 8,5inch giếng 902-RC9

#### 3.1. Đặc điểm địa chất và thiết kế của giếng 902-RC9

Giếng 902-RC9 thuộc mỏ Rồng, được khoan trên platform. Platform RC9 có 12 slot, mỗi slot dành cho 1 giếng khoan khai thác tới các vị trí khác nhau nhằm tối ưu hóa sản lượng khai thác.

Địa chất của mỏ Rồng có đặc điểm phức tạp là tầng

**Bảng 1.** Công thức hệ dung dịch khoan Protrol sử dụng trong giếng 902-RC9

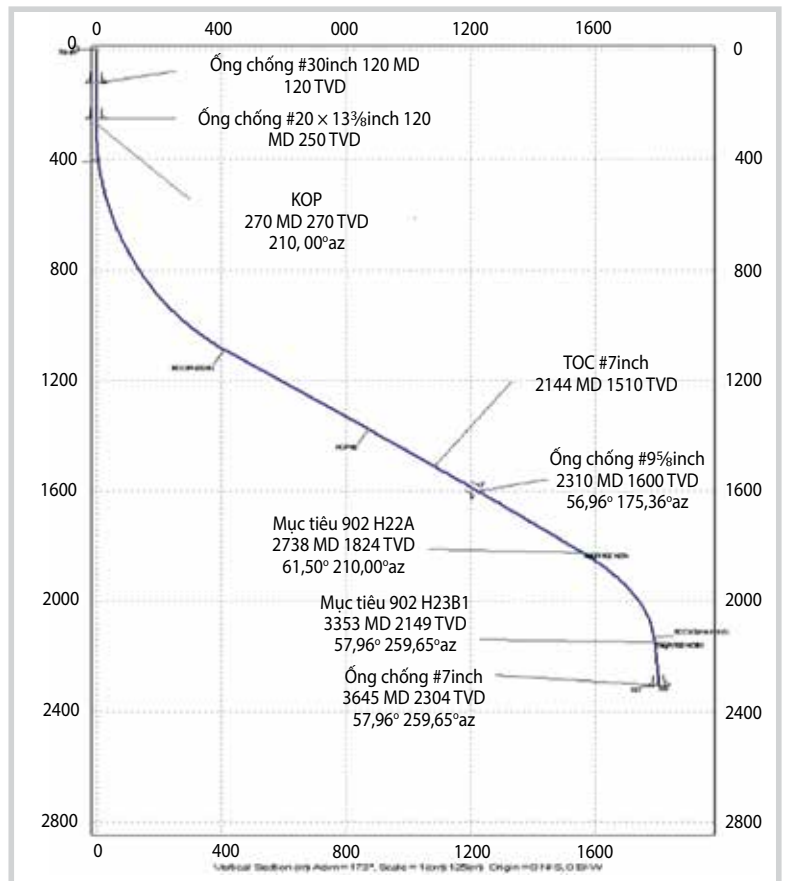
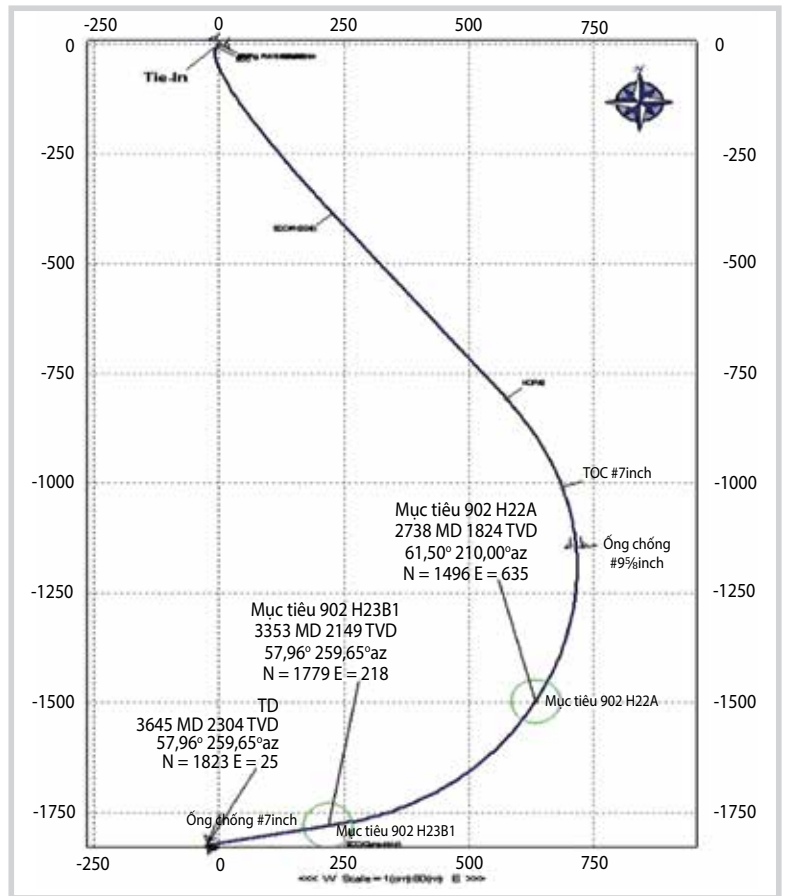
TT	Hóa phẩm	Tính năng	Dải nồng độ (kg/m <sup>3</sup> )
1	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán	Vừa đủ
2	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Giảm độ cứng	1,5 - 2
3	DV-CIDE	Chất diệt khuẩn	1 - 1,5
4	KCl	Chất ức chế sét	80 - 100
5	DV-HIB	Chất ức chế sét chính	25 - 30
6	DV-CAP LV	Chất ức chế sét	8 - 10
7	DV-KLAFREE	Chất chống bó chèo	5 - 10
8	DV-PAC LV	Chất giảm độ thải nước	10 - 12
9	DV-FLO HT	Chất giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao	6 - 8
10	DV-HIVIS	Chất tạo cấu trúc	3,5 - 4,5
11	DV-KLASEAL	Chất gia cố thành hệ	10 - 14
12	DV-CELBA F	Chất bít nhét hữu cơ	2 - 3
13	CaCO <sub>3</sub> F	Chất bít nhét	10 - 15
14	CaCO <sub>3</sub> M	Chất bít nhét	10 - 15
15	DV-LUB M	Chất bôi trơn	3 - 5
16	Barite	Chất tăng trọng	Tới tỷ trọng mong muốn



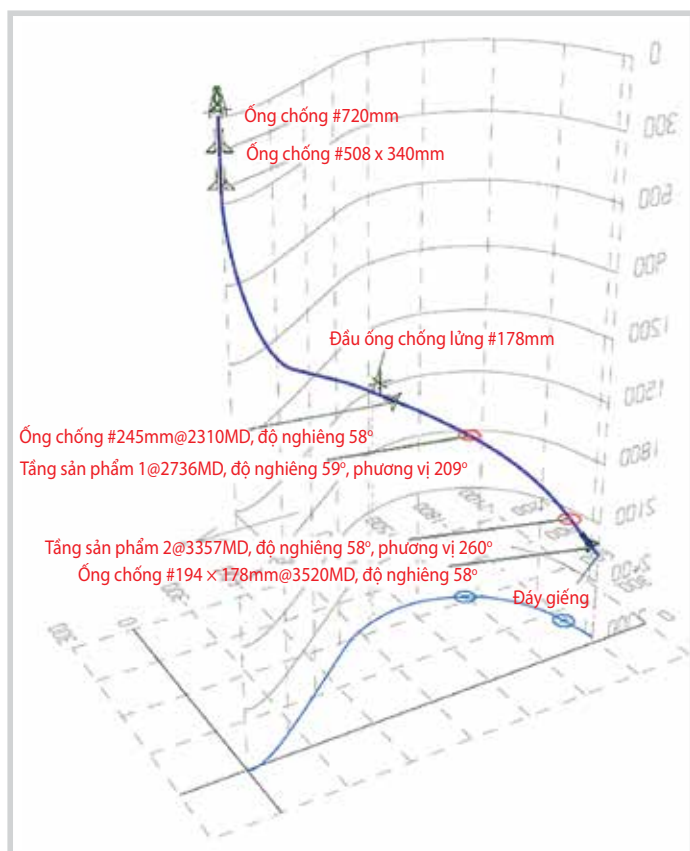
sét non có hàm lượng sắt cao, màu đỏ, có tính trương nở và bám dính rất lớn. Do đó, thường gây khó khăn và sự cố trong quá trình khoan, tỷ trọng khó khống chế do sét phân tán nhanh vào hệ dung dịch khoan, tốc độ khoan thường xuyên giảm do hiện tượng bó chông và đặc biệt là thu hẹp thành giếng khoan gây tắc cần khoan do sét trương nở mạnh. Các hệ dung dịch khoan gốc nước có

Tuổi địa chất		Độ sâu (m)	Cột địa tầng
Pliocene + Q	(N <sub>2</sub> + Q) database	91	
		200	
		400	
Miocene	Miocene thượng	860	
		800	
		1000	
	Miocene trung	1240	
		1400	
		1600	
Miocene hạ	1740		
	1800		
	2000		
	2090		
	2304		

Hình 1. Cấu trúc địa tầng giếng 902-RC9



Hình 2. Thiết kế giếng 902-RC9



Hình 3. Quỹ đạo 3D thực tế giếng 902-RC9 sau khi hoàn thiện

tính ức chế thấp đều gặp sự cố khi khoan qua các vùng địa tầng sét tại khu vực này.

Cấu trúc địa tầng của giếng 902-RC9 được thể hiện trong Hình 1 [1, 2].

Xét về thiết kế, giếng 902-RC9 có thiết kế rất phức tạp, đặc biệt là phân đoạn chứa tầng sản phẩm 8,5inch (chống ống lừng 7inch). Phân đoạn này khoan thẳng vào tập sét hoạt tính nhất của tầng Miocene dưới, do vậy yêu cầu dung dịch khoan phải có tính ức chế rất cao. Ngoài ra, thiết kế quỹ đạo khoan của phân đoạn này là xoay tròn ốc, góc phương vị bắt đầu đi từ hướng Nam tới đích ở hướng Tây Tây Nam, góc nghiêng của giếng được thiết kế từ 56,96 - 57,96°. Ngoài các yêu cầu nghiêm ngặt về công nghệ khoan định hướng, quỹ đạo phức tạp này đòi hỏi dung dịch khoan đảm bảo tính ức chế sét và ổn định thành giếng khoan ưu việt để đảm bảo thân giếng ổn định trong suốt quá trình khoan và chống ống lừng sau đó. Sau khi thử nghiệm trong phòng thí nghiệm và thảo luận kỹ thuật chuyên sâu, hệ dung dịch khoan gốc nước Protrol đã được lựa chọn để khoan phân đoạn khó nhất của giếng khoan 902-RC9.

### 3.2. Quá trình thi công phân đoạn 8,5inch giếng 902-RC9

Sau khi khoan phá cốt xi măng của phân đoạn 12,25inch, dung dịch khoan cũ được thay thế bằng hệ dung dịch khoan

Protrol trước khi bắt đầu khoan lỗ 8,5inch. Để đảm bảo các hóa phẩm được sử dụng phù hợp, ban đầu hệ dung dịch khoan Protrol được pha chế với nồng độ hóa phẩm ở mức thấp nhất cho phép, nhằm tránh hiện tượng trào sãng rung khi nhiệt độ tuần hoàn qua giếng vẫn thấp và các polymer chưa được tối ưu trong quá trình pha chế. Tại vị trí bắt đầu khoan phân đoạn 8,5inch, thành phần địa chất vẫn là sét pha cát với hàm lượng sét hạn chế, do vậy tính ức chế chưa yêu cầu cao. Tại thời điểm này, tốc độ khoan cơ học rất nhanh, duy trì ở 30 - 40m/giờ. Trước khi khoan vào tập sét dày ở 2.580mMD, 1.740mTVD, dung dịch khoan Protrol được bổ sung thêm các hóa phẩm bít nhét (DV-KLASEAL, CaCO<sub>3</sub>) để nâng khả năng duy trì sự ổn định thành giếng lên tối đa. Các hóa phẩm giảm độ thải nước DV-PAC LV và DV-FLO HT được bổ sung phù hợp để duy trì độ thải nước API và HTHP thấp (lần lượt dưới 3cc/30 phút và 12cc/30 phút) khi nhiệt độ đáy giếng bắt đầu tăng cao. Bên cạnh đó, hóa phẩm ức chế sét DV-HIB được tăng lên mức phù hợp, kết hợp với quan sát thông số khoan và tình trạng mùn khoan. Tốc độ khoan đạt yêu cầu thiết kế (20 - 35m/giờ), mùn khoan tuần hoàn lên trên bề mặt được lấy mẫu và kiểm tra cho thấy mùn khoan cứng, chắc, có độ bảo toàn hình dạng cao, chứng tỏ dung dịch khoan đã ức chế hiệu quả và tránh làm sét mùn khoan trương nở và phân tán mạnh vào hệ dung dịch khoan. Thông số dung dịch khoan được duy trì ổn định.

Tại độ sâu 2.884mMD, quá trình kéo thả thông giếng được tiến hành. Bộ khoan cụ được kéo từ độ sâu 2.884mMD lên độ sâu 2.310m, khi kéo doa thành giếng tại một số điểm vướng ở 2.551mMD và 2.536mMD do quá trình khoan định hướng trong điều kiện quỹ đạo phức tạp. Sau đó, bộ khoan cụ được thả xuống đáy bình thường, không gặp cản trở. Công tác khoan được phục hồi từ độ sâu 2.884mMD tới độ sâu 3.367mMD với tốc độ khoan 15 - 25m/giờ, moment xoắn của bộ khoan cụ nằm trong thông số thiết kế. Tại độ sâu 3.367mMD, tập tampon có độ nhớt cao (hivis pill) được bơm rửa và tuần hoàn lên bề mặt trước khi bắt đầu công tác kéo thả thông giếng. Bộ khoan cụ một lần nữa được kéo lên độ sâu 2.774mMD trước khi được thả lại xuống đáy giếng tại độ sâu 3.367mMD mà không gặp điểm vướng nào. Điều này chứng tỏ hệ dung dịch khoan đã ức chế và gia cố thành giếng rất tốt, giúp cho thành giếng ổn định trong quá trình khoan và kéo thả bộ khoan cụ.



Quá trình khoan được tiếp tục từ độ sâu 3.367mMD tới 3.565mMD. Tại độ sâu này, giếng khoan được bơm rửa và dung dịch khoan được bổ sung thêm các hóa phẩm ức chế (DV-HIB, DV-CAP LV) trước khi đo địa vật lý và kéo thả thông giếng trước khi chống ống lửng. Quá trình kéo thả thông giếng (từ đáy giếng lên chân ống chống 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>inch trước đó ở độ sâu 2.310mMD) được tiến hành thuận lợi, không gặp điểm vướng cần doa đạo. Ống lửng 7inch sau đó được thả trơn tru và cement theo chương trình.

**3.2.1. Kiểm soát các thông số dung dịch khoan trong quá trình khoan**

Trong toàn bộ quá trình khoan, thông số dung dịch khoan được duy trì theo đúng thiết kế nhằm đảm bảo quá trình khoan, kéo thả, chống ống được tiến hành suôn sẻ. Hệ thống pha trộn tốt tại giàn khoan Tam Đảo 03 cũng giúp công tác pha chế được thuận lợi. Các thí nghiệm kiểm tra tính chất dung dịch khoan được tiến hành đều theo từng ca. Riêng thông số độ nhớt phểu và tỷ trọng được báo cáo sau 30 phút mỗi lần nhằm đảm bảo các thông số thủy lực được duy trì tối ưu.

Các thông số kỹ thuật của hệ dung dịch khoan Protrol trong quá trình thi công khoan phân đoạn 8,5inch của giếng 902-RC9 được thể hiện trong Bảng 2.

Ngoài các thí nghiệm kiểm tra tính chất dung dịch khoan được thực hiện đều ngay trên giàn để giám sát thông số kỹ thuật và kịp thời xử lý khi có thay đổi không phù hợp xảy ra, mẫu dung dịch khoan Protrol được thường xuyên lấy ngoài khoan trường và gửi về phòng thí nghiệm của DMC-WS, Phòng Dung dịch khoan thuộc Xí nghiệp Khoan khai thác (Vietsovpetro) và Phòng thí nghiệm Dung dịch khoan và Xi măng thuộc Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI - Vietsovpetro) để cùng kiểm tra đánh giá đối chiếu so sánh với kết quả thực tế. Nhờ vậy, hệ dung dịch khoan Protrol luôn được duy trì trong trạng thái tốt nhất để hỗ trợ quá trình khoan thành công phân đoạn phức tạp trên.

**3.2.2. Đánh giá tác động của hệ dung dịch khoan Protrol đến quá trình khoan**

Sau khi hoàn thành phân đoạn khoan 8,5inch của giếng khoan 902-RC9, nhóm tác giả đưa ra các kết luận sau [5]:

- Quá trình sử dụng hệ dung dịch khoan Protrol trên giếng 902-RC9, giàn khoan Tam Đảo 03 không mất thời gian phi sản xuất do các sự cố liên quan tới dung dịch khoan;
- Không phát hiện có sự bám dính sét trên chướng khoan và bộ khoan cụ;



Hình 4. Mùn khoan trước khi làm sạch



Hình 5. Mùn khoan sau khi làm sạch



Hình 6. Kỹ sư DMC-WS kiểm tra tình trạng mùn khoan

- Không xảy ra hiện tượng dính bết sàng rung thường xảy ra do chất bôi trơn không phù hợp;
- Thông số khoan ổn định ở điều kiện đáy giếng, thay đổi không đáng kể trong quá trình kéo thả bộ khoan cụ và đo địa vật lý;
- Dung dịch khoan Protrol có khả năng ức chế cao và phù hợp thiết kế. Hàm lượng keo MBT là 28kg/m<sup>3</sup>, thấp hơn mức cho phép tối đa là 35kg/m<sup>3</sup>;
- Quá trình vận hành hệ dung dịch khoan Protrol không để xảy ra hiện tượng kẹt cần khoan và các sự cố khác khi khoan;
- Tốc độ khoan cơ học trung bình là 32m/giờ, phù hợp với yêu cầu kỹ thuật khoan, giúp giếng khoan hoàn thành đúng tiến độ;
- Hệ dung dịch khoan Protrol không ảnh hưởng xấu

**Bảng 2.** Các thông số kỹ thuật của hệ dung dịch khoan Protrol tại giếng 902-RC9 [3, 4]

TT	Thông số	Đơn vị	Dải khống chế
1	Độ nhớt phổ	Giây	45 - 70
2	Độ nhớt dẻo PV	cP	Càng thấp càng tốt (hạn chế chất rắn khoan tối đa có thể)
3	Chỉ số 6 vòng/phút đo trên máy nhớt kế Fann S35A	-	8 - 14
4	Thông số YP	Lb/100ft <sup>2</sup>	25 - 40
5	Gel 10s/10m	Lb/100ft <sup>2</sup>	8 - 15/12 - 25
6	Độ thải nước API, tối đa	cc/30 phút	4
7	Độ thải nước ở nhiệt độ cao áp suất cao, tối đa	cc/30 phút	14
8	pH	-	9 - 10
9	Hàm lượng keo sét MBT, tối đa	kg/m <sup>3</sup>	35
10	Hàm lượng chất rắn khoan, tối đa	% thể tích	5
11	Hàm lượng KCl	kg/m <sup>3</sup>	8 - 10
12	Hàm lượng DV-HIB	% thể tích	2,5 - 3
13	Hàm lượng DV-CAP LV	kg/m <sup>3</sup>	8,5 - 10
14	Hàm lượng DV-KLAFREE	% thể tích	1 - 2

**Bảng 3.** So sánh giá trị trung bình của thông số dung dịch khoan giữa hệ dung dịch khoan Protrol và Ultradril

TT	Thông số	Đơn vị	Protrol	Ultradril
1	Độ nhớt phổ	giây	65	62
2	Độ nhớt dẻo PV	cP	26	25
3	Chỉ số 6 vòng/phút đo trên máy nhớt kế Fann S35A	-	13	12
4	Thông số YP	Lb/100ft <sup>2</sup>	33	30
5	Gel 10s/10m	Lb/100ft <sup>2</sup>	13/25	12/23
6	Độ thải nước API	cc/30 phút	3,2	3,4
7	Độ thải nước ở nhiệt độ cao áp suất cao	cc/30 phút	10,8	11,0
8	pH	-	9,7	9,8
9	Hàm lượng keo sét MBT	kg/m <sup>3</sup>	28	30
10	Hàm lượng chất rắn khoan	% thể tích	3,8	3,7

**Bảng 4.** Bảng so sánh chi phí giữa hệ dung dịch khoan Protrol và Ultradril

TT	Nội dung	Đơn vị	Protrol	Ultradril
1	Chi phí trung bình trên 1m khoan	USD	250,2	317,5

**Bảng 5.** Bảng so sánh chi phí khoan thực tế so với chi phí khoan dự kiến

TT	Nội dung	Đơn vị	Dự kiến	Thực tế	Tiết kiệm (%)
1	Tổng chi phí	USD	463.155,79	313.905,00	32,22

tới các chi tiết cao su của thiết bị khoan, máy bơm và các thiết bị phụ trợ khác;

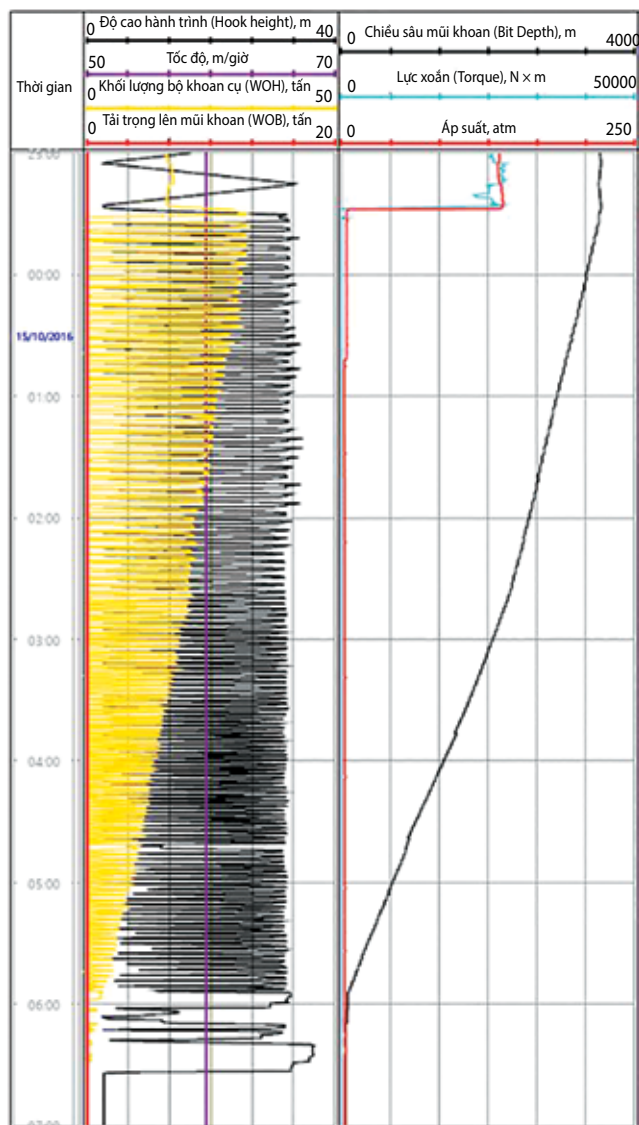
- Tiêu hao hóa phẩm hoàn toàn phù hợp với thiết kế. Chi phí khoan thấp hơn chi phí dự kiến ban đầu.

Như vậy, hệ dung dịch khoan Protrol có tác dụng rất tích cực vào quá trình khoan, đo địa vật lý và thả ống chống. Với tỷ trọng phù hợp, nồng độ các hóa phẩm chức năng được duy trì theo thiết kế, tính chất dung dịch và thông số khoan được giám sát chặt chẽ, hệ dung dịch khoan Protrol đã loại bỏ toàn bộ các phức tạp thường xảy ra trong quá trình khoan phân đoạn phức tạp tại khu vực mỏ Rồng trong bể Cửu Long mà tiêu biểu là giếng 902 trên giàn RC9.



**Hình 7.** Hình ảnh chèo khoan khí kéo lên bề mặt





Hình 8. Đồ thị trong quá trình kéo thả

#### 4. Kết luận

Việc hệ dung dịch khoan ức chế ưu việt Protrol được thử nghiệm công nghiệp thành công tại giếng khoan 902-RC9 đã khẳng định khả năng làm chủ công nghệ ứng dụng các hệ dung dịch khoan tiên tiến của Việt Nam, làm tiền đề cho việc ứng dụng hệ dung dịch khoan Protrol cho công tác khoan các giếng có điều kiện địa chất phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả sẽ tiếp tục thực hiện các nghiên cứu cải tiến để hệ dung dịch khoan Protrol có thể làm việc ở điều kiện khắc nghiệt hơn (nước sâu xa bờ, nhiệt độ cao áp suất cao), nâng cao tính năng của hệ nhằm đáp ứng các yêu cầu khoan thăm dò và khai thác ngày càng khắt khe của khách hàng.

#### Tài liệu tham khảo

1. Vietsovpetro. *Thiết kế giếng khoan 902-RC9*. 2016.
2. Vietsovpetro. *Chương trình khoan giếng 902-RC9*. 2016.
3. Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ Giếng khoan (DMC-WS). *Báo cáo tổng kết dịch vụ dung dịch khoan giếng 902-RC9*. 2016.
4. Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ Giếng khoan (DMC-WS). *Chương trình dung dịch khoan giếng 902-RC9*. 2016.
5. Vietsovpetro, DMC-WS. *Biên bản kết luận thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch khoan Protrol*. 2016.

## FIELD TRIAL OF DRILLING FLUID SYSTEM PROTROL ON WELL 902-RC9 IN RONG FIELD, CUU LONG BASIN

Pham Dang Son<sup>1</sup>, Nguyen Van Tien<sup>1</sup>, Nguyen Manh Hung<sup>1</sup>  
 Thai Hong Chuong<sup>1</sup>, Pham Xuan Toan<sup>2</sup>, Nguyen Thanh Truong<sup>3</sup>

<sup>1</sup>DMC-Drilling Fluids and Well Services (DMC-WS)

<sup>2</sup>Drilling Mud Corporation (DMC)

<sup>3</sup>Vietsovpetro

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

#### Summary

**The field trial of the high performance water-based drilling fluid system PROTROL has been successfully performed at well 902-RC9 in Rong field of Cuu Long basin by DMC-Drilling Fluids and Well Services (DMC-WS) and Vietsovpetro Joint Venture. The mud system has proved its advanced clay-swelling inhibition, bore-hole stabilisation as well as other outstanding properties of rheology, fluid loss control, anti-accretion and lubricity.**

**Key words:** Drilling fluid, clay swelling inhibition, Protrol, Rong field.

# GIẢI PHÁP ỨNG CỨU KHẨN CẤP GIÀN KHOAN BIỂN DI ĐỘNG TRONG MÙA MƯA BÃO

**Hoàng Thanh Tùng<sup>1</sup>, Nguyễn Xuân Cường<sup>1</sup>  
Trương Hoài Nam<sup>2</sup>, Lê Quang Duyệt<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Tổng công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí

<sup>2</sup>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

<sup>3</sup>Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: tunght@pvdrrilling.com.vn

## Tóm tắt

Theo thống kê của Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, mỗi năm có khoảng 10 cơn bão, áp thấp nhiệt đới hoạt động trên Biển Đông, trong đó có 4 cơn bão và 2 cơn áp thấp nhiệt đới ảnh hưởng trực tiếp đến đất liền Việt Nam. Tần suất bão cao, khắc nghiệt đã ảnh hưởng trực tiếp tới sự an toàn và hoạt động của các giàn khoan biển, gây nguy hiểm cho nhân sự làm việc trực tiếp trên giàn khoan, gây thiệt hại về tài sản, ô nhiễm môi trường nếu xảy ra các sự cố tràn dầu, mất kiểm soát giếng khoan, đặc biệt các giếng khoan đang tiến hành khoan vào và sản phẩm phải dừng đột ngột khi có bão. Do đó, cần có giải pháp ứng cứu khẩn cấp cho các giàn khoan di động tại các mỏ dầu khí thuộc vùng biển Việt Nam, giúp nhanh chóng xử lý các tình huống đã được dự đoán và phát sinh nhằm đảm bảo an toàn thiết bị, con người và giảm thiểu nguy cơ ô nhiễm môi trường.

Bài báo đưa ra các khuyến cáo cần thiết cho công tác ứng cứu và sơ tán nhân sự vận hành giàn, lựa chọn tàu kéo phù hợp để kéo giàn khi có tình huống khẩn cấp, sơ tán giàn ra khỏi khu vực có tác động của bão dựa trên kinh nghiệm vận hành các giàn khoan di động của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) và các nhà thầu khoan quốc tế đã hoạt động tại vùng biển Việt Nam.

**Từ khóa:** Giải pháp ứng cứu giàn khoan di động, sự cố giàn trong mùa mưa bão, kéo và lai dặt giàn khoan, lựa chọn tàu kéo, tràn dầu, mất kiểm soát.

## 1. Giới thiệu

Trên thế giới đã xảy ra nhiều sự cố tại các giàn khoan trên biển do ảnh hưởng của bão, gây thiệt hại nghiêm trọng về con người, tài sản và môi trường. Điển hình là sự cố giàn khoan tự nâng Kolskaya của Liên bang Nga bị chìm khi gặp bão trong quá trình vận chuyển giàn từ Kamchatka tới Sakhalin, khiến 50 người thiệt mạng vào ngày 19/12/2011 (Hình 1).

Giàn khoan Kolskaya bị chìm hoàn toàn trong vòng 20 phút. Công tác cứu hộ triển khai chậm chạp và phản ứng không kịp thời đặc biệt là nhiệt độ nước biển rất lạnh khoảng 33,8°F (tương đương 1°C), thời gian sống sót của con người trong môi trường nước biển lạnh chỉ tối đa 30 phút. Tai nạn này gây hậu quả nghiêm trọng về con người, tài sản và uy tín của doanh nghiệp sở hữu giàn AMNGR (Arktikmorneftegazrazvedka).

Một sự cố khác xảy ra với giàn khoan Transocean Winner vào tháng 8/2016 khi đang di chuyển tới đảo Malta trên tàu kéo Hawk (Hình 2). Do thời tiết xấu, giàn khoan Transocean Winner bị trôi dạt, mắc cạn tại khu vực đảo Lewis, Scotland, gây ra nguy cơ ô nhiễm tràn dầu với 280 tấn dầu diesel.

Ở Việt Nam đã xảy ra sự cố vào ngày 28/10/2012 khi

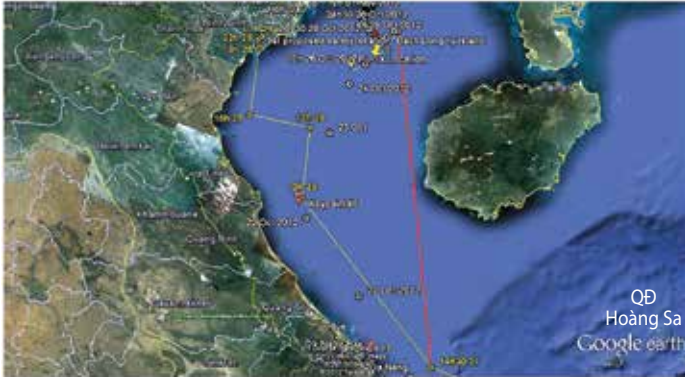


**Hình 1.** Giàn khoan Kolskaya đang được vận chuyển trên biển Okhotsk, Liên bang Nga

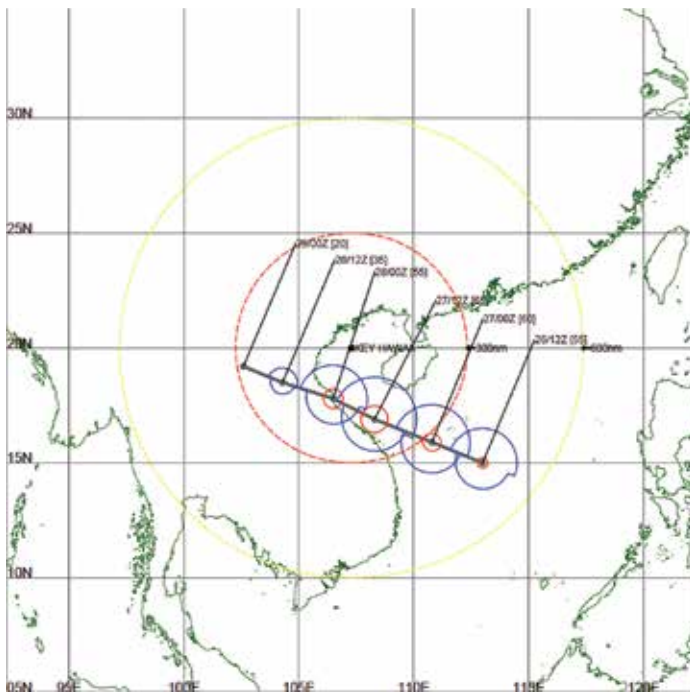


**Hình 2.** Giàn khoan Transocean Winner chuẩn bị di chuyển (a) và bị trôi dạt vào đảo Lewis, Scotland (b)

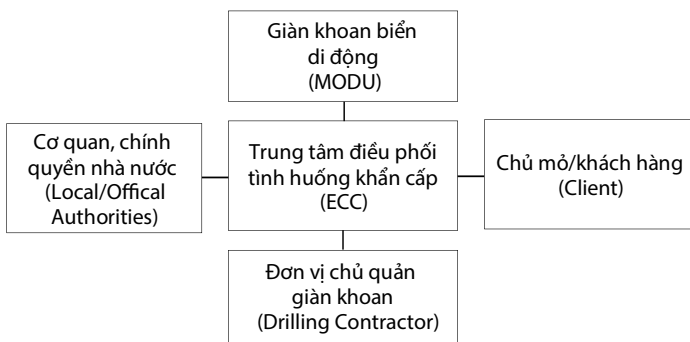
đang lai dắt giàn khoan Key Hawaii để tiến hành khoan giếng khoan PL-1X thì gặp bão Sơn Tinh nên phải kéo giàn khoan vào khu vực đảo Bạch Long Vĩ để tránh bão. Trong quá trình kéo phải cắt dây kéo của tàu lai dắt Bình An do dây kéo bị kẹt dưới đáy biển, chỉ còn lại tàu kéo Lewek Plover. Tới 17 giờ 40 phút cùng ngày, tàu kéo này cũng bị đứt dây neo lai



Hình 3. Đường đi của cơn bão Sơn Tinh và vị trí của giàn khoan Key Hawaii



Hình 4. Tóm tắt dự báo của nhà thầu FUGRO GEOS đường đi của bão Sơn Tinh vào 19 giờ ngày 26/10/2012



Hình 5. Lưu đồ cơ chế điều phối các tình huống khẩn cấp của trung tâm điều phối [1]

dắt do tác động của bão. Dự báo thời tiết vào ngày 27/10/2012 (14 giờ 30 phút) cung cấp thông tin giàn khoan còn cách mắt bão 306 dặm (khoảng 567km) (Hình 3). Vị trí của giàn lúc này là 108°1'3" Kinh Đông; 20°28'35,4" Vĩ Bắc, trong khi tâm bão ở 109°7' Kinh Đông; 16°8'60" Vĩ Bắc.

Đường đi thực tế của cơn bão Sơn Tinh khác với dự báo nhà thầu FUGRO GEOS cung cấp (Hình 4). Mặc dù nhà thầu đã phản ứng kịp thời và không có thiệt hại về người nhưng giàn khoan bị dừng và phải sửa chữa hư hỏng trong 70 ngày. Điều này gây thiệt hại rất lớn cho đơn vị chủ sở hữu giàn cũng như đơn vị thuê giàn do các chi phí phát sinh trong thời gian chờ giàn sửa chữa, chi phí cho việc điều động các thiết bị, nhân sự dịch vụ khác phục vụ thi công giếng khoan cũng phát sinh ngoài dự kiến.

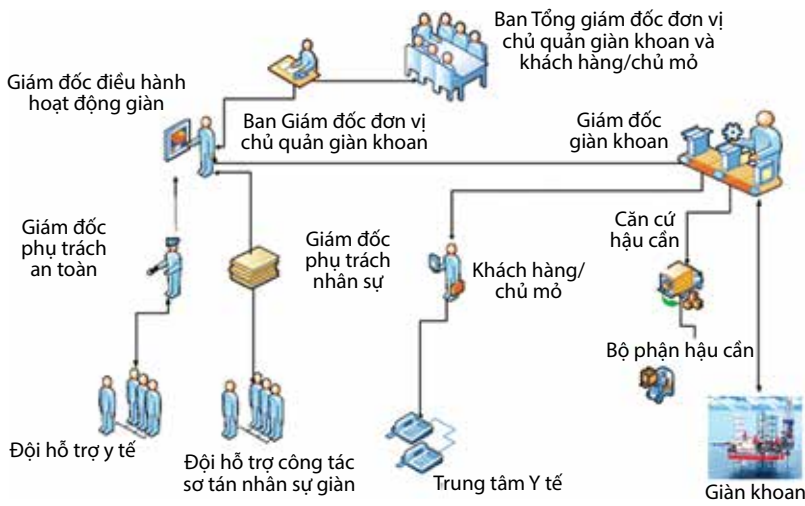
Từ đó, có thể thấy sự cố do thời tiết gây ra hậu quả rất nghiêm trọng, không chỉ thiệt hại về con người, tài sản, phát sinh chi phí thi công giếng khoan mà còn ảnh hưởng đến môi trường sinh thái biển nếu xảy ra sự cố tràn dầu. Do đó, các đơn vị chủ sở hữu giàn khoan di động và chủ mỏ cần xây dựng quy trình ứng cứu khẩn cấp khi giàn khoan xảy ra sự cố trong mùa mưa bão (trường hợp giàn đang hoạt động và trong cả quá trình vận chuyển, lai dắt giàn ra vào khu vực mỏ).

**2. Giải pháp ứng cứu khẩn cấp khi có sự cố mưa bão**

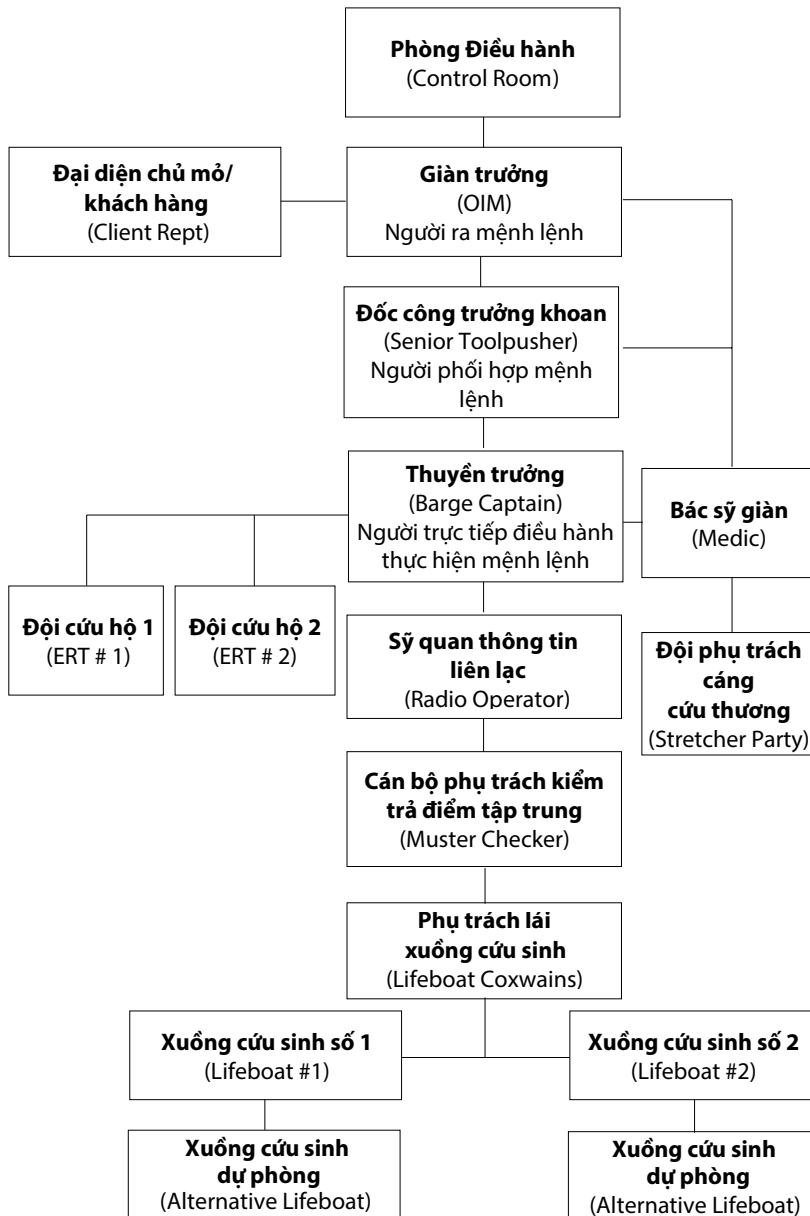
**2.1. Thiết lập trung tâm điều phối xử lý các tình huống khẩn cấp**

Thiết lập trung tâm điều hành xử lý các tình huống khẩn cấp (Emergency Control Center - ECC) trước khi tiến hành công việc, quy định rõ trách nhiệm của các thành viên bằng văn bản. Các thành viên phải được huấn luyện và am hiểu quy trình xử lý các tình huống khẩn cấp với chức năng nhiệm vụ được giao và có trách nhiệm, năng lực, kinh nghiệm thực tế. Phương thức điều hành xử lý các tình huống khẩn cấp đối với giàn khoan biển phải được thảo luận chi tiết và tích hợp bằng văn bản (bridging document) giữa nhà thầu khoan và chủ mỏ/khách hàng để tránh các quyết định chông chéo có thể xảy ra giữa 2 hệ thống điều hành khác nhau khi có sự cố phát sinh. Cơ chế giao tiếp giữa trung tâm điều phối xử lý tình huống khẩn cấp và các đơn vị trực tiếp tham gia và cơ quan chính quyền hành chính được thể hiện trong Hình 5.





Hình 6. Cơ chế hỗ trợ thông tin liên lạc xử lý tình huống khẩn cấp



Hình 7. Sơ đồ tổ chức đội ứng cứu tình huống khẩn cấp điển hình trên giàn khoan biển

## 2.2. Thiết lập cơ chế thông tin liên lạc hỗ trợ công tác điều phối xử lý tình huống khẩn cấp

Chế độ thông tin liên lạc/báo cáo phải được truyền đạt thông suốt (Hình 6), đảm bảo không gây ra sự hiểu nhầm hoặc chông chéo giữa các bộ phận, cơ chế diễn tập phải được thiết lập ít nhất 1 quý/lần. Đối với các hợp đồng khoan ngắn hạn cần thiết phải diễn tập tình huống giả định tối thiểu ít nhất một lần trước khi tiến hành công tác khoan hoặc trước khi bắt đầu mùa mưa bão tại biển Việt Nam nhằm đảm bảo sự phối hợp nhịp nhàng giữa các bộ phận. Sau khi diễn tập, cần rút ra bài học kinh nghiệm để tránh các tình huống rủi ro phát sinh ngoài ý muốn.

Lưu ý: Đối với các giàn khoan khi không có hợp đồng thì vai trò của khách hàng/chủ mỏ sẽ không tham gia vào quá trình điều phối xử lý tình huống khẩn cấp.

## 2.3. Thiết lập cơ chế hoạt động của đội xử lý tình huống khẩn cấp tại giàn khoan

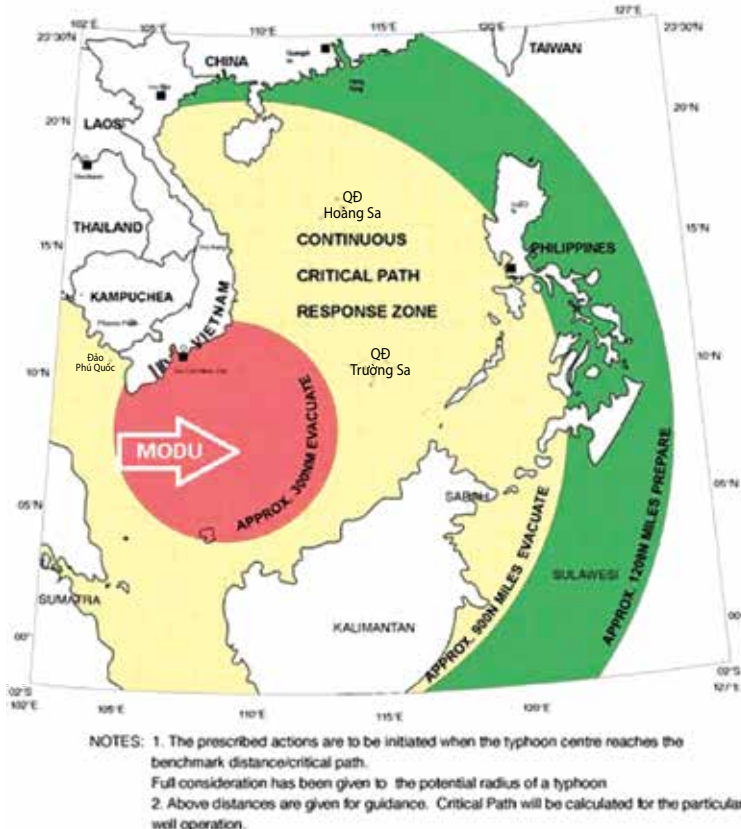
Ngoài việc thiết lập cơ chế cho trung tâm điều phối xử lý tình huống khẩn cấp trong bờ hỗ trợ truyền đạt chỉ thị, mệnh lệnh, phương hướng/cách thức xử lý và hỗ trợ cho các bộ phận đang trực tiếp làm việc trên giàn thì ngay trên giàn khoan cũng phải thiết lập được đội xử lý tình huống khẩn cấp khi có bão tới như: đóng giếng, neo giữ, chằng buộc thiết bị, chuẩn bị công tác hoặc tham gia cứu hộ cứu nạn hoặc tổ chức sơ tán, rời giàn khi có lệnh. Giàn trường có quyền tối cao trong việc tổ chức và ra mệnh lệnh cho các nhân sự làm việc trên giàn. Mô hình điển hình về cơ cấu tổ chức của đội ứng cứu tình huống khẩn cấp khi có bão của một số nhà thầu khoan trên thế giới được thể hiện trên Hình 7.

## 2.4. Quy trình ứng cứu khẩn cấp đối với giàn khoan khi có bão

Mục đích của việc thiết lập quy trình ứng cứu tình huống khẩn cấp đối với giàn khoan khi có bão nhằm đảm bảo an toàn

**Bảng 1.** Bảng mã màu phân hạng trạng thái tiếp cận và cảnh báo bão tiếp cận với giàn khoan

Mã màu	Tình trạng	Khoảng cách đối với giàn khoan từ tâm bão	
		Dặm	Giờ
<b>Bình thường</b>	An toàn		
<b>Màu xanh lá</b>	Chuẩn bị ứng cứu: Tại thời điểm này, không có tác động của bão ảnh hưởng trực tiếp tới hoạt động sản xuất bình thường của giàn khoan. Giàn trường cần theo dõi hướng đi của bão, bám sát các bản tin dự báo thời tiết, chuẩn bị lên kế hoạch với căn cứ hậu cần, xem xét khả năng giảm nhân sự không cần thiết trên giàn để chuẩn bị đưa vào danh sách sơ tán lần 1, xem xét phương án lai dắt giàn vào vị trí an toàn (nếu cần thiết).	1.100	72
<b>Màu vàng</b>	Ứng cứu khẩn: Tiến hành sơ tán nhân sự trên giàn để giảm thiểu số nhân sự có mặt trên giàn, chỉ giữ lại nhân sự cần thiết với số lượng vừa đủ cho 2 chuyến bay sơ tán cuối cùng, phải tiến hành các công tác cần thiết đóng giếng, gia cố giàn chuẩn bị đón bão.	800	48
<b>Màu đỏ</b>	Sơ tán/rời giàn: Các nhân sự có mặt trên giàn buộc phải rời giàn và tiến hành công tác sơ tán. Quyết định sơ tán và hình thức sơ tán sẽ được giàn trường và Trung tâm ứng cứu tình huống khẩn cấp quyết định.	200	24



**Hình 8.** Sơ đồ phân cấp theo mã màu dựa trên bán kính tiếp cận của tâm bão đối với giàn khoan [2]

cho đội ngũ nhân sự tham gia vận hành giàn, an toàn trong quá trình hoạt động, bảo vệ tài sản thiết bị và giảm thiểu thiệt hại do phải dừng hoạt động của giàn trong thời gian bão và tránh các bước thiếu sót khi tiến hành công tác xử lý tình huống khẩn cấp.

Bão là thuật ngữ được phân loại và định danh như sau:

- Áp thấp nhiệt đới (tropical depression) có tốc độ gió tới 34knots;

- Bão nhiệt đới (tropical storm) có tốc độ gió trung bình từ 35 - 64knots;

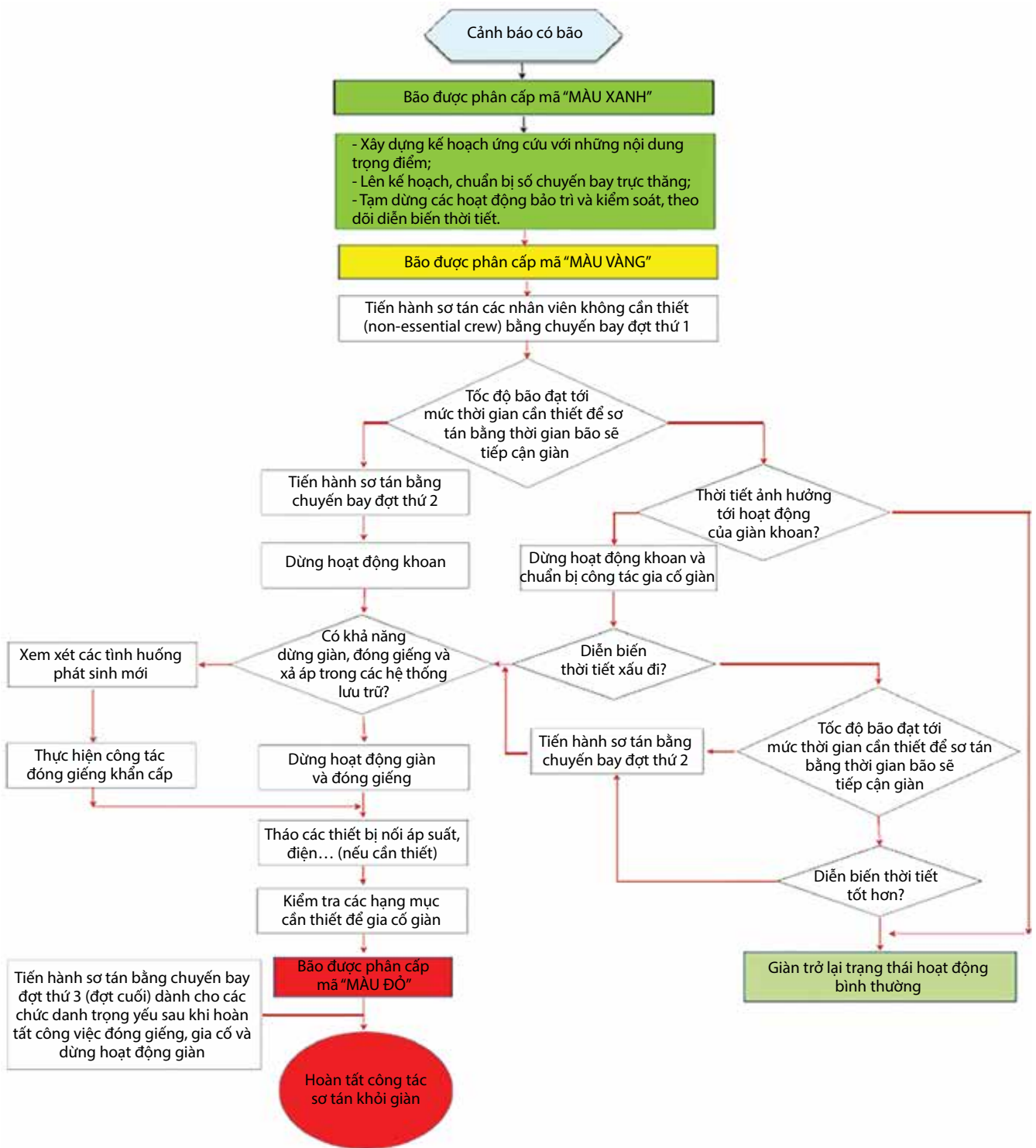
- Cuồng phong (typhoon) có tốc độ gió lớn hơn 64knots.

Các quyết định được đưa ra trong tình huống khẩn cấp khi có bão được chia thành mã màu bán kính tiếp cận của tâm bão (Hình 8). Khi tâm bão tiếp cận từng khu vực mã màu cụ thể sẽ có hành động ứng cứu và xử lý tương ứng. Các mã màu được thể hiện trong Bảng 1.

Giàn trường căn cứ tình hình cụ thể của cơn bão (mức cảnh báo) sẽ đưa ra quyết định sau khi thỏa thuận và thống nhất với trung tâm điều phối xử lý tình huống khẩn cấp như đã đề cập ở Mục 2.1 và 2.2. Đối với các giàn khoan nổi bán chìm cần lưu ý giới hạn dao động giàn như lắc ngang (roll), xoay quanh trục đứng (yaw), nhấp nhô (pitch) của chủng loại trục thẳng khi tiếp cận giàn để tiến hành công tác sơ tán nhằm đảm bảo trục thẳng có thể tiếp cận và tiến hành sơ tán nhân sự an toàn khi bão ở mức cảnh báo cao nhất (màu đỏ). Hình 9 là lưu đồ các công việc chính cần chuẩn bị và ra quyết định đối với từng mức cảnh báo bão.

Tàu ứng trực tại khu vực giàn đang hoạt động chỉ được phép rời khỏi khu vực giàn khi chuyến bay sơ tán cuối cùng khởi hành. Trong mọi trường hợp, thuyền trưởng của tàu dịch vụ phải chờ chỉ đạo từ giàn trường.

Công thức tính toán thời gian cần thiết để



Hình 9. Lưu đồ ra quyết định xử lý công việc đối với từng mức cảnh báo bão [3]

xử lý các công việc trên giàn khi bão tiếp cận (như sơ tán, đóng giếng, gia cố giàn,...) như sau:

$$T_t = C \times (T_o + T_s + E) \tag{1}$$

Trong đó:

$T_t$ : Thời gian tối đa cho phép để tiến hành công tác dừng hoạt động khoan, gia cố giàn và sơ tán nhân sự (giờ);

$T_o$ : Thời gian cần thiết để dừng khoan (đóng giếng, ngừng vận hành các thiết bị liên quan) (giờ);

$T_s$ : Thời gian cần thiết để gia cố giàn khoan (giờ);

E: Thời gian cần thiết để hoàn tất chuyến bay sơ tán nhân sự đợt 3 (đợt cuối) từ giàn tới bờ vào ban ngày (thông thường được mặc định là 12 giờ để cho phép trở bởi yếu tố thời tiết và tránh bay đêm);



C: Hệ số an toàn dự phòng ngăn ngừa các yếu tố phát sinh đột xuất ngoài kế hoạch cho phép có độ trễ trong việc đóng giếng, dừng giàn hoặc máy bay sơ tán bị trễ, hệ số này thường dự phòng 10% do đó hệ số C thông thường được áp dụng là C = 1,1;

Công thức xác định thời gian (giờ) bảo dự kiến tiếp cận giàn như sau:

$$T_p = \{(D - 100)/S\} \times \cos\phi \tag{2}$$

Trong đó:

S: Tốc độ/vận tốc của cơn bão (Nm/giờ);

D: Khoảng cách giữa đường biên của cơn bão tới tâm của giàn khoan;

$\phi$ : Góc lệch giữa hướng đi của cơn bão và từ tâm mắt bão tới giàn khoan (Hình 10).

Ví dụ minh họa:

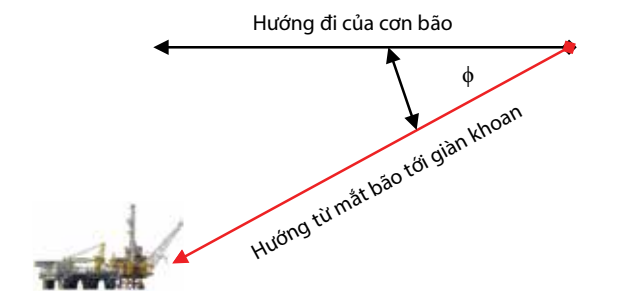
Cách tính điển hình về dự báo thời gian cho phép để tiến hành công tác dừng hoạt động khoan, gia cố giàn và sơ tán nhân sự như sau:

Theo công thức (1) ta có:

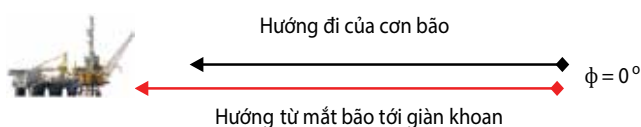
$$T_t = C \times (T_0 + T_s + E)$$

- Hệ số an toàn dự phòng: C = 1,1;
- $T_0$  = 2 giờ là thời gian cần thiết để dừng hoạt động khoan và đóng giếng;
- $T_s$  = 6 giờ là thời gian cần thiết để gia cố giàn;
- E = 12 giờ là thời gian cho chuyển bay sơ tán cuối cùng (đợt 3) dành cho nhân sự giàn.

Thay vào công thức ta có:  $T_t = 1,1 \times (2 + 6 + 12) = 22$  giờ.



Hình 10. Mô tả góc lệch phi giữa hướng đi chính của cơn bão và hướng từ tâm mắt bão tới giàn khoan



Hình 11. Mô tả khi bão tiếp cận trực diện vào giàn khoan (góc lệch phi = 0°)

Như vậy, cần thiết tối thiểu 22 giờ để tiến hành công tác đóng giếng, gia cố giàn và sơ tán nhân sự trên giàn.

Áp dụng công thức (2) để xác định thời gian bảo dự kiến tiếp cận giàn, ta có:

$$T_p = \{(D - 100)/S\} \times \cos\phi$$

- D = 900Nm (xác định thông qua ghi nhận dự báo thời tiết thực tế) và vận tốc di chuyển của cơn bão là: 10knots (căn cứ theo dự báo thời tiết về vận tốc di chuyển tối đa của cơn bão). Khoảng cách giữa tâm giàn và tâm mắt bão là 100Nm và trong tình huống bão di chuyển trực diện với giàn khoan ( $\phi = 0^\circ, \cos\phi = 1$ ) (Hình 11).

Khi đó, thời gian dự kiến bão tiếp cận giàn sẽ là:

$$T_p = \{(900 - 100)/10\} \times \cos 0 = 80 \text{ giờ.}$$

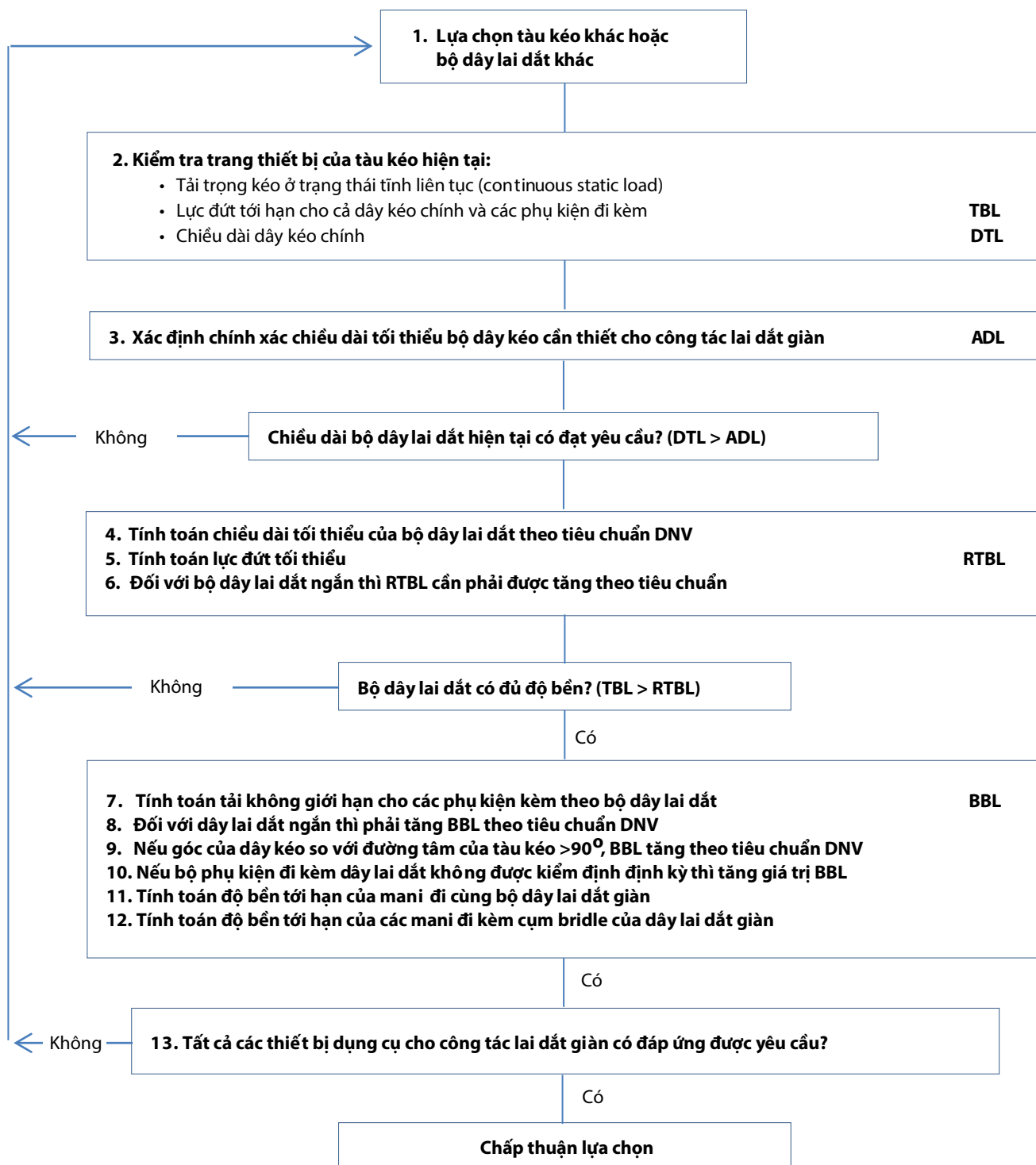
Do đó thời gian bão tiếp cận giàn trừ đi thời gian cần thiết cho công tác đóng giếng, gia cố giàn và sơ tán nhân sự sẽ là khoảng thời gian còn lại:  $T_p - T_s = 80 - 22 = 58$  tiếng. Do vậy, giàn trường không cần thiết đóng giếng ở thời điểm này vì khoảng thời gian vẫn còn cho phép và tiếp tục theo dõi diễn biến của cơn bão.

**2.5. Các vấn đề cần lưu ý khi kéo giàn sơ tán vào khu vực an toàn khi có bão**

Ngoài việc đóng giếng, gia cố giàn và sơ tán nhân sự trên giàn khi giàn đang hoạt động ở khu vực mở, trong một số trường hợp phải kéo giàn vào khu vực an toàn khi cường độ của bão vượt quá giới hạn thiết kế của giàn nhằm đảm bảo an toàn về tài sản, thiết bị hoặc giàn chưa hoàn tất công tác định vị, thả neo (đối với chủng loại giàn khoan bán chìm) hay thử tải chân giàn (đối với giàn tự nâng). Theo thiết kế, các giàn có thể chịu được các cơn bão theo thống kê hàng hải khu vực hoạt động của giàn (Metocean Data) trong vòng 10 năm hoặc 50 năm trở lại đây. Song trên thực tế có cơn bão mạnh hơn, nên cần phải phân tích giới hạn về thiết kế của giàn khoan. Chi tiết về giới hạn thiết kế của các chủng loại giàn khoan có thể tìm thấy ở Sổ tay hướng dẫn vận hành giàn (Marine Operational Manual) được cơ quan đăng kiểm tiến hành phân cấp giàn phê duyệt.

Công tác kéo và lai dặt giàn cần lưu ý một số điểm chính sau:

- Phải có kế hoạch kéo giàn (towing plan) trong đó có lựa chọn công suất tàu kéo, bộ dây cáp kéo (towing line), bộ dây cáp dự phòng (emergency towing line);
- Lựa chọn đơn vị có sỹ quan hàng hải kinh nghiệm (towing master) phối hợp cùng thuyền trưởng chỉ huy



Hình 12. Lưu đồ lựa chọn bộ dây lai dất phù hợp cho việc di chuyển giàn khoan [5]

công tác kéo giàn, hoa tiêu của cảng vụ địa phương (local pilot) thông thạo luồng, lạch. Một số đơn vị có uy tín trong lĩnh vực kéo giàn là Bramer Falconer, GL Noble Denton, Aqualis Offshore...

- Tối thiểu phải có 2 đơn vị dự báo thời tiết chuyên nghiệp và có uy tín trong khu vực hoạt động của giàn như: Furgo Geos (Singapore), OS (Australia), Terraweather

(Singapore)... Dự báo thời tiết phải được cung cấp tối thiểu trước 5 ngày theo hướng lộ trình di chuyển giàn (tow route) và được thông báo cập nhật định kỳ hàng ngày thông qua fax, email hoặc phương thức truyền tin khác cho cả tàu kéo, tàu dịch vụ hỗ trợ, tàu dự phòng [4]. Ngoài ra, phải cung cấp bản tin liên tục ít nhất 6 tiếng/lần trong trường hợp tốc độ gió được dự báo lớn hơn 27knots (50km/giờ);

**Bảng 2.** Lực đứt tối thiểu của bộ dây cáp lai dặt giàn so với sức kéo cần thiết cho giàn di chuyển

Sức kéo cần thiết (BP)	Ở khu vực gần (trong vòng 24 tiếng di chuyển)	Ở khu vực khác (>24 tiếng di chuyển)
BP ≤ 40 tấn	2,0 x BP	3,0 x BP
40 < BP ≤ 100 tấn	2,0 x BP	(220-BP) x BP/60
BP > 100 tấn	2,0 x BP	2,0 x BP

- Giảm số lượng nhân sự trên giàn ở mức tối thiểu, chủ yếu duy trì nhóm hàng hải và nhóm sỹ quan chính với số lượng đảm bảo khi có sự cố di chuyển trong 2 chuyến bay trực thăng.

- Đối với kế hoạch kéo giàn cần đặc biệt lưu ý:

- Bộ dây lai dặt giàn (towing gear/line) phải được kiểm định theo tiêu chuẩn công bố, ngoài việc kiểm tra ngoại dạng, từ tính hoặc thẩm thấu. Do đặc thù, bộ dây này thường không được định kỳ thử tải để đảm bảo sức chịu tải nên cần đưa về bờ để bảo trì, bảo dưỡng và phát hiện các hư hỏng khác nếu có. Bộ dây này hay được treo ở đầu hoặc cuối giàn ở vị trí rất khó khăn cho công tác kiểm tra định kỳ thường xuyên nên một số tao cáp có thể bị gỉ sét, mục, suy giảm chất lượng hoặc gãy đứt dẫn tới lực kéo tới hạn (minimum breaking point) có thể giảm so với thiết kế ban đầu, dễ bị đứt khi có sự cố làm tăng tốc độ gió, sóng làm tải kéo tăng đột ngột. Đối với bộ dây cáp kéo và lai dặt giàn cần tối thiểu 1 bộ dự phòng trong tình huống khẩn cấp khi tiến hành công tác lai dặt giàn.

Lưu đồ để lựa chọn bộ dây lai dặt giàn phù hợp để ngăn ngừa đứt dây kéo trong điều kiện thời tiết xấu như Hình 12 [5].

Lực đứt tối thiểu (MBL - Minimum Breaking Load) của bộ dây lai dặt phải được lựa chọn lớn hơn so với sức kéo cần thiết để di chuyển giàn ở trạng thái tĩnh liên tục (BP) được tuân thủ theo Bảng 2.

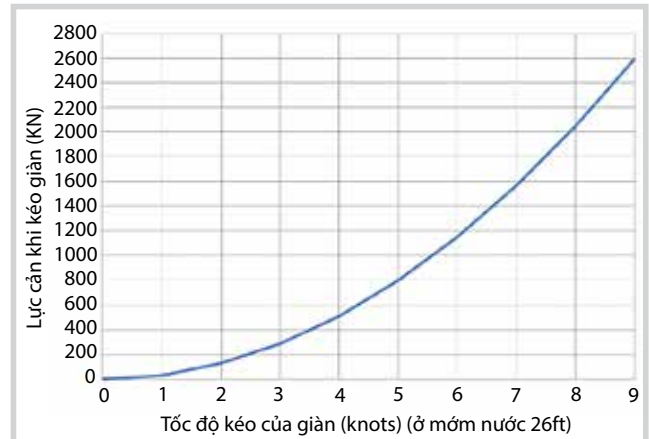
- Công suất tàu kéo ngoài tính toán yếu tố sức cản, sức gió trong điều kiện kéo bình thường cần lưu ý lựa chọn chủng loại tàu kéo có sức kéo lớn (bollar pull) để giữ giàn trong trường hợp có áp thấp nhiệt đới biển bất ngờ hình thành và không được dự báo kịp thời (Hình 12).

Sức tải cần thiết (TPR - Towline Pull Requirement) được xác định thông qua công thức sau [5]:

$$TPR = \sum (BP \times T_e / 100) \tag{3}$$

Trong đó:

$T_e$ : Hệ số hiệu dụng của tàu kéo trong điều kiện biển (%);



**Hình 13.** Minh họa sức kéo của tàu kéo và tốc độ kéo đối với giàn khoan bán chìm PV Drilling V [6]

$(BP \times T_e / 100)$ : Lực kéo cần thiết cho tàu kéo (tấn);

Hệ số hiệu dụng của tàu kéo được xác định dựa trên căn cứ cấu hình và kích thước tàu kéo, hệ số này được xác định thông qua công thức sau [5]:

$$T_e = 80 - (18 - 0,0417 \times LOA \times SQRT(BP - 20)) \times (H_s - 1) \% \tag{4}$$

Trong đó:

LOA: Chiều dài tổng thể của tàu kéo, đơn vị tính: mét (nếu LOA ≥ 45m thì lựa chọn LOA = 45m);

BP: Lực kéo của tàu trong điều kiện tĩnh - static (tấn);

$H_s$ : Chiều cao sóng biển (m) ( $1 \leq H_s \leq 5$ ).

### 3. Kết luận

- Cần thiết phải xây dựng giải pháp ứng cứu khẩn cấp khi có bão với các công việc chi tiết cho từng công đoạn đóng giếng, dùng giàn, lai dặt giàn, sơ tán nhân sự để giảm thiểu thiệt hại có thể xảy ra;

- Cần thiết phải có tối thiểu 2 đơn vị dự báo thời tiết chuyên nghiệp và có uy tín trong khu vực hoạt động của giàn; dự báo liên tục khi có dấu hiệu bão ít nhất 6 tiếng/lần và trước 5 ngày tiến hành quá trình di chuyển giàn;

- Việc tính toán thời gian cần thiết để quyết định đóng giếng và dùng hoạt động giàn khoan rất quan trọng, cần tính toán cụ thể để đưa ra quyết định kịp thời, giảm chi phí phát sinh;



- Công tác chuẩn bị tàu kéo, bộ dây cáp kéo/lai dất, tàu dự phòng, phương án ứng cứu khi có sự cố rủi ro trong quá trình lai dất giàn và nhân sự cần được xem xét, đánh giá rủi ro cụ thể để có thể cô lập rủi ro và có phương án xử lý hay phòng ngừa thích hợp.

#### Tài liệu tham khảo

1. PV Drilling. *PV Drilling V emergency response manual*. 2012.

2. Báo cáo chi tiết sự cố giếng khoan 107-PL-1X, giàn khoan Key Hawaii gặp bão Sơn Tinh năm 2012 (tài liệu nội bộ).

3. PV Drilling. *PV Drilling emergency response manual*. 2011.

4. EMAS Marine. *Towing procedure for self erecting semi-submersible drilling tender (SSDT 3600E)*. 2011.

5. GL Noble Denton. *Guidelines for marine transportation*. DNVGL-ST0N001. 2016.

6. Kepple FELS Deepwater Technology Group. *Towing resistance curve*. 2011.

7. Craig Mackenzie. *50 dead as oil rig capsizes and sinks in 20ft waves while being towed through storm*. 2011.

8. Mike Schuler. *Transocean rig aground in Scotland after tow breaks in heavy weather - Incident photos*. 2016.

---

## EMERGENCY RESPONSE FOR MOBILE OFFSHORE DRILLING UNIT IN STORM SEASON

**Hoang Thanh Tung<sup>1</sup>, Nguyen Xuan Cuong<sup>1</sup>  
Truong Hoai Nam<sup>2</sup>, Le Quang Duyen<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Petrovietnam Drilling and Well Services Corporation

<sup>2</sup>Vietnam Oil and Gas Group

<sup>3</sup>Hanoi University of Mining and Geology

Email: tunght@pvdriilling.com.vn

#### Summary

***According to the Vietnam National Centre for Hydro - Meteorological Forecasting's data, every year there are approximately ten storms and tropical depressions operating in the East Sea, of which four storms and two tropical depressions directly affecting the mainland of Vietnam. The high frequency of severe storms directly affects the safety and operation of offshore drilling rigs, endangers the staff working on the rig and causes damage to properties and pollution of offshore environment due to oil spills or loss of well control, especially drilling activities must stop suddenly when the storm comes. It is, therefore, necessary to have an effective emergency response solution for mobile offshore drilling units (MODU) at oil fields in Vietnam's sea to quickly handle anticipated and emerging situations to ensure the safety of equipment and people and minimise the risk of environmental pollution.***

***The article provides the necessary recommendations for storm rescue and evacuation of rig crews, selection of towing vessel suitable for pulling trusses in case of an emergency, and evacuation of the rig out of the impacting areas based on the experience of operating mobile drilling platforms of PV Drilling and international drilling contractors operating in Vietnam's waters.***

**Key words:** MODU emergency response, MODU incident in typhoon season, rig towing, towing vessel selection, oil spill, loss of control.

# NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP TỔ CHỨC THI CÔNG HỢP LÝ ĐỂ LẮP ĐẶT HỆ THỐNG NEO GIỮ CÔNG TRÌNH BIỂN NỔI TRONG ĐIỀU KIỆN BIỂN VIỆT NAM

Phạm Hiền Hậu<sup>1</sup>, Nguyễn Đạt Thịnh<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Trường Đại học Xây dựng

<sup>2</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

Email: hauph@nuce.edu.vn

## Tóm tắt

**Bài báo giới thiệu công nghệ thi công lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi đang được áp dụng trên thế giới. Dựa trên phân tích giải pháp thiết kế cho hệ thống neo giữ, năng lực cơ sở hạ tầng, thiết bị phương tiện hiện có ở Việt Nam và các nước lân cận, nhóm tác giả đã nghiên cứu xây dựng giải pháp tổ chức thi công hợp lý để thi công lắp đặt hệ thống dây neo các công trình biển nổi tại Việt Nam. Cuối cùng, các giải pháp này được ứng dụng cụ thể cho một bể chứa dầu nổi (FPSO) thuộc mỏ Tê Giác Trắng để đánh giá tính hiệu quả về kinh tế và kỹ thuật.**

**Từ khóa:** Công trình biển nổi, FPSO, hệ thống dây neo, tổ chức thi công.

## 1. Mở đầu

Dịch vụ cung cấp các công trình biển nổi như bể chứa nổi để xử lý, chứa đựng và xuất dầu thô, gọi tắt là bể chứa nổi (FPSO) là một trong những dịch vụ chiến lược mang tính ổn định lâu dài của ngành Dầu khí Việt Nam do gắn liền với hoạt động khai thác các mỏ dầu. Các dự án này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong việc hiện thực hóa chiến lược phát triển dịch vụ kinh doanh bể chứa nổi nói riêng và chiến lược phát triển kinh tế biển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung. Việc đề ra giải pháp thi công lắp đặt biển hợp lý cho các công trình biển nổi như FSO/FPSO mang lại giá trị kinh tế cao, nếu tận dụng được nguồn trang thiết bị, nhân lực trong nước và kết hợp với thuê trang thiết bị chuyên dụng trong khu vực. Thông thường với giải pháp đóng mới FPSO thì các công ty trong nước phải đặt đóng mới các bể chứa nổi từ nước ngoài rồi kéo về Việt Nam, sau đó tiến hành thuê các đơn vị thi công nước ngoài lắp đặt hệ thống neo giữ để định vị công trình nổi tại vị trí mỏ, phục vụ công tác khai thác, chế biến, chứa đựng sản phẩm dầu khí. Đối với phương án hoán cải FPSO thì có thể chọn mua tàu dầu đã qua sử dụng rồi thực hiện công tác hoán cải thành bể chứa nổi, trường hợp này vẫn cần thi công lắp đặt hệ thống neo giữ tại chỗ. Như vậy, việc nghiên cứu các giải pháp thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống neo giữ cho công trình biển nổi là thiết thực, tiến tới làm chủ và nội địa hóa được công tác thi công này.

Bài báo tổng kết công nghệ thi công lắp đặt hệ thống neo giữ các công trình biển nổi đang được áp dụng trên thực tiễn, tìm hiểu năng lực về cơ sở hạ tầng, thiết bị phương tiện hiện có ở Việt Nam và các nước lân cận, từ

đó nghiên cứu xây dựng giải pháp tổ chức thi công hợp lý để thi công lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi tại Việt Nam.

Nội dung nghiên cứu gồm các vấn đề chính sau: nghiên cứu tổng quan về các giải pháp neo giữ công trình biển nổi tại Việt Nam; nghiên cứu cơ sở hạ tầng, thiết bị phương tiện để từ đó xây dựng giải pháp thi công hệ thống neo giữ một cách hợp lý và kinh tế, phân tích những rủi ro có thể xảy ra và biện pháp khắc phục trong quá trình thi công; ứng dụng các kết quả nghiên cứu để lắp đặt hệ thống dây neo và cọc neo cho bể chứa nổi FPSO tại mỏ Tê Giác Trắng.

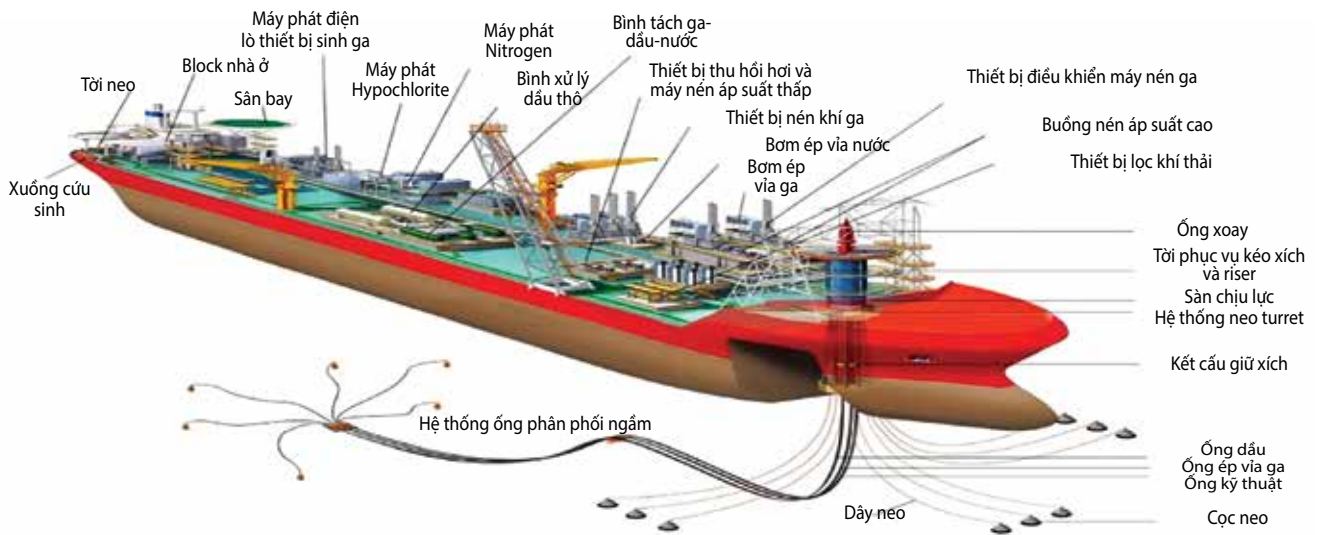
Hình 1 minh họa cấu tạo một công trình biển nổi dạng FPSO, gồm các bộ phận chính: khối thượng tầng, kết cấu nổi và hệ thống neo giữ theo dạng tháp Turret trong và các thiết bị ngầm của một bể chứa nổi điển hình.

## 2. Các giải pháp thiết kế cho hệ thống neo công trình biển nổi tại Việt Nam

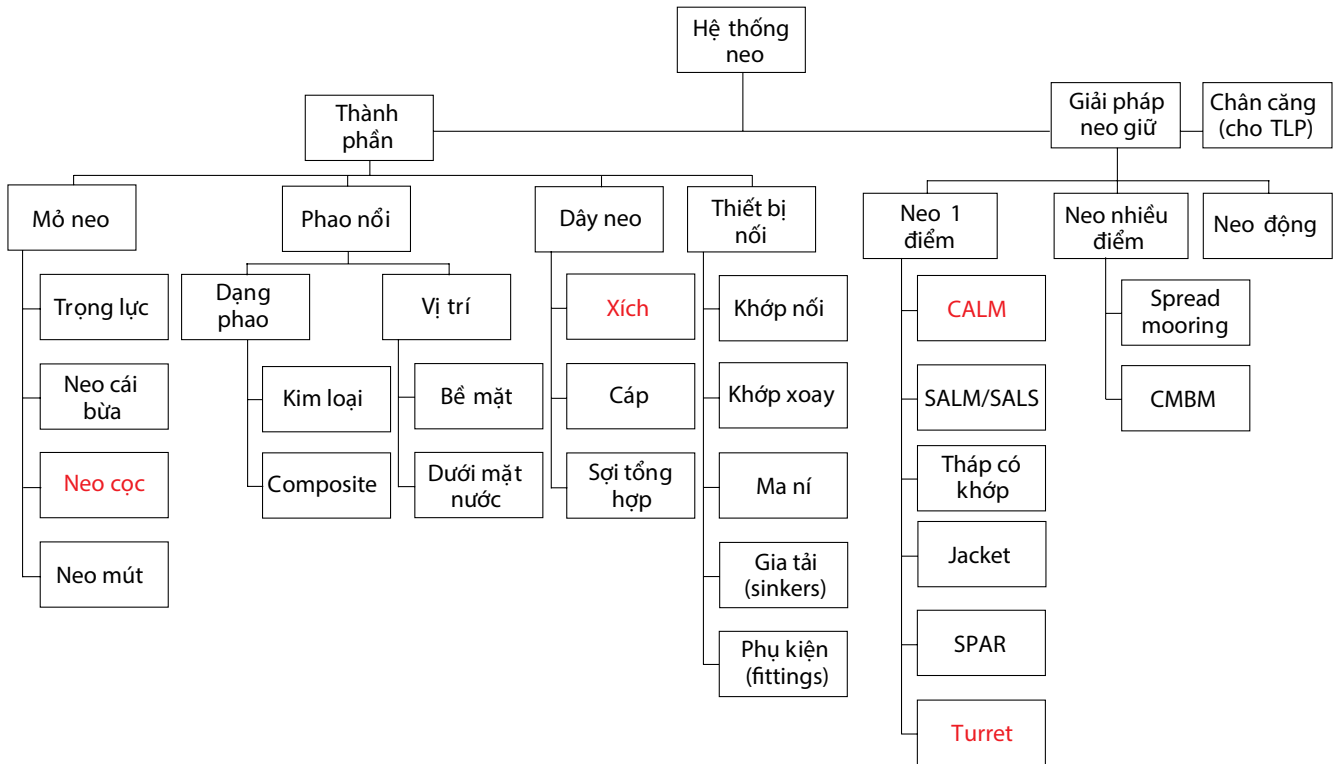
Trước khi nghiên cứu các phương án thi công hệ thống neo giữ, cần tìm hiểu về các giải pháp thiết kế hệ thống neo giữ công trình biển nổi, để đảm bảo nhiệm vụ neo giữ tại vị trí khai thác cho công trình nổi, đồng thời đảm bảo sự vận chuyển các sản phẩm khai thác (nhận/rót dầu) và truyền tải trọng từ công trình nổi sang các dây neo.

### 2.1. Các giải pháp neo giữ công trình nổi [1, 3]

- Bể chứa nổi FPSO để khai thác, xử lý, chứa đựng và xuất dầu có 3 dạng neo chính (Hình 2):



Hình 1. Cấu tạo chính của một bể chứa nổi FPSO điển hình [2]



Hình 2. Sơ đồ các dạng hệ thống neo và giải pháp neo giữ cho công trình nổi

+ Dạng neo động D.P (dynamic positioning): định vị động bằng thiết bị dẫn tiến ở bên sườn tàu, không có hệ dây neo.

+ Dạng neo nhiều điểm có 2 kiểu: neo cành cây CMBM (conventional multi buoy mooring) các dây neo phân nhánh chính-phụ kết hợp nhiều phao; neo chùm (spread mooring) các dây neo với đáy biển một cách độc lập tại nhiều điểm từ công trình nổi.

+ Dạng neo một điểm S.P.M (single point mooring): công trình nổi xoay quanh 1 điểm neo. Có nhiều kiểu khác

n nhau: dạng phao CALM (catenary anchor leg mooring); dạng neo chân đơn SALM/SALS (single anchor leg mooring); dạng tháp có khớp (articulated tower); dạng chân đế Jacket; dạng trụ nổi SPAR; dạng tháp Turret.

- Giàn bán chìm Semi-FPU (semi - floating production unit) neo giữ bằng dạng neo nhiều điểm.

- Giàn neo đứng TLP (tension leg platform) được neo giữ bằng hệ thống neo đứng là các chân căng có lực căng trước (tendons) và bệ móng.



## 2.2. Các dạng dây neo và mỏ neo [1, 2]

Dây neo dùng neo giữ công trình biển nổi có các loại vật liệu sau: dây xích có trọng lượng lớn, chịu mài mòn tốt, thích hợp cho neo giữ công trình nổi trong vùng nước nông và kết hợp dùng cho đoạn dây neo nằm trên mặt đất ở các vùng nước sâu; dây cáp: cấu tạo từ các bó cáp, kết hợp với dây xích để neo giữ công trình vùng nước vừa; dây thừng hoặc sợi tổng hợp có trọng lượng nhẹ, chịu lực kéo tốt, tuy nhiên giá thành cao, thường dùng cho vùng nước sâu và cực sâu.

Các dạng mỏ neo thông dụng dùng trong các công trình biển có thể được chia thành các loại chính sau: neo dạng cái bừa (drag-embedment anchors) và neo trọng lực (deadweight anchors or clumps) dùng trong trường hợp neo tạm thời cho các công trình phục vụ thi công hay khoan thăm dò; neo dạng cọc (pile anchors) cho nền đất tốt và neo mút (suction pile) dùng khi đất nền yếu không đóng cọc được. 2 loại sau này dùng đối với neo thời gian lâu dài cho các công trình khai thác.

Hình 2 là sơ đồ cấu tạo thành phần của hệ thống neo giữ và các giải pháp neo cho công trình biển nổi [2].

## 2.3. Hệ thống neo công trình biển nổi phù hợp với điều kiện biển Việt Nam [1]

- Các dạng hệ thống neo giữ: Xu hướng hiện nay của các công ty khai thác dầu khí là sử dụng neo một điểm dạng tháp Turret để neo giữ bể chứa nổi FPSO vì dạng neo này đỡ được nhiều ống dẫn dầu riser cũng như chịu được các điều kiện thời tiết đa dạng, giảm thiểu lực môi trường tác dụng lên dây do công trình có thể xoay quanh điểm neo giữ. Tuy nhiên, khi các điều kiện thời tiết ôn hòa, theo một hướng, hoặc khi công trình nổi phải đứng gần một giàn cố định do yêu cầu công nghệ (không cho phép quay quanh một điểm) thì dạng neo nhiều điểm kiểu neo chùm cho FPSO phù hợp thực tế hơn. Dạng này cũng dùng để neo giữ giàn bán chìm. Mặt khác, neo một điểm dạng CALM được dùng nhiều cho bể chứa nổi FPSO hoán cải từ tàu dầu. Còn hệ thống neo giữ giàn neo đứng TLP thì sử dụng hệ neo thẳng đứng bằng chân căng ứng suất trước gắn với bộ móng.

- Các dạng dây neo và mỏ neo phù hợp với điều kiện biển Việt Nam: Dây xích và cọc.

+ Dây xích thường được sử dụng phổ biến nhất cho neo giữ công trình biển nổi vùng nước nông do có ưu điểm là trọng lượng bản thân lớn và khả năng chịu mài mòn cao. Dây xích thích hợp dùng cho dây neo ở vùng

nước nông như tại Việt Nam, nhằm tăng khoảng cách từ điểm dây xích tiếp xúc với đáy biển đến điểm neo, tránh cho neo bị nhỏ, hoặc dùng xích cho đoạn dây neo nằm trên mặt đất tại các vùng biển sâu hơn.

+ Đối với mỏ neo, căn cứ vào địa chất thực tế của các vùng mỏ ở Việt Nam, chủ yếu là lớp đất sét pha cát dạng chặt, sét chặt, dạng neo cọc thường được sử dụng phổ biến cho bể chứa nổi (neo lâu dài), còn neo cái bừa thường dùng cho giàn bán chìm (neo tạm thời).

## 3. Xây dựng giải pháp tổ chức thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi tại Việt Nam

Trên thế giới đã có một số nghiên cứu của các tác giả trong nước [4, 5] và quốc tế về thi công hệ thống neo giữ cho công trình biển nổi. Điển hình như tác giả Huailiang Li [6] trong báo cáo ở Hội nghị công trình biển quốc tế (ISOPE) tại Bắc Kinh đã giới thiệu phương pháp lắp đặt ngoài biển cho 2 phao neo Turret trong, hệ dây neo và cọc cho FPSO tại vùng biển phía Nam Trung Quốc, sử dụng tàu cầu, thiết bị búa đóng cọc, tàu dịch vụ và một số thiết bị thi công ngầm chế tạo riêng.

Tuy nhiên, khi thi công hệ thống neo giữ của công trình biển nổi trong điều kiện Việt Nam cần dựa theo các phương pháp thi công phù hợp với các giải pháp neo giữ, trang thiết bị và phương tiện thi công, điều kiện môi trường... tại Việt Nam.

Dựa trên cơ sở lựa chọn các dạng hệ thống neo công trình biển nổi đã phân tích ở mục 2, trong phần này đưa ra cơ sở để lựa chọn giải pháp tổ chức thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi, cụ thể là lắp đặt xích và cọc neo cho vùng biển Việt Nam. Phương pháp này được xây dựng dựa trên các đặc điểm về điều kiện môi trường tại vùng biển thi công, độ sâu mực nước ở khu vực mỏ, phương tiện thi công và sơ bộ chi phí để thực hiện giải pháp.

### 3.1. Các căn cứ xuất phát để xây dựng giải pháp tổ chức thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi

- Căn cứ vào các tiêu chuẩn thiết kế và thi công để xuất phương án: dựa trên các tiêu chuẩn: API [3], ABS [7], DNV [8, 9];

- Căn cứ vào độ sâu nước: Ở Việt Nam các mỏ đang khai thác và mới được phát hiện hầu hết ở độ sâu dưới 150m nước và là mỏ biên về góc độ kinh tế. Để khai thác hiệu quả các mỏ này, cần nghiên cứu áp dụng hệ thống khai thác theo quan điểm “giàn và các trang thiết bị phải

phù hợp”. Đáp ứng quan điểm này mô hình sử dụng các giàn đầu giếng kiểu giàn nhẹ kết hợp 1 FSO/FPSO có công suất thích hợp cho quá trình khai thác, chứa, xử lý và xuất dầu thì chi phí đầu tư ban đầu cũng như chi phí duy trì và thanh lý mô sẽ thấp nhất.

- Điều kiện môi trường vùng biển thi công: Các yếu tố địa lý, khí hậu, thủy văn cũng có sự tác động không nhỏ đối với công tác vận chuyển và các quá trình công nghệ khai thác dầu. Vùng biển thềm lục địa phía Nam chịu ảnh hưởng gió mùa nhiệt đới, hình thành 2 mùa rõ rệt.

- Sai số lắp đặt: Yêu cầu sai số trong khi lắp đặt cọc, xích neo để đảm bảo khả năng chịu lực cũng như hệ thống các supports, risers, PLEM... [7 - 9];

- Phương tiện, trang thiết bị thực hiện việc thi công: Các phương tiện hiện có ở Việt Nam và ở khu vực Đông Nam Á có thể huy động được để thực hiện dự án hiệu quả cả về kỹ thuật và thương mại: tàu cầu Hoàng Sa: khả năng cầu 2 x 600 tấn, 21 - 39m; tàu cầu, tàu rải ống Trường Sa: 2 x 300 tấn, 21 - 39m; tàu rải ống, tàu cầu Côn Sơn: 1 x 540 tấn, 26 - 35m; tàu Maersk Assister; tàu Skandi Singapore; tàu Long Hải 2; tàu Hải Sơn; tàu Đại Lãnh; sà lan “VSP-05”; các tàu dịch vụ AHT; robot ngầm điều khiển từ xa remotely operated vehicle (ROV) [2].

**3.2. Giải pháp tổ chức thi công hợp lý lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi [2]**

**3.2.1. Nghiên cứu phương tiện hạ thủy xích xuống tàu, sà lan**

Căn cứ vào thông số kỹ thuật về kích thước của tàu/sà lan và độ sâu mực nước tại vị trí cảng hạ thủy để chọn vị trí cầu cảng phù hợp. Từ đó xác định phương án sử dụng cầu thích hợp.

- Sử dụng phương tiện cầu bánh xích/cầu cảng

(Hình 3): Trường hợp tàu/sà lan có thể cập trực tiếp vào cầu cảng để thực hiện việc bốc dỡ hàng thì có thể sử dụng phương tiện cầu bánh xích, bánh hơi hoặc cầu cảng để đưa hàng lên boong.

Hình 3 và 4 thể hiện hình ảnh của phương tiện cầu bánh xích/cầu cảng và tàu cầu, phục vụ cho quá trình thi công hạ thủy xích từ các đoàn xe chuyên dụng trên bãi lắp ráp xuống tàu hoặc sà lan để vận chuyển trên biển.

- Sử dụng phương tiện tàu cầu (Hình 4): Trong trường hợp độ sâu nước ở vị trí cảng bị hạn chế, tàu phải cập vào cảng thông qua tàu cầu, cần phải sử dụng tàu cầu để hạ thủy xích xuống tàu, sà lan; hoặc xích được đưa trực tiếp lên boong tàu cầu để thực hiện việc lắp đặt biển. Hạn chế lớn nhất của phương án này là khả năng thực hiện rất chậm do móc cầu nâng hạ mất nhiều thời gian, mặt khác không kinh tế. Do vậy, chỉ sử dụng trong tình huống bất buộc.

**3.2.2. Lựa chọn hợp lý phương tiện vận chuyển cọc, xích trên biển**

Có 2 sự lựa chọn: Sử dụng sà lan hoặc tàu để vận chuyển.

Bảng 1 so sánh 2 phương án vận chuyển.

**3.2.3. Lựa chọn quy trình thực hiện việc thi công đưa cọc xuống nước**

- Phương án 1: Sử dụng phương pháp kéo trượt cọc từ sà lan;

- Phương án 2: Sử dụng phương tiện cầu nâng cọc và đưa xuống nước.

Bảng 2 phân tích tính hợp lý của các phương án thi công đưa cọc xuống nước.



Hình 3. Cầu bánh xích/cầu cảng



Hình 4. Tàu cầu

**Bảng 1. So sánh 2 phương án vận chuyển**

<b>Phương án 1: Dùng sà lan vận chuyển</b>	<b>Phương án 2: Dùng tàu vận chuyển xích chuyên dụng (kiềm công tác rải xích)</b>
<p><b>Ưu điểm:</b> Khối lượng vận chuyển lớn, có thể vận chuyển đồng thời cọc và xích cùng lúc trong quá trình thi công, có thể chủ động việc huy động sà lan.</p> <p><b>Nhược điểm:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Việc sử dụng sà lan đòi hỏi tàu cầu lắp đặt phải có khả năng cầu với bán kính lớn để có thể cầu xích.</li> <li>- Phải lắp đặt các thiết bị hỗ trợ trên sà lan trong quá trình thi công như tời, bollards...</li> <li>- Thời gian thi công bị kéo dài do việc đưa sà lan cập vào tàu cầu, di chuyển ra ngoài nhiều lần.</li> <li>- Chi phí tăng cao do huy động sà lan và bộ tàu kéo, thời gian sử dụng sà lan kéo dài trong suốt quá trình thi công xích.</li> </ul>	<p><b>Ưu điểm:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Xích được chứa dưới hầm tàu, việc kiểm soát xích xoắn khi ra khỏi tàu để rải thực hiện dễ dàng hơn.</li> <li>- Thời gian thi công được cải thiện hơn rất nhiều do sử dụng hệ thống phụ trợ được lắp đặt trên tàu: tời, cầu phụ, bollards... các hệ thống này làm việc đồng bộ với nhau. Mặt khác, loại bỏ được thời gian cho việc sà lan cập vào để cầu xích, thời gian này đôi khi còn phụ thuộc vào điều kiện thời tiết.</li> <li>- Chi phí có thể được tiết kiệm hơn do thời gian sử dụng tàu ngắn, tiết kiệm việc sử dụng sà lan chở xích.</li> </ul> <p><b>Nhược điểm:</b> Phải thuê tàu cầu có khoang chứa xích.</p>

**Bảng 2. Tính hợp lý giữa các phương án thi công đưa cọc xuống nước**

<b>Sử dụng phương pháp kéo trượt cọc từ sà lan</b>	<b>Sử dụng phương tiện cầu nâng cọc và đưa xuống nước</b>
<p><b>Ưu điểm:</b> Có thể sử dụng tàu cầu với khả năng nâng tải không lớn, chỉ đủ để đưa cọc vào vị trí khung đóng cọc.</p> <p><b>Nhược điểm:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Thời gian sử dụng sà lan kéo dài, không kinh tế do thực hiện việc đưa từng cọc vào vị trí và thực hiện công tác đóng cọc.</li> <li>- Việc thực hiện việc kéo cọc xuống sà lan khá nhạy cảm với điều kiện thời tiết, đặc biệt là điều kiện sóng.</li> </ul>	<p><b>Ưu điểm:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rút ngắn thời gian sử dụng sà lan vận chuyển cọc.</li> <li>- Có thể chủ động thực hiện việc đưa cọc xuống nước trước, dùng tàu cầu đưa toàn bộ cọc xuống đáy biển rồi giải phóng sà lan khi chưa thể thực hiện ngay việc kết nối xích với cọc.</li> </ul> <p><b>Nhược điểm:</b> Sử dụng ROV phải thao tác nhiều lần khi đưa cọc xuống mặt đáy biển và khi thu hồi cọc đưa vào vị trí để đóng cọc.</p>

**3.2.4. Quy trình thực hiện việc thi công đóng cọc và thả xích neo**

Trình tự thực hiện việc thi công đóng cọc và thi công xích được thể hiện trong Hình 5.

- Thi công đóng cọc:
  - + Phương án 1: Sử dụng phương tiện khung đóng cọc PGF thả trước dưới nước để đóng cọc, cấu tạo PGF như Hình 6.
  - + Phương án 2: Sử dụng khung sàn tàu để đóng cọc. Khác với phương pháp trên, phương pháp này sử dụng khung đóng cọc được gắn vào sàn tàu để thực hiện việc đóng cọc.
- Thi công rải xích:
  - + Phương án 1: Sử dụng tàu cầu để rải xích;
  - + Phương án 2: Sử dụng tàu rải xích.

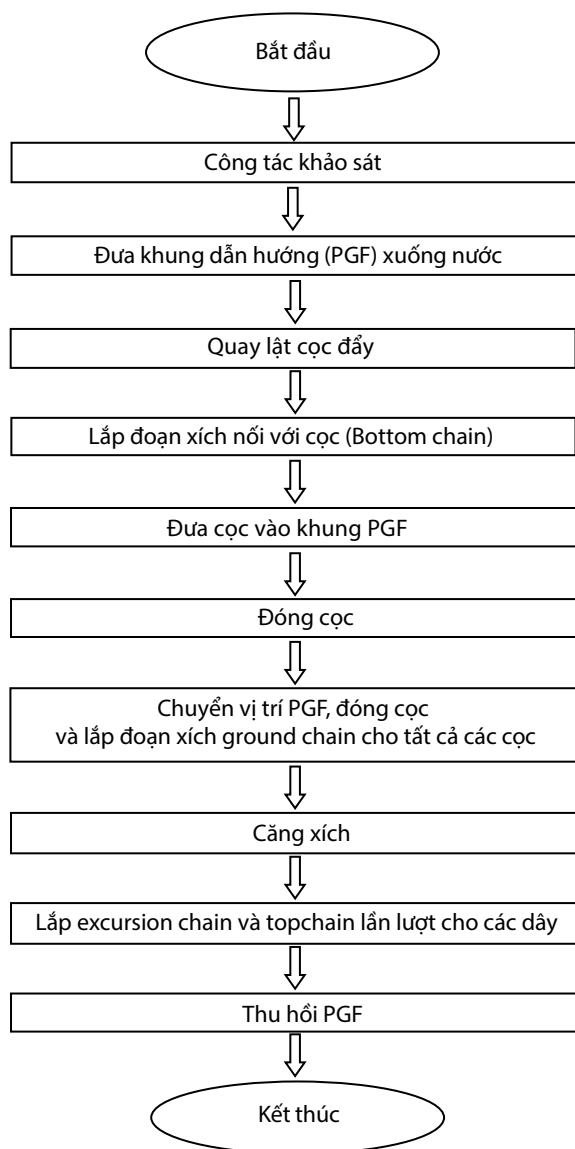
Ưu điểm việc sử dụng tàu rải xích chuyên dụng có hầm chứa xích có thể loại bỏ những tồn tại của phương án dùng tàu cầu thi công rải xích. Hầm chứa xích có thể đảm bảo việc cất giữ xích cho thực hiện việc lắp đặt, đảm bảo việc kiểm tra một cách hệ thống cho xích trước khi đưa vào trong hầm (tránh xoắn xích).

**3.2.5. Quy trình thực hiện việc thi công kết nối xích neo vào công trình nổi**

Quá trình kết nối xích neo vào công trình nổi hoặc vào phao neo như sau:

- Giữ công trình để vị trí tâm đúng vị trí tâm lý thuyết và đúng hướng yêu cầu. Duy trì hướng của công trình trong khi kết nối các xích giữ đầu tiên.
- Tàu lắp đặt xích sẽ tiếp cận vị trí cách công trình tối thiểu 20m (vị trí tương đối, tùy thuộc vào điều kiện thao tác công trình và tàu lắp đặt xích).
- Đội thi công từ vị trí công trình sẽ đưa dây cáp môi sang tàu lắp đặt xích để thực hiện việc kết nối tời với xích. Khi đó, tời sẽ thả dẫn cáp để đưa xuống kết nối vào xích trên tàu.
- Tời trên công trình nổi kéo lên cho đến khi mắt xích đầu tiên được đưa vào bàn chắn xích.
- Giải phóng tời, căng xích đạt đến chiều dài như thiết kế.
- Lắp đặt hệ giàn giáo, chuẩn bị cắt phần xích thừa trên bàn chắn xích.





Hình 5. Trình tự thực hiện việc thi công đóng cọc và lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi

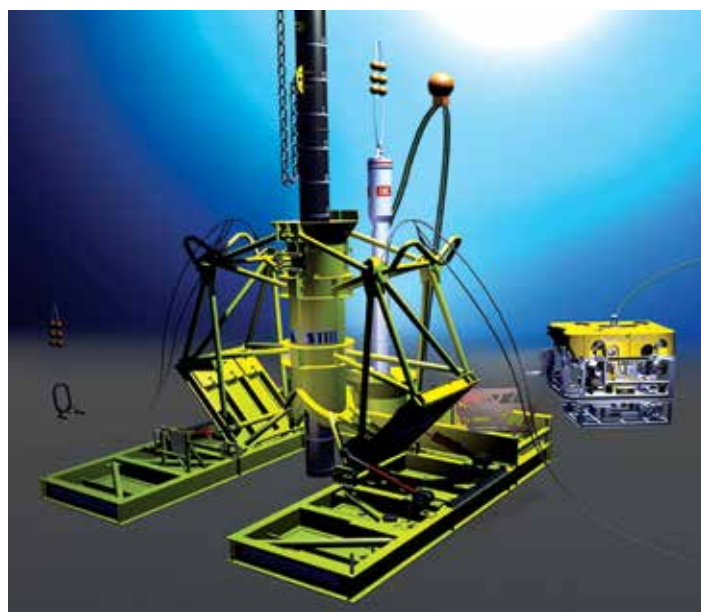
### 3.2.6. Tiêu chí đánh giá phương án thi công hợp lý

Giải pháp hợp lý của phương án là:

- Sử dụng trang thiết bị có sẵn trong nước để vận chuyển trên bờ ra vị trí hạ thủy;
- Sử dụng tàu bè, sà lan có sẵn trong nước để vận chuyển trên biển, lắp đặt và đóng cọc;
- Kết hợp với thuê phương tiện thi công tàu rải xích chuyên dụng AHT có cấu dạng A-Frame và có khả năng chứa xích để kiểm soát xoắn xích ở giai đoạn thi công vận chuyển lắp đặt xích.

### 3.2.7. Các bài toán cơ bản để phục vụ thi công lắp đặt hệ thống dây neo công trình biển nổi

- Tính toán thiết kế thiết bị nâng cọc;



Hình 6. Khung dẫn hướng đóng cọc (pile guide frame)

- Tính toán ổn định hạ khung đóng cọc xuống nước và thu hồi;
- Tính toán nhấc cọc từ sà lan đưa vào vị trí và nâng cọc từ đáy biển;
- Tính toán thiết kế cho sàn đóng cọc (trường hợp sử dụng sàn tàu đóng cọc);
- Tính toán đóng cọc;
- Tính toán rải cáp và căng cáp;
- Tính toán thiết kế cho cáp nâng lắp đặt xích;
- Tính toán nâng và thu hồi xích;
- Tính toán kéo cáp vào bàn chắn xích.

### 3.2.8. Những rủi ro có thể xảy ra

- Búa đóng cọc/cọc đẩy bị mắc kẹt vào cọc đóng không thể thu hồi;
- Khung đóng cọc không thể mở ra được bằng hệ thống thủy lực;
- Cọc bị phá hủy trong lúc đóng cọc: sự cố đầu cọc bị phá hủy khi đóng, sự cố vách cọc bị xé khi đóng, sự cố cọc chưa đóng hết thì bị chới;
- Dây cáp thu hồi xích bị hỏng hoặc mất;
- Xoắn xích vượt quá giới hạn tiêu chuẩn cho phép;
- Cầu bị hỏng; tời bị hỏng; ROV bị hỏng;
- Thiết bị D.P không hoạt động;
- Thiết bị định vị trên tàu bị hỏng.

**3.3. Nhận xét đánh giá về giải pháp tổ chức thi công hệ thống neo cho công trình nổi**

Trên cơ sở nghiên cứu giải pháp tổ chức thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống dây neo, có thể rút ra một số nhận xét sau:

- Hoàn toàn có thể sử dụng cơ sở hạ tầng bến bãi ở một số bãi chế tạo, lắp ráp ở Việt Nam để tiếp nhận tàu bè mớn nước lên đến 8m cũng như các vật tư thiết bị cần thiết phục vụ cho dự án lắp đặt hệ thống xích neo với tải trọng lớn.
- Có thể sử dụng tốt các phương tiện bờ để có thể đảm bảo hoàn thành việc dỡ xích từ tàu hàng và đưa xích xuống tàu lắp đặt theo tiến độ để ra và đạt được hiệu quả kinh tế nếu kết hợp phương tiện cầu bánh xích và cầu bánh hơi một cách linh hoạt.
- Khi thực hiện tổ chức thi công lắp đặt ngoài biển, nên chia thành 2 giai đoạn khác nhau:

+ Việc lắp đặt cọc và đoạn xích cuối thì sử dụng phương tiện tàu cầu có sẵn sẽ mang lại hiệu quả kinh tế hơn do có thể tận dụng được nguồn trang thiết bị, máy móc và nhân lực ở Việt Nam.

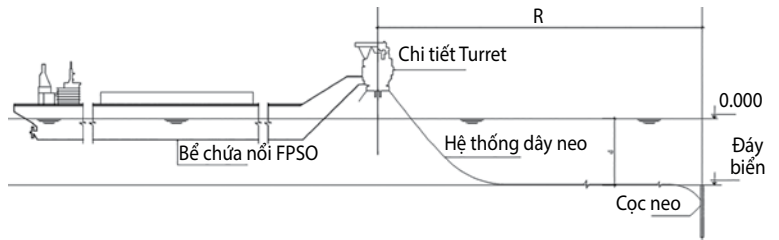
+ Trong giai đoạn tiếp theo khi lắp đặt các đoạn xích còn lại và kết nối xích vào công trình nổi thì chỉ cần tàu có khả năng chuyên chở xích và cầu vừa đủ để nâng được xích, phương án thuê tàu chuyên dụng rải xích, có hầm chứa xích và kiểm soát xoắn xích được lựa chọn để mang lại hiệu quả kinh tế tốt hơn và thời gian thi công ngắn hơn.

**4. Áp dụng thực hiện phương án tổ chức thi công lắp đặt hệ thống dây neo bể chứa dầu nổi cho công trình FPSO Tê Giác Trắng**

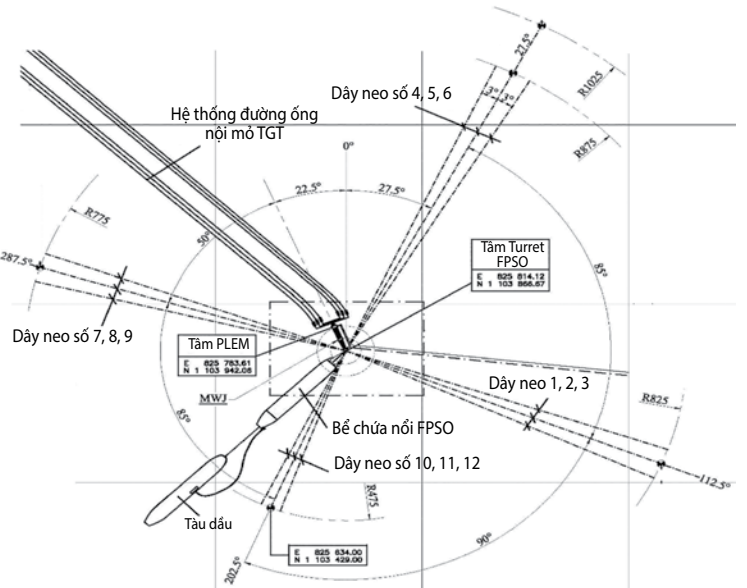
**4.1. Số liệu đầu vào [10]:**

FPSO được xây dựng tại mỏ Tê Giác Trắng (độ sâu trung bình 43m nước).

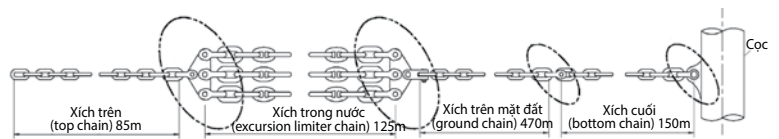
- Hệ thống neo, xích neo bể chứa dầu nổi FPSO Tê Giác Trắng: Hệ dây gồm 12 dây xích chia thành 4 cụm, mỗi xích phân thành các đoạn: đoạn xích cuối, đoạn xích trên đáy biển (ground chain), đoạn xích trong nước (excursion limiter



Hình 7. Sơ đồ mặt đứng FPSO Tê Giác Trắng



Hình 8. Sơ đồ mặt bằng hệ thống neo FPSO Tê Giác Trắng



Hình 9. Cấu tạo đường dây neo trong 1 cụm dây (nối xích tại các vị trí khoan tròn)



Hình 10. Tập kết xích, chế tạo cọc trên bãi lắp ráp



Hình 11. Kiểm tra độ vừa của ma ni vơ tại cọc



(a)



(b)

Hình 12. Vận chuyển xích (a) và búa đóng cọc (b) bằng đoàn xe bánh lốp ra vị trí hạ thủy



Hình 13. Hạ thủy cọc xuống sà lan vận chuyển

chain), đoạn xích trên (top chain), các dây xích được kết nối vào cọc được đóng xuống độ sâu thiết kế. Hình 7 - 9 là sơ đồ bố trí hệ thống neo và cấu tạo dây.

Hệ 12 cọc x 35,5m được chia thành 4 nhóm, mỗi nhóm 3 cọc được phân bố xung quanh hệ tháp neo Turret. Hệ thống xích neo và các cọc neo được thiết kế để giữ bể chứa dầu nổi FPSO tại vị trí trong mọi điều kiện sóng gió, theo yêu cầu của thiết kế.

#### 4.2. Phương án thi công hợp lý hệ thống dây neo bể chứa dầu nổi FPSO Tê Giác Trắng

##### 4.2.1. Quy trình thi công các giai đoạn lắp đặt xích và cọc neo [2]

- Công tác chuẩn bị: Chuẩn bị trang thiết bị, vật tư, bến bãi, phương tiện thi công. Xích được tập kết tại bãi lắp ráp. Cọc được chế tạo trên bãi lắp

ráp; kiểm tra độ vừa của ma ní (Shackles) vào tai cọc (Hình 10 và 11).

- Công tác vận chuyển ra vị trí hạ thủy: Vận chuyển xích, cọc, búa đóng cọc và các trang thiết bị ra bờ cảng bằng đoàn xe bánh lốp (xe trailer). Trailer là đoàn xe bánh lốp để vận chuyển công trình có khối lượng lớn trên bãi lắp ráp (Hình 12).

Xích được vận chuyển từ kho đến bờ cảng phù hợp để hạ thủy xuống tàu vận chuyển. Mỗi đường dây xích được chia thành nhiều bó xích để thi công, trung bình 5 bó xích/đường dây, trọng lượng mỗi bó xích khoảng 16 tấn. Căn cứ vào mức độ công kênh của xích mà chọn lựa phương tiện phù hợp. Đoàn xe trailer được sử dụng để vận chuyển những đoạn xích có nhiều bó xích, còn lại có thể sử dụng xe tải để vận chuyển. Ưu điểm của xe tải là vận chuyển nhanh, tuy nhiên lại giới hạn về số lượng vận chuyển và địa hình.

- Công tác hạ thủy:

+ Dùng cầu bánh xích thi công hạ thủy cọc xuống sà lan vận chuyển (tải trọng nâng 85 tấn ở bán kính 25m), 12 cọc dài  $L = 35,5\text{m}/\text{cọc}$ , trọng lượng 65 tấn (Hình 13).

Thực hiện công tác chuẩn bị trên sà lan: khung đỡ cọc, cáp chằng buộc; thực hiện móc cáp nâng cọc, dùng cầu bánh xích đưa cọc xuống, chằng buộc cọc trên sà lan.

+ Dùng cầu bánh xích và cầu cảng đưa xích xuống tàu chở xích chuyên dụng AHT, tàu này thuê của Singapore, xích được đặt trên tàu và đưa vào hầm chứa xích theo đúng quy trình kiểm soát xoắn xích và thứ tự đặt xích.

- Vận chuyển trên biển: Căn cứ vào khả năng vận chuyển của tàu và sà lan, có thể vận chuyển một lần hoặc chia thành nhiều chuyến.

- Thi công lắp đặt hệ thống dây neo bể chứa dầu:

+ Công tác khảo sát: Tàu thực hiện việc khảo sát sẽ tiến hành định vị trí cho khu vực lắp đặt cọc và vị trí thả neo. Thiết bị điều khiển tự động dưới nước (ROV - remotely operated vehicle) sẽ tiến hành công việc khảo sát cho vị trí hạ khung đóng cọc, vị trí cọc và cho tuyến xích lắp đặt;

+ Cầu khung đóng cọc PGF xuống nước tại vị trí đóng cọc (Hình 14);

+ Dùng tàu cầu (A-Frame) nâng cọc khỏi sà lan ở vị trí nằm ngang và đưa xuống đáy biển;

+ Ghi lại vị trí cọc, lắp lại thao tác cầu cho tất cả các cọc, giải phóng sà lan;

- Nhấc cọc lên từ đáy biển, đưa cọc về vị trí thẳng đứng tựa vào khung kết cấu (Hình 14);

+ Kéo xích lên boong từ hầm chứa xích, đánh dấu mắt





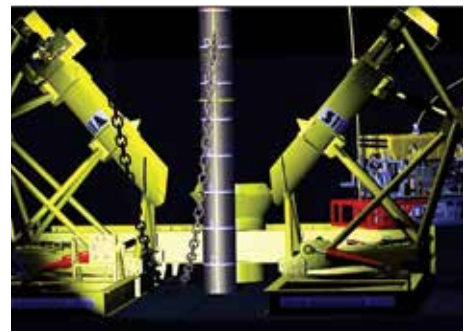
**Hình 14.** Đưa khung đóng cọc vào vị trí, cấu cọc nằm ngang, đưa cọc về vị trí thẳng đứng



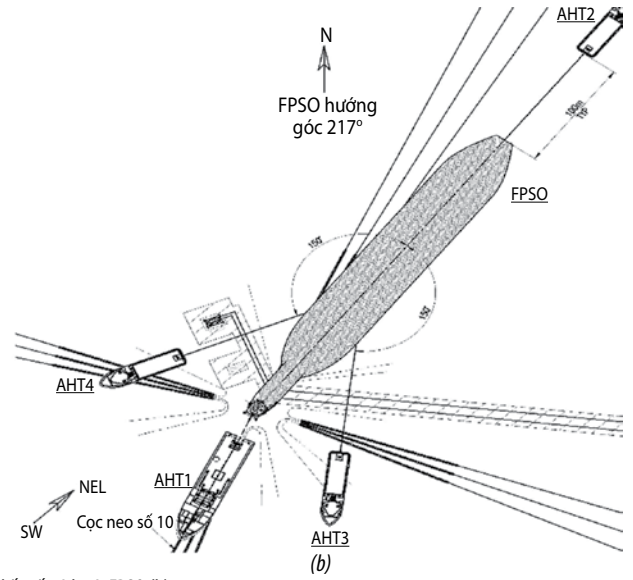
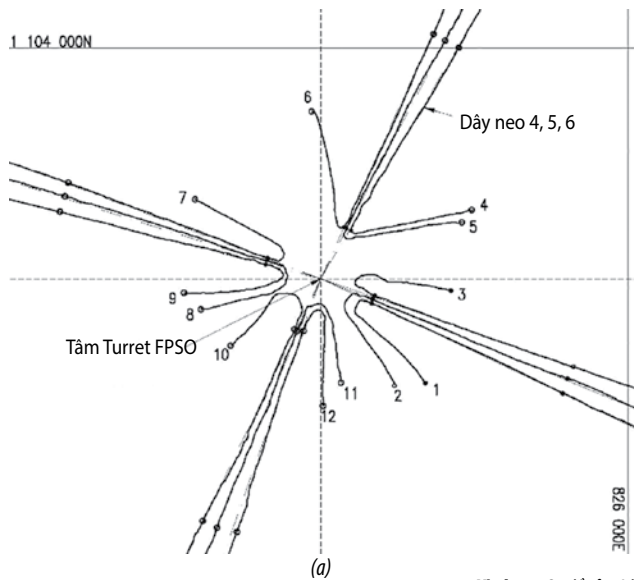
**Hình 15.** Kiểm soát xoắn xích trên tàu



**Hình 16.** Nối đoạn xích cuối vào cọc



**Hình 17.** Đóng cọc trong khung PGF



**Hình 18.** Sơ đồ rải xích (a) và kết nối xích với FPSO (b)

xích để kiểm soát xoắn xích trên tàu (Hình 15), kết nối đoạn xích đầu tiên vào tai cọc bằng ma ní (chốt an toàn hình chữ U dùng để nối ghép giữa dây cáp hoặc xích với tai cọc) (Hình 16).

+ Cọc được đưa vào vị trí khung đóng cọc. Kết nối búa và thực hiện công tác đóng cọc đến độ sâu thiết kế, thu hồi búa (Hình 17).

+ Mở khung đóng cọc, di chuyển đến vị trí các cọc khác để đóng cọc và lắp đoạn xích đầu tiên - xích sát đáy cho tất cả các cọc neo còn lại.

- Các bước lắp đặt các đoạn xích còn lại: sử dụng dụng cụ có cấu dạng A-Frame có hầm chứa xích. Thu hồi đoạn xích cuối lên tàu, căng đoạn xích này, nối tiếp các đoạn xích thứ 2 (xích trên mặt đất) rồi lần lượt lắp đoạn xích thứ 3 (xích trong nước), lắp đoạn xích thứ 4 (xích trên), khảo sát hoàn tất lắp xích. Các xích được rải theo sơ đồ Hình 18a để tránh chồng lên nhau [2, 11].

- Kiểm soát xoắn xích trong khi thi công: đánh dấu các mắt xích, so sai số với độ xoắn cho phép.

+ Sai số quy định cho việc lắp đặt cọc theo các tiêu chuẩn:

**Bảng 3.** Sơ bộ đánh giá hiệu quả kinh tế của giải pháp sử dụng

Các tiêu chí đánh giá		Phương án thực hiện		Kết luận về áp dụng giải pháp
		Dùng phương tiện có sẵn (tàu cầu nội địa)	Áp dụng giải pháp thuê tàu chuyên dụng rải xích	
Về mặt kỹ thuật	Đáp ứng được sai số lắp đặt theo yêu cầu	Đáp ứng được	Kiểm soát tốt hơn	Có hiệu quả
	Khả năng kiểm soát xoắn xích	Còn nhiều hạn chế	Kiểm soát tốt hơn	Có hiệu quả
	Tiến độ thực hiện	62 ngày	40 ngày	Có hiệu quả
Về mặt thương mại (USD)	So sánh giá trị kinh tế cho việc thi công đóng cọc và lắp đặt xích neo khi sử dụng 2 loại phương tiện khác nhau	24.308.094	18.566.197	Có hiệu quả

Sai số bán kính vị trí lắp đặt cọc: ± 2,5m, độ thẳng đứng của cọc: ± 5°, hướng của cọc: ± 5°

+ Sai số trong quá trình lắp đặt xích:

Sai số lắp đặt yêu cầu cho vị trí cuối cùng của tâm neo là ± 1m, đường rải xích: ± 5m, độ xoắn cho phép: 0,5° cho mỗi mắt xích, vị trí rải cho đoạn xích trong nước: ± 2m

- Thi công kết nối các xích neo vào tàu FPSO (Hình 18b): Khảo sát lại xích trước khi di chuyển tàu. Kết nối xích vào tháp neo Turret của FPSO sử dụng cáp mỗi lần lượt kết nối tất cả các xích còn lại lên bàn xích của Turret tàu FPSO, căng xích neo đạt lực căng trước thiết kế, cắt xích thừa. Kết thúc quá trình thi công.

**4.2.2. Tiêu chí đánh giá phương án thi công hợp lý**

Giải pháp hợp lý của phương án là:

- Sử dụng trang thiết bị có sẵn trong nước để thực hiện việc vận chuyển ra vị trí hạ thủy;
- Sử dụng tàu bè, sà lan có sẵn trong nước thực hiện việc vận chuyển, lắp đặt và đóng cọc;
- Kết hợp với thuê phương tiện thi công tàu rải xích chuyên dụng AHT có cấu dạng A-Frame và có khả năng chứa xích để kiểm soát xoắn xích ở giai đoạn thi công vận chuyển lắp đặt xích.

Dựa vào các tiêu chí trên và các điều kiện cụ thể của ví dụ áp dụng, có thể đánh giá sơ bộ hiệu quả kinh tế của giải pháp áp dụng (Bảng 3).

**4.3. Các bài toán cơ bản để phục vụ thi công lắp đặt hệ thống neo bể chứa dầu nổi**

Trong phạm vi nghiên cứu của bài báo, các bài toán tiêu biểu được xem xét: Tính toán căng xích; tính toán thả và thu hồi xích; kiểm tra yêu cầu của phao nổi; tính toán giữ đoạn xích trên; tính toán giữ xích trong nước.

**4.4. Các sự cố và biện pháp khắc phục trong khi thi công lắp đặt hệ thống dây neo FPSO Tê Giác Trắng**

Sự cố vách cọc bị xé khi đóng: Nguyên nhân do chiều dài liên kết giữa búa đóng cọc và cọc đẩy dài hơn so với yêu cầu. Giải pháp: cắt đoạn cọc có vách bị xuyên qua bởi cọc đẩy nếu vị trí tai móc xích nằm bên dưới. Trường hợp không thực hiện được, cọc mới sẽ được đóng tại vị trí lân cận để thay thế.

ROV bị trôi mất: Nguyên nhân là điều kiện thời tiết không thuận lợi và việc kiểm tra điều kiện làm việc của ROV không đảm bảo, dòng chảy mạnh cuốn dây mềm kết nối với ROV vào chân vịt của tàu. Giải pháp: giữ tàu tại vị trí, huy động ROV dự trữ để thay thế.

**5. Kết luận và kiến nghị**

Nghiên cứu tổng kết công tác tổ chức thi công để lắp đặt hợp lý hệ thống dây neo công trình biển nổi nói chung và áp dụng cụ thể cho bể chứa dầu nổi (FPSO) trong điều kiện biển Việt Nam, có thể rút ra một số kết luận sau:

- Có thể sử dụng cơ sở hạ tầng bến bãi ở một số bãi chế tạo, lắp ráp ở Việt Nam để tiếp nhận tàu mới nước lên đến 8m cũng như các vật tư thiết bị cần thiết phục vụ cho dự án lắp đặt hệ thống xích neo với tải trọng lớn.
- Có thể sử dụng tốt các phương tiện trên bờ để có thể đảm bảo hoàn thành việc dỡ xích từ tàu hàng và đưa xích xuống tàu lắp đặt theo tiến độ để ra và đạt được hiệu quả kinh tế nếu kết hợp phương tiện cầu bánh xích và cầu bánh hơi một cách linh hoạt.
- Khi thực hiện dự án vận chuyển, lắp đặt trên biển, nếu dự án chia thành 2 giai đoạn khác nhau thì việc sử dụng phương tiện tàu cầu, sà lan có sẵn ở Việt Nam thực hiện trong giai đoạn 1 cho việc vận chuyển, lắp đặt cọc, đoạn xích cuối sẽ mang lại hiệu quả kinh tế hơn do có thể tận

dụng được nguồn trang thiết bị, máy móc và nhân lực tốt. Còn trong giai đoạn 2 khi vận chuyển lắp đặt các đoạn xích còn lại và kết nối xích vào hệ thống thì chỉ cần tàu cầu có khả năng chuyên chở xích và cầu vừa đủ để nâng được xích và có khả năng kiểm soát xoắn xích. Giai đoạn này, phương án tìm kiếm thuê tàu phù hợp hoặc đầu tư tàu bè chuyên dụng sẽ được xem xét để mang lại giá trị kinh tế tốt hơn.

- Đánh giá được các tình huống rủi ro có thể xảy ra trong suốt quá trình thi công để có phương án đề phòng, khắc phục kịp thời.

Cần phát triển nghiên cứu cho điều kiện độ sâu nước lớn hơn để áp dụng một cách khoa học vào phân tích đánh giá lựa chọn phương án thi công trong điều kiện Việt Nam tại vùng nước sâu.

Các dự án FSO/FPSO cung cấp cho các mỏ có ý nghĩa quan trọng trong việc hiện thực hóa chiến lược phát triển dịch vụ kinh doanh bể chứa nổi nổi riêng và chiến lược phát triển kinh tế biển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung. Với nguồn lực có sẵn trong nước, cần có kế hoạch đầu tư trang thiết bị, nguồn nhân lực để mở rộng phạm vi hoạt động nâng cao hiệu quả kinh tế.

#### Tài liệu tham khảo

1. Phạm Hiền Hậu. *Luận chứng khoa học kỹ thuật và kinh tế phục vụ thiết kế xây dựng công trình biển nước sâu kiểu bể chứa nổi và rót dầu FSO/FPSO ở vùng nước sâu lựa chọn từ 150m - 500m, Thềm lục địa Việt Nam*. Nhánh 5 - Đề tài NCKH cấp Nhà nước KC.09.15/06-10. 2009.

2. Phạm Hiền Hậu, Nguyễn Đạt Thịnh. *Nghiên cứu xây dựng giải pháp thi công hợp lý để lắp đặt hệ thống neo giữ*

*các công trình biển nổi trong điều kiện biển Việt Nam*. Báo cáo tổng quan đề tài khoa học và công nghệ cấp cơ sở. 81-2015/KHXD. 2015.

3. API RP 2SK 3<sup>rd</sup> edition. *Recommended practice for design and analysis of stationkeeping systems for floating structures*. American Petroleum Institute (API). 2005.

4. Nguyễn Ngọc Vinh, Đinh Khắc Minh, Nguyễn Tất Hoàn, Nguyễn Văn Điệp. *Lựa chọn giải pháp đóng mới và hoán cải các kho chứa nổi cho các mỏ khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 3: trang 51 - 61.

5. *Tạp chí Khoa học Công nghệ Hàng hải số 14 tháng 6/2008*.

6. Huailiang Li, Yongxin Chen, Weiwei Xie, Shihui Xue, Chen He, Alan M.Wang. *Installation of STP Mooring System and FPSO Hookup*. International Offshore and Polar Engineering Conference Beijing, China. 20 - 25 June, 2010.

7. ABS. *Guide for building and classing floating production installations*. American Bureau of Shipping Incorporated by Act of Legislature of the State of New York. 1862.

8. DNV. *Positioning mooring*. Offshore standard DNV-OS-301. Det Norske Veritas. 2001.

9. DNV. *DNV Rules for marine operations*. Det Norske Veritas.

10. Genesis Oil & Gas Consultant Ltd. *Geotechnical parameter review for TGT studies*.

11. UMW. *Deepnautic proposal for transport, installation & hookup of TGT FPSO*.

## A STUDY OF APPROPRIATE SOLUTIONS FOR CONSTRUCTION AND INSTALLATION OF FLOATING STRUCTURES' MOORING SYSTEM IN VIETNAM'S SEA CONDITIONS

Pham Hien Hau<sup>1</sup>, Nguyen Dat Thinh<sup>2</sup>

<sup>1</sup>National University of Civil Engineering

<sup>2</sup>Vietsovpetro

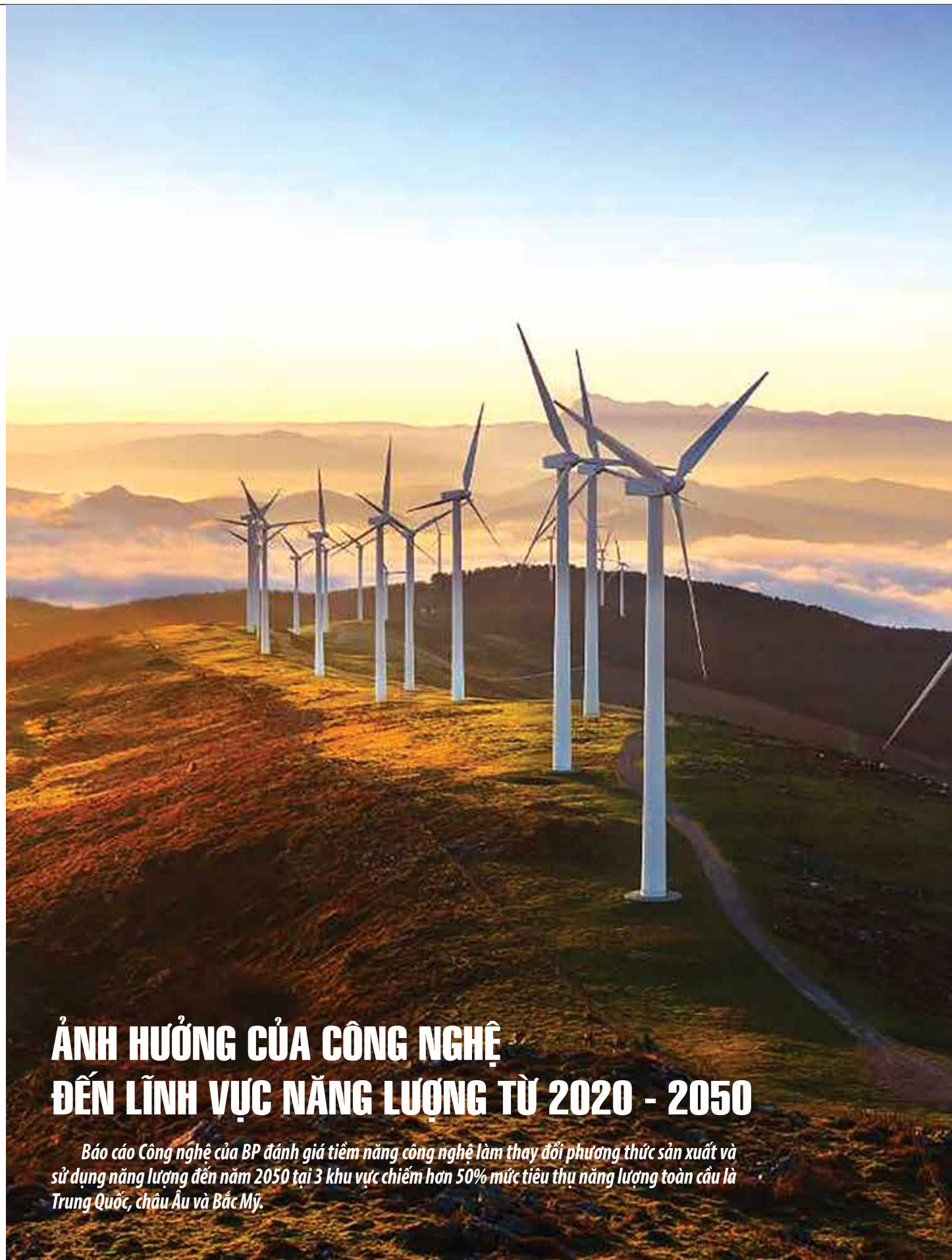
Email: hauph@nuce.edu.vn

#### Summary

***This paper presents the technologies applied in the construction and installation of mooring systems for floating structures in the world. Based on design solutions for the mooring systems, the existing infrastructure capacity, equipment and facilities in Vietnam and in the neighbouring countries, appropriate solutions have been developed for the construction and installation of floating structures' mooring systems in Vietnam. It is then specifically applied on a floating production storage and offloading (FPSO) structure operating at Te Giac Trang field to evaluate the economic and technological efficiency.***

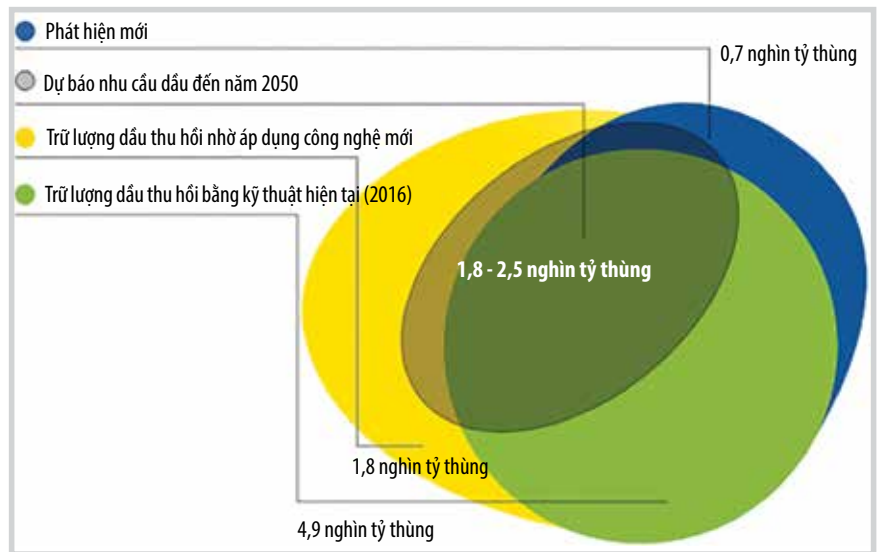
**Key words:** Floating structures, FPSO, mooring systems, construction solutions.





# ẢNH HƯỞNG CỦA CÔNG NGHỆ ĐẾN LĨNH VỰC NĂNG LƯỢNG TỪ 2020 - 2050

*Báo cáo Công nghệ của BP đánh giá tiềm năng công nghệ làm thay đổi phương thức sản xuất và sử dụng năng lượng đến năm 2050 tại 3 khu vực chiếm hơn 50% mức tiêu thụ năng lượng toàn cầu là Trung Quốc, châu Âu và Bắc Mỹ.*



Hình 1. Dự báo trữ lượng dầu thu hồi đến năm 2050

**Công nghệ giúp cung cấp năng lượng và môi trường bền vững hơn**

Cách mạng công nghiệp đã thay đổi nền kinh tế, bắt đầu một thời kỳ tăng trưởng chưa từng có, trong đó dân số thế giới tăng gấp 8 lần và tuổi thọ trung bình tăng gấp đôi. Tuy nhiên, công nghiệp hóa cũng gia tăng các thách thức như phát thải khí nhà kính và ô nhiễm đô thị.

Xã hội đang đối mặt với thách thức kép - vừa phải đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng về năng lượng đồng thời phải giảm phát thải khí nhà kính. Các vấn đề khác như chất lượng không khí và ô nhiễm nước cũng cần được quản lý.

Công nghệ đóng vai trò quan trọng trong việc tăng hiệu quả sử dụng năng lượng cũng như cải thiện khả năng và tăng tính khả dụng của năng lượng có hàm lượng carbon thấp.

**Số hóa năng lượng**

Việc áp dụng các công cụ số (bao gồm cảm biến, siêu máy tính, phân tích dữ liệu, tự động hóa và trí tuệ nhân tạo (AI) - được hỗ trợ bởi điện toán đám mây) có thể làm giảm 20 - 30% chi phí và nhu cầu

về năng lượng sơ cấp trong các lĩnh vực sử dụng năng lượng vào năm 2050.

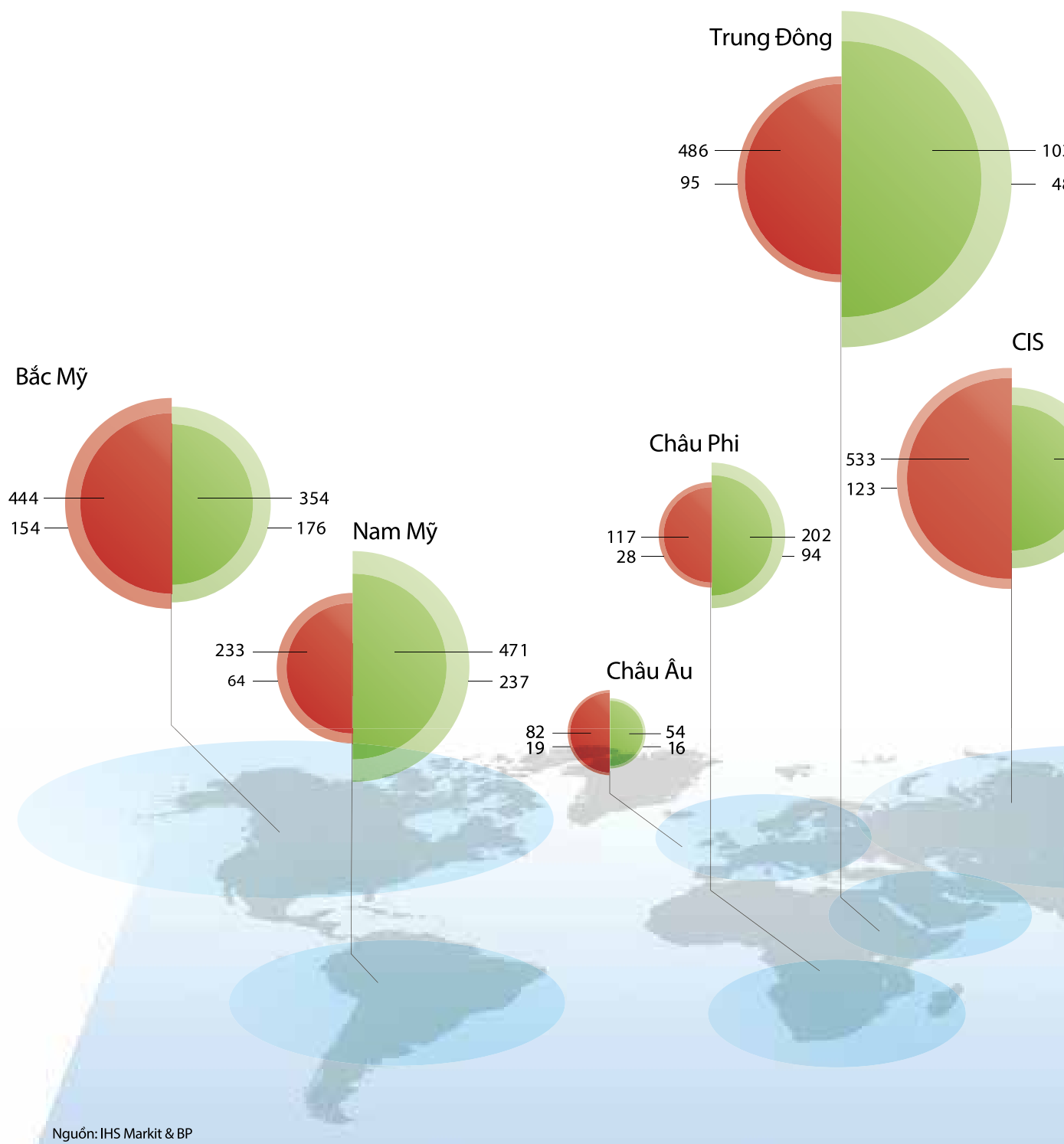
Sự phát triển của công nghệ kỹ thuật số đến lĩnh vực năng lượng được mô tả theo 4 viễn cảnh.

Thứ nhất, các thuật toán học sâu (machine learning) được sử dụng để xây dựng mô hình mô tả và dự báo hoạt động của hệ thống sản xuất. Các mô hình này phân tích và so sánh dữ liệu từ các cảm biến để giúp thực hiện các công việc như xác định trữ lượng dầu khí hay phát hiện thiết bị cần bảo trì.

Thứ hai, các công nghệ đã được triển khai trong một số lĩnh vực sẽ được mở rộng để ứng dụng trong lĩnh vực năng lượng: các phương tiện kết nối mạng, hình ảnh tiên tiến và blockchains, thuận lợi cho các hoạt động giao dịch, tìm kiếm và kiểm toán.

Thứ ba, các đổi mới đang hình thành trong một số ngành công nghiệp và có tiềm năng ứng dụng trong lĩnh vực năng lượng.

Thứ tư, các công nghệ có tiềm năng mới được khám phá, gồm máy tính lượng tử, một công nghệ chế biến đang phát triển, phân tích



dựa trên xác suất để tăng tốc thời gian tính toán và “LiFi” là công nghệ truyền dữ liệu với tốc độ rất nhanh thông qua ánh sáng.

**Tài nguyên năng lượng dồi dào**

Để đáp ứng nhu cầu năng lượng, ngành công nghiệp năng lượng chuyển đổi việc sử dụng

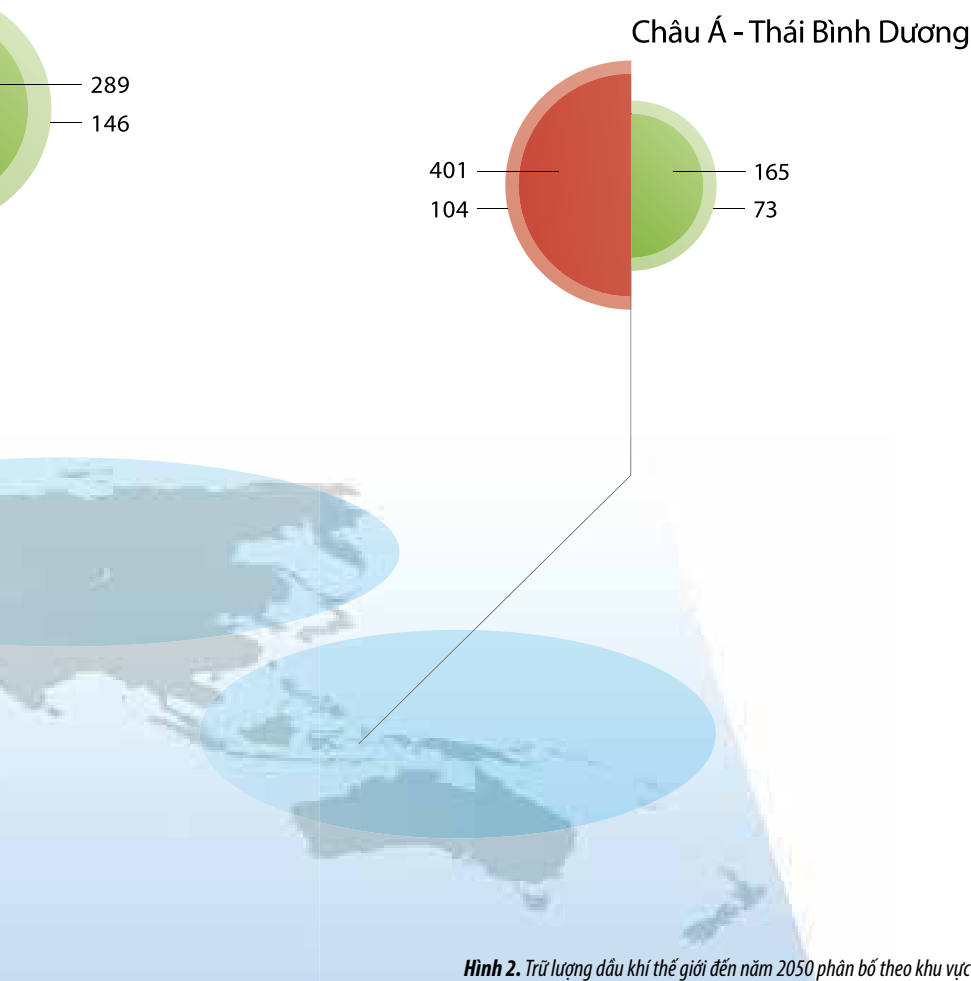
công nghệ để tìm kiếm, sản xuất các nguồn năng lượng sơ cấp (như dầu, khí tự nhiên, than đá, uranium) sang năng lượng hạt nhân, sinh khối, năng lượng mặt trời và năng lượng gió.

Trong thời gian gần đây, ngành dầu khí đã chứng kiến cuộc cách mạng dầu đá phiến sử dụng các

công nghệ mới như khoan ngang và nứt vỉa thủy lực, cùng với đó, công nghệ tái tạo cũng phát triển nhanh chóng. Trữ lượng dầu khí khoảng 55 nghìn tỷ thùng đã được phát hiện trên toàn cầu, trong đó ước tính 10% (4,9 nghìn tỷ thùng dầu quy đổi) có thể được thu hồi bằng kỹ thuật hiện tại.



32  
85



Hình 2. Trữ lượng dầu khí thế giới đến năm 2050 phân bố theo khu vực

### Tài nguyên dầu khí

Khoảng 2/3 trữ lượng dầu khí thu hồi được là từ dầu khí truyền thống, được khai thác bằng phương pháp bơm ép nước. Các nguồn dầu khí phi truyền thống đòi hỏi phải thay đổi tính chất vật lý của chất lỏng hoặc đá chứa để tạo ra dầu khí.

Tài nguyên dầu khí phi truyền thống bao gồm dầu đá phiến (dầu trong thành tạo đá hạt mịn), dầu và khí chặt sít (dầu và khí trong đá chứa có độ thấm và độ rỗng thấp), cát dầu (cát hoặc sa thạch có chứa dầu nhờn) và đá phiến dầu.

Trung Đông là khu vực có trữ lượng dầu mỏ lớn nhất. Trữ lượng khí đốt lớn nhất tập trung tại Liên bang Nga và các nước thành viên thuộc Cộng đồng các quốc gia độc lập (CIS). Các tiến bộ công nghệ đến năm 2050 sẽ gia tăng trữ lượng dầu thu hồi lên khoảng 50% và khí đốt lên 25% (Hình 2).

### Cải tiến cách tiếp cận dầu khí

Công nghệ giúp tăng khả năng tiếp cận dầu khí hiệu quả nhất trong các lĩnh vực thăm dò địa chấn, tăng cường thu hồi dầu và giếng khoan. Sử dụng siêu máy tính giúp tiết kiệm thời gian minh giải địa chấn đồng thời cung cấp chi tiết hình ảnh của các vỉa chứa dầu khí. Ví dụ, ứng dụng “đảo chiều dạng sóng đầy đủ” với các thuật toán phức tạp cho phép dự đoán chính xác hoạt động của vỉa chứa, giúp các nhà thăm dò tối ưu hóa vị trí giếng khoan, đồng thời cũng cho thấy khu vực trên đất liền chịu tác động lớn nhất và là nơi khó thu thập dữ liệu địa chấn.

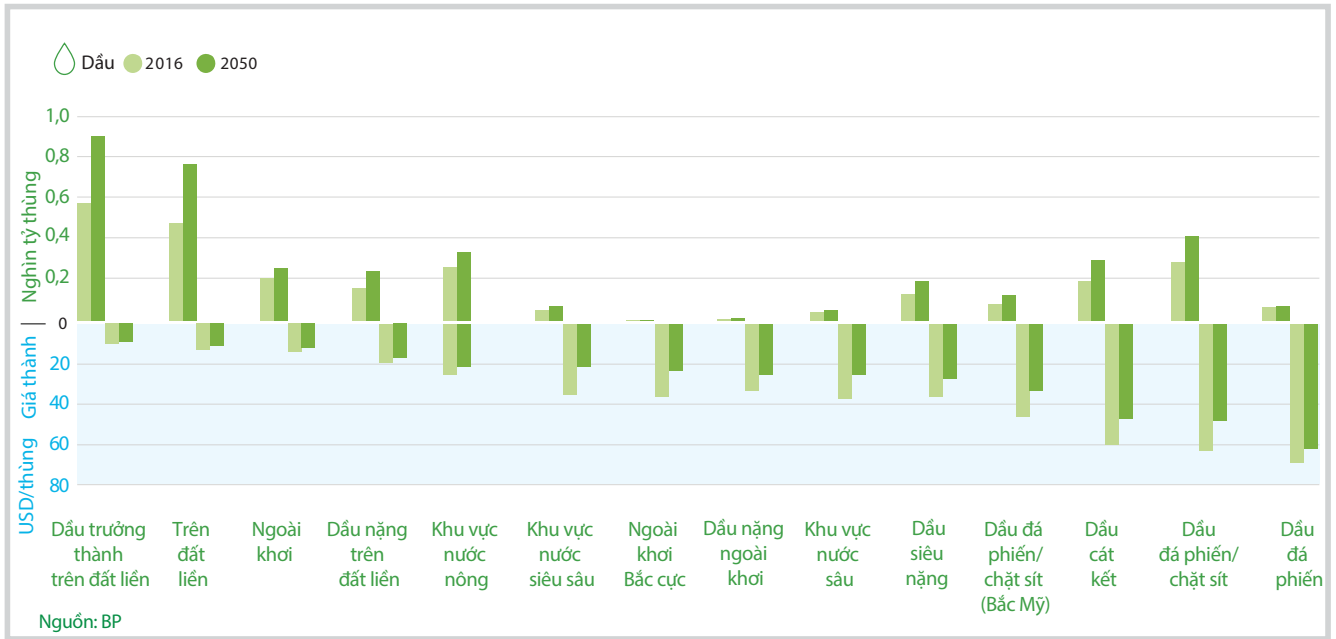
Công nghệ giúp gia tăng sản lượng (IOR) và nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) tiếp tục phát triển cùng các kỹ thuật mới như phương pháp biến tính độ mặn nước và sử

Bằng việc áp dụng các tiến bộ công nghệ đến năm 2050, trữ lượng dầu thu hồi có thể tăng lên khoảng 7,3 nghìn tỷ thùng dầu quy đổi, đủ để đáp ứng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu đến năm 2050 (khoảng 1,8 - 2,5 nghìn tỷ thùng dầu quy đổi) (Hình 1).

Theo phân tích của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), cần đầu tư khoảng

600 tỷ USD/năm để có thể sản xuất đủ dầu và khí đốt đáp ứng nhu cầu, đây là con số cho phép theo chính sách và cam kết tại Hiệp định Paris.

Cùng với năng lượng tái tạo, năng lượng hạt nhân và than đá (dự kiến giữ mức ổn định) sẽ được sử dụng rộng rãi.



**Hình 3.** Giá thành sản xuất dầu vào năm 2050

dụng hạt nano. IOR/EOR ước tính có thể giúp khai thác thêm khoảng 500 tỷ thùng dầu, hoặc đóng góp 10% trữ lượng thu hồi vào năm 2050.

**Giảm chi phí sản xuất dầu và khí đốt**

Theo ước tính vào năm 2050, công nghệ góp phần giúp giảm giá thành khai thác dầu khí khoảng 30%/thùng dầu quy đổi (Hình 3).

Giá thành giảm nhiều nhất ở các dự án có vốn đầu tư lớn, tại khu vực nước sâu và cực sâu, cần khoan số lượng giếng khoan lớn. Khu vực nước sâu hưởng lợi từ việc cải tiến giàn khoan, thiết kế chân đế cũng như xây dựng hệ thống ống dẫn ngầm và dòng chảy. Tại khu vực trên bờ, cách tiếp cận truyền thống, lặp đi lặp lại tại các mỏ đá phiến với số lượng lớn giếng khoan có thể giúp giảm chi phí. Tối ưu hóa hoạt động sản xuất và phát triển mỏ cũng giúp tiết kiệm chi phí đáng kể.

**Sản xuất kỹ thuật số**

Phát triển công nghệ cũng như sản xuất kỹ thuật số và tiềm năng từ

trí tuệ nhân tạo được dự báo giúp tăng 25% trữ lượng dầu khí và giảm 30% chi phí sản xuất.

Ngành công nghiệp dầu khí đang tiến tới các tiến bộ lớn trong việc tự động hóa thiết kế và xây dựng giếng khoan, bảo trì và chế biến tại các nhà máy cũng như tối ưu hóa sản xuất. Hiện nay đã có những đột phá giai đoạn đầu trong công nghệ, ví dụ như các hình thức khoan phi cơ khí đa dạng sử dụng laser, đầu đốt hoặc phóng điện. Đổi mới kỹ thuật số có vai trò quan trọng nhằm giảm tiêu hao năng lượng trong quá trình sản xuất, thông qua việc sử dụng cảm biến và công nghệ blockchain để theo dõi, kịp thời phát hiện hiện tượng rò rỉ khí.

**Nhà máy lọc dầu**

Tại các nhà máy lọc dầu, việc áp dụng mô hình quản trị hiệu quả (operational excellence) để tính toán hiệu suất, tính khả dụng và tối ưu hóa sản phẩm sẽ giúp tiết giảm chi phí rõ rệt hơn so với việc chuyển đổi công nghệ mới.

Những cải tiến trong quá trình

vận hành được tăng cường nhờ công nghệ kỹ thuật số, có tiềm năng khai thác hiệu quả các cơ sở vật chất, đặc biệt trong giám sát và tự động hóa các hoạt động, quản lý bảo trì, điều phối lịch làm việc và tăng thời gian làm việc thực tế của công nhân.

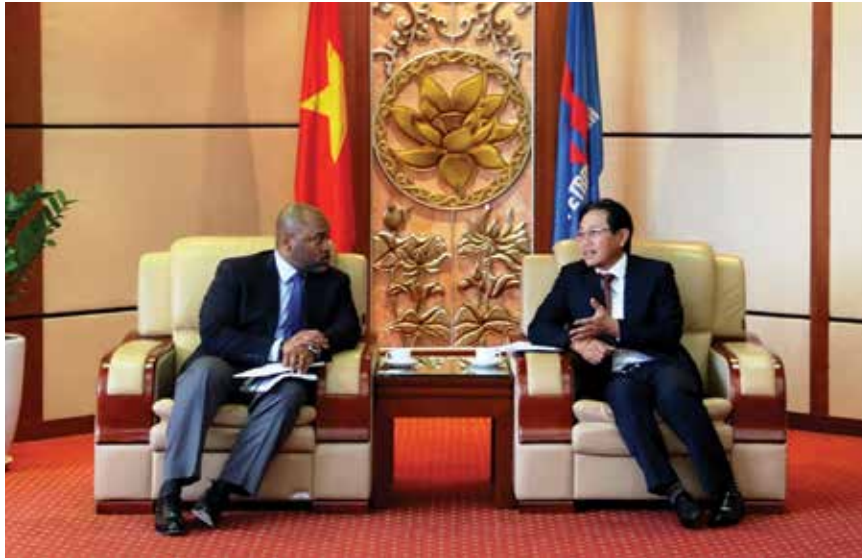
Đến giữa những năm 2020, các nhà máy lọc dầu dự kiến sẽ tiến hành bảo trì bằng điều khiển từ xa, tối ưu hóa quy trình thời gian thực và kiểm tra tự động. Công nghệ góp phần vào các cải tiến trên gồm chuẩn hóa dữ liệu, big data, các thiết bị đeo (như đồng hồ thông minh, bộ theo dõi hoạt động), trí tuệ nhân tạo, robot... được đặt tại nguồn dữ liệu để hoàn thiện các quy trình chức năng xử lý trong khi có các tương tác khác qua điện toán đám mây.

Với cải tiến về công nghệ như trên, các nhà máy lọc dầu sẽ thiên về bảo trì phòng ngừa hơn là bảo dưỡng tương tác, giúp giảm thời gian chết và tối đa hóa hiệu suất vận hành. Điều này sẽ nâng cao độ an toàn và giúp giảm 10% chi phí bảo trì.

**Linh Chi** (theo BP)

TIN TRONG NƯỚC

GE đề xuất các giải pháp công nghệ cho Petrovietnam



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc GE Power Russell Slokes. Ảnh: PVN

**N**gày 11/6/2018, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã làm việc với đoàn công tác Tập đoàn GE.

Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc GE Power Russell Slokes cho biết GE

mong muốn đẩy mạnh hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua việc cung cấp các giải pháp công nghệ, tối ưu hóa chi phí khai thác, phát triển dầu khí, cung cấp các giải pháp kỹ thuật tiên tiến, ứng dụng

công nghệ turbine khí hơi HA (hiệu suất cao, chi phí tiêu hao năng lượng thấp) vào các dự án Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả của GE nói chung và GE Power nói riêng; đồng thời đề nghị GE Power tích cực, chủ động làm việc với Chính phủ Mỹ, với Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và các đối tác liên quan để có giải pháp xử lý các khó khăn, đảm bảo tiến độ triển khai Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn tin rằng với năng lực và kinh nghiệm về phát triển năng lượng toàn cầu, GE sẽ nỗ lực cùng với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đưa ra các giải pháp công nghệ tốt nhất cho các dự án.

**Hoàng Anh**

Vietsovpetro vượt kế hoạch sản lượng khai thác khí

**L**iên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết trong 6 tháng đầu năm 2018, sản lượng khai thác khí thiên nhiên đạt 96,7 triệu m<sup>3</sup> (120,6% kế hoạch), doanh thu bán dầu - condensate ước đạt 1,18 tỷ USD (145,5% kế hoạch) với giá dầu trung bình 72 USD/thùng.

Tổng sản lượng khai thác dự kiến vẫn hoàn thành vượt mức kế hoạch, đạt 2.127,4 nghìn tấn dầu/condensate (100,5% kế hoạch).

Vietsovpetro cho biết công tác khai thác dầu tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Thổ Tráng gặp nhiều khó khăn do tốc độ suy giảm khai thác cao hơn kế hoạch, việc áp dụng các giải pháp địa chất - kỹ thuật để gia tăng sản lượng không đạt hiệu quả như kỳ vọng.



Sản lượng khai thác khí của Vietsovpetro vượt 20,6% kế hoạch. Ảnh: Huy Hùng

Về công tác tìm kiếm thăm dò tại Lô 09-1, Vietsovpetro đã khoan thăm dò 15.748m (đạt 95,6% kế hoạch), kết

thúc xây dựng 3 giếng MTD-1X, BH-1803 và BH-1903 (đạt 75% kế hoạch).

**Anh Phương**



## Giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Hội thảo "Phương án giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất". Ảnh: Ngọc Lâm

**N**gày 8/6/2018, tại Đà Nẵng, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã tổ chức Hội thảo "Phương án giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất". Hội thảo đã tập trung phân tích tình trạng kỹ thuật và an toàn thiết bị của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đánh giá hiệu quả của việc giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể; đề xuất các phương án chi tiết và kế hoạch triển khai.

Từ khi đưa vào vận hành đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã được bảo dưỡng tổng thể 3 lần vào các năm 2011, 2014 và 2017

theo quy định của các nhà cung cấp bản quyền công nghệ. Tình trạng kỹ thuật và hiệu suất vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau khi bảo dưỡng được tối ưu, có thể vận hành liên tục 4 năm mới cần bảo dưỡng tổng thể.

Việc giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể sẽ giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng cao chỉ số OA từ 95,9% lên 96,87%, tương đương tăng thêm 4 ngày vận hành/năm, góp phần tăng đáng kể lợi nhuận/doanh thu/ngân sách cho BSR; đồng thời giảm chỉ số chi phí bảo dưỡng sửa chữa (TI) từ 14USD/EDC xuống

còn 10,5USD/EDC, tương đương tiết giảm chi phí bảo dưỡng sửa chữa khoảng 4,8 triệu USD/năm...

Chuyên gia của các nhà cung cấp bản quyền công nghệ như: AXENS, UOP, MERICHEM, MISUI, JGC, SGS, KBC, O&M trên cơ sở tình trạng kỹ thuật thiết bị của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện tại đều đồng ý giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu, BSR đề xuất chủ trì và tổ chức thực hiện các chương trình đánh giá chi tiết tình trạng kỹ thuật đối với các hệ thống thiết bị quan trọng, có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn vận hành theo các quy định của Nhà nước; tiếp tục hoàn thiện các cơ sở dữ liệu/hệ thống quản lý tiên tiến (RBI/RCM/SIS/SIL/IOW...) và áp dụng các kỹ thuật giám sát, kiểm tra thiết bị để đảm bảo an toàn, tin cậy; tổng hợp thông tin, dữ liệu, thực hiện phân tích đánh giá tổng thể và tiến hành trình các cấp thẩm quyền để xem xét phê duyệt khả năng giãn tần suất bảo dưỡng tổng thể...

**Hồng Minh**

## PVCFC tập trung đạt mục tiêu doanh thu 5.500 tỷ đồng

**N**gày 12/6/2018, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tổ chức Đại hội đồng cổ đông thường niên năm 2018 tại Tp. Hồ Chí Minh, trong đó tập trung thảo luận các giải pháp để đạt mục tiêu sản lượng urea sản xuất khoảng 751 nghìn tấn, tổng doanh thu 5.500 tỷ đồng và lợi nhuận trước thuế 685 tỷ đồng.

Đồng thời, PVCFC cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới nhằm thực hiện chiến lược phát triển đa dạng hóa sản phẩm; tập trung triển khai các dự án trọng điểm như: Dự



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

án Nhà máy sản xuất phân bón phức hợp từ urea nóng chảy công suất 300.000 tấn/năm và Dự án Cảng

nhập nguyên liệu công suất 500.000 tấn/năm.

**Bùi Hà**

## Vietsovpetro lần đầu tiên thiết kế chế tạo thanh cần cầu và bộ trao đổi nhiệt

**X**í nghiệp Cơ điện thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết lần đầu tiên thực hiện thành công Dự án thiết kế, chế tạo thanh cần cầu KEG và Dự án thiết kế, chế tạo bộ trao đổi nhiệt để nung dầu thô T-1-B. Việc hoàn thành 2 dự án thiết kế, chế tạo thanh cần cầu KEG và bình trao đổi nhiệt T-1-B đã thể hiện sự sáng tạo của đội ngũ cán bộ kỹ sư và công nhân Xí nghiệp Cơ điện trong việc thiết kế và chế tạo các sản phẩm cơ khí đòi hỏi kỹ thuật và công nghệ cao, góp phần tiết giảm chi phí và nâng cao hiệu quả sản xuất cho Vietsovpetro.

Để chủ động trong sản xuất và thay thế các thanh cần cầu KEG cũ đang sử dụng tại các công trình biển của Vietsovpetro, Xí nghiệp Cơ điện đã nghiên cứu, thiết kế và chế tạo thanh cần cầu KEG đạt các tiêu chuẩn về kích thước hình học, độ chính xác gia công, độ bền, khả năng chịu tải và được Đăng kiểm Việt Nam cấp chứng chỉ phù hợp với các tiêu chuẩn hiện hành. Sau khi làm chủ về kỹ thuật, công nghệ và được trang bị các trang



Mô Bạch Hồ: Ảnh: VSP

thiết bị, đồ gá, dụng cụ... Xí nghiệp Cơ điện cho biết sẽ rút ngắn thời gian chế tạo (chỉ còn tối đa 2 tháng) và giá thành chỉ bằng 50% so với giá sản phẩm đang bán trên thị trường.

Bộ trao đổi nhiệt T-1-B được Xí nghiệp Cơ điện thiết kế, chế tạo để sử dụng tại giàn công nghệ trung tâm 2, giúp nung nóng dầu thô, tạo điều kiện thuận lợi cho việc tách khí và vận chuyển dầu thô. Dưới sự giám sát của Bureau Veritas, Xí nghiệp Cơ điện đã triển khai công tác thiết kế, làm chủ công nghệ và kỹ thuật chế tạo, đồng bộ và lắp đặt bó 241 ống trao đổi nhiệt vào thân bình. Giá

thành bộ trao đổi nhiệt do Xí nghiệp Cơ điện chế tạo khoảng hơn 100.000 USD, thấp hơn so với dự toán và chỉ bằng 80% so với giá sản phẩm đang bán trên thị trường.

Chánh kỹ sư Vietsovpetro Trần Văn Vĩnh đánh giá kết quả của dự án thể hiện năng lực của Xí nghiệp Cơ điện trong lĩnh vực thiết kế chế tạo thiết bị dầu khí, đồng thời yêu cầu Xí nghiệp chú trọng rút ngắn thời gian thực hiện dự án, nghiên cứu cải tiến hoàn thiện và nâng cao chất lượng sản phẩm, để giảm giá thành tăng tính cạnh tranh của sản phẩm.

**Nguyễn Thanh**

## Vietsovpetro lắp đặt chân đế giàn CTC-01



Chân đế CTC-01 được hạ thủy thành công. Ảnh: Vietsovpetro

**L**iên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí đã hạ thủy thành công chân đế giàn CTC-01 xuống sà lan vận chuyển VSP05 và đang tiến hành lắp đặt

chân đế vào vị trí thiết kế ngoài khơi mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cừ Long.

Tổng trọng lượng của chân đế, bến cập tàu, cọc và ống tách nước gần 2,5 nghìn tấn, trong đó chân đế nặng 945 tấn, cọc 1.040 tấn, bến cập tàu 71 tấn và ống tách nước 360 tấn.

Dự án phát triển khai thác mỏ Cá Tầm do Vietsovpetro, Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) và Bitexco làm chủ đầu tư. Giàn CTC1-WHP sẽ được kết nối với hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật của Vietsovpetro tại Lô 09-1.

Lô 09-3/12 bể Cừ Long do Vietsovpetro là Nhà điều hành theo Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí ký ngày 12/9/2012 giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với tổ hợp 3 nhà thầu gồm Vietsovpetro (55%), PVEP (30%) và Bitexco (15%), có tổng diện tích gần 6.000km<sup>2</sup>, độ sâu nước biển từ 15 - 60m.

**Nguyễn Thanh**



## Hội thảo về vấn đề ăn mòn trong ngành công nghiệp dầu khí



Hội thảo “Vấn đề ăn mòn trong ngành công nghiệp dầu khí - Thách thức và giải pháp”. Ảnh: VPI

Ngày 12/6/2018, tại Tp. Hồ Chí Minh, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã phối hợp với NACE International tổ chức Hội thảo “Vấn đề ăn mòn trong ngành công nghiệp dầu khí - Thách thức và giải pháp” (Corrosion in the oil and gas industry - Challenges and solutions). Hội thảo thu hút trên 130 cán bộ kỹ thuật thuộc 50 công ty dầu khí trong và ngoài nước.

Hội thảo thể hiện quan điểm, góc nhìn của các chuyên gia trong nước và quốc tế về các giải pháp kiểm soát ăn mòn: “Con đường dẫn tới thành công trong lĩnh vực kiểm soát ăn mòn” (NACE International); “Kinh nghiệm

nghiên cứu và dịch vụ chống ăn mòn của Viện Dầu khí Việt Nam” (CTAT/VPI); “Các vấn đề chống ăn mòn trong ngành công nghiệp khí tại Việt Nam” (PV GAS); “Vấn đề ăn mòn dưới lớp bảo vệ” (PPG); “Các mối đe dọa ăn mòn trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các giải pháp” (BSR); “Phương pháp lựa chọn chất ức chế ăn mòn” (Unicoh Specialty Chemicals); “Kiểm soát ăn mòn và cơ sở an toàn công nghệ công nghiệp” (Beijing Ancorr Technology)...

Hội thảo cũng thảo luận về cách thức tham gia vào hệ thống chia sẻ kinh nghiệm chống ăn mòn của NACE International, các giải pháp ứng dụng

đánh giá và xử lý vấn đề ăn mòn cho công trình dầu khí ở Việt Nam, lựa chọn hóa chất ức chế ăn mòn, cách thức đánh giá và ngăn ngừa ăn mòn trong điều kiện vận hành khắc nghiệt, các chương trình đào tạo và phát triển chuyên gia về chống ăn mòn...

Bà Melanie Diaz - Quản lý cấp cao, Phòng Giáo dục của NACE International cho biết, thông qua các đối tác, trong đó có Viện Dầu khí Việt Nam - Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí (CPTI), NACE International muốn phát triển các chương trình đào tạo trong lĩnh vực chống ăn mòn tại Việt Nam, đặc biệt đối với ngành công nghiệp dầu khí và năng lượng.

Ngoài dịch vụ phân tích, tư vấn kỹ thuật và cung cấp sản phẩm chống ăn mòn (anode hy sinh), Viện Dầu khí Việt Nam đang tăng cường hợp tác với NACE International để triển khai các chương trình đào tạo từ cơ bản đến chuyên sâu, phát triển chuyên gia trong lĩnh vực chống ăn mòn cho các đơn vị.

**Anh Minh**

## PV GAS hoàn thành trên 80% kế hoạch lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh 6 tháng đầu năm 2018, trong đó các chỉ tiêu tài chính vượt kế hoạch từ 35 - 65%, tăng từ 12 - 30% so với cùng kỳ năm 2017.

Sản lượng (LPG, khí khô, condensate) trong 6 tháng đầu năm 2018 vượt kế hoạch từ 5 - 56%; tổng doanh thu ước đạt khoảng 37.455 tỷ đồng, vượt kế hoạch 35% và đạt 66% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế ước đạt 6.602 tỷ đồng, vượt kế hoạch 56% và đạt 82% kế hoạch năm; lợi nhuận sau thuế ước đạt



Hệ thống khí của PV GAS vận hành an toàn, ổn định. Ảnh: PV GAS

5.323 tỷ đồng, vượt kế hoạch 57% và đạt 83% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt hơn 2.500

tỷ đồng, vượt kế hoạch 65% và đạt 87% kế hoạch năm.

**Hồ Cẩm**



## PV GAS và Vietcombank ký Hợp đồng khung tín dụng 4.000 tỷ đồng



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác chiến lược toàn diện giữa PV GAS và Vietcombank. Ảnh: PV GAS

**T**ổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Ngân hàng TMCP Ngoại thương Việt Nam (Vietcombank) vừa ký Thỏa thuận hợp tác chiến lược toàn diện và Hợp đồng khung tín dụng giá trị 4.000 tỷ đồng. Theo đó, Vietcombank sẽ cung cấp cho PV GAS các gói giải pháp tài chính toàn diện, gồm tài trợ các dự án, tài trợ vốn lưu động, thanh toán quốc tế, quản lý dòng tiền...; cam kết

tài trợ gói tín dụng ngắn hạn giá trị 4.000 tỷ đồng để bổ sung vốn lưu động cho PV GAS và các công ty con.

Ông Nghiêm Xuân Thành - Chủ tịch HĐQT Vietcombank nhấn mạnh vai trò chủ chốt của PV GAS trong Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam, thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt

Nam. Lãnh đạo Vietcombank tin rằng vị thế và tiềm lực về tài chính của 2 doanh nghiệp sẽ tạo nên sự thành công trong thực hiện chiến lược phát triển kinh doanh, đa dạng hóa các hình thức hợp tác và cùng vươn ra tầm châu lục.

Theo Chủ tịch HĐQT PV GAS Lê Như Linh: Thực hiện “Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035” đã được Chính phủ phê duyệt, để mở rộng hoạt động sản xuất kinh doanh và hoàn thiện hạ tầng công nghiệp khí, trong thời gian tới, PV GAS sẽ tiếp tục triển khai nhiều dự án khí có quy mô lớn với chi phí đầu tư hàng tỷ USD. Thỏa thuận hợp tác chiến lược toàn diện với Vietcombank là cơ sở để các bên cụ thể hóa bằng các thỏa thuận chi tiết hơn, nhằm sử dụng dịch vụ với chất lượng tốt, giá cả cạnh tranh và phát huy tối đa khả năng phát triển của mỗi bên.

**Hồ Cẩm**

## Dây chuyền sản xuất sợi của PVTEX bắt đầu có lãi

**S**au 1 tháng vận hành 3 dây chuyền của Phân xưởng kéo sợi Filament, Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ (PVTEX) cho biết đã có lãi, chất lượng sản phẩm đạt 99,25%, đảm bảo yêu cầu của khách hàng.

Chủ tịch HĐQT kiêm Tổng giám đốc PVTEX Đào Văn Ngọc cho biết PVTEX sẽ tiếp tục khởi động thêm 3 dây chuyền kéo sợi, đồng thời tập trung hoàn thiện để sớm ký kết Hợp đồng hợp tác và sản xuất kinh doanh với Tổ hợp APH (gồm Công ty CP An Phát Holdings, Fortrec - Singapore và Reliance - Ấn Độ).

Với năng lực quản lý sản xuất và năng lực tài chính, Tổ hợp APH sẽ từng bước giúp nâng cao hiệu



Chất lượng sản phẩm sợi của PVTEX đạt 99,25%. Ảnh: PVTEX

quả sản xuất của Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ. Đặc biệt, Fortrec và Reliance là các doanh nghiệp hàng đầu thế giới trong lĩnh vực hóa dầu và xơ sợi với mạng lưới cung cấp nguyên liệu đầu vào cho sản xuất xơ

sợi và tiêu thụ sản phẩm. Hai đối tác này sẽ giúp PVTEX sản xuất xơ sợi chất lượng loại A với tỷ lệ cao nhất, đáp ứng yêu cầu tiêu thụ trong nước và xuất khẩu.

**Minh Anh**

TIN THẾ GIỚI

Brazil thu về 807 triệu USD từ 3 lô dầu khí ở bể Santos và Campos

**N**gày 7/6/2018, Brazil tổ chức vòng đấu thầu thứ 4 để bán 4 lô dầu khí tại bể Santos và Campos, Đại Tây Dương. Có 16 công ty dầu khí lớn, trong đó có Royal Dutch Shell và BP (Anh), ExxonMobil (Mỹ), Total (Pháp), Statoil (Na Uy) đăng ký tham gia vòng đấu thầu này.

Kết quả vòng đấu thầu chỉ có 3 lô dầu khí được bán thành công, thu về 807 triệu USD (tương đương 3,15 tỷ Real Brazil) cho Chính phủ Brazil.

Đó là Lô Uirapuru, bể Santos (Petrobras - 30%, Statoil Brazil Oil &

Gas - 28%, ExxonMobil Brazil - 28%, Petrogal Brazil - 14%); Lô Dois Irmaos, bể Campos (Petrobras - 45%, BP Energy - 30%, Statoil Brazil Oil & Gas - 25%); Lô Três Marias, bể Santos (Shell Brazil - 40%, Chevron Brazil - 30%, Petrobras - 30%). Lô Itaimbezinho, bể Campos không đạt được thỏa thuận nào.

Các lô dầu khí này có trữ lượng dầu khí lớn nhưng đòi hỏi công nghệ kỹ thuật cao nếu khai thác.

Trước đó tháng 10/2017, Chính phủ Brazil đã đấu giá thành công 6



Vị trí Lô Uirapuru, bể Santos. Nguồn: Equinor

trong tổng số 8 lô dầu khí và thu về gần 1,9 tỷ USD.

**Linh Chi** (theo Brazilgovnews)

Thụy Điển cấp phép cho dự án đường ống dẫn khí Nord Stream 2 AG



Bản đồ tuyến đường ống Nord Stream 2. Nguồn: OGI

**D**ự án đường ống dẫn khí Nord Stream 2 AG vừa được cấp phép xây dựng và vận hành tại vùng đặc quyền kinh tế Thụy Điển (EEZ). Hệ thống đường ống dài 1.230km sẽ vận chuyển khí tự nhiên từ Liên bang Nga đến châu Âu. Trong đó, khoảng 510km đường ống được chính phủ cấp phép hoạt động tại vùng đặc quyền kinh tế Thụy Điển.

Đoạn đường ống dài khoảng 510km tại vùng đặc quyền kinh tế Thụy Điển dự kiến sẽ được triển khai vào cuối năm nay.

Dự án đường ống dẫn khí Nord Stream 2 đã được cấp phép tại Đức và Phần Lan. Quá trình xin cấp phép vẫn đang được thực hiện tại Liên bang Nga và Đan Mạch.

**Chi Linh** (theo Nord Stream 2)

EXXONMOBIL XÂY DỰNG ĐƯỜNG ỐNG VẬN CHUYỂN DẦU THÔ VÀ CONDENSATE ĐẾN BỜ VỊNH TEXAS



Đường ống dẫn dầu thô và condensate. Nguồn: The Business Journals

ExxonMobil và Plains All American Pipeline (PAA) đã ký thỏa thuận thành lập một liên doanh để xây dựng đường ống vận chuyển dầu thô và condensate khai thác từ bể Permian đến bờ vịnh Texas.

Dự án này được thiết kế để vận chuyển hơn 1 triệu thùng dầu thô và condensate mỗi ngày, đảm bảo an toàn, hiệu quả và tiết kiệm chi phí; vận chuyển sản phẩm của ExxonMobil và bên thứ ba khác đến thị trường tại Texas.

PAA có trụ sở chính tại Houston, Texas, đang sở hữu mạng lưới rộng lớn đường ống vận chuyển, kho chứa, tàng trữ và thu gom dầu thô và sản xuất NGL cung cấp cho các thị trường chính ở Mỹ và Canada. Trung bình, PAA xử lý hơn 5 triệu thùng dầu thô/ngày và NGL trong phân khúc vận tải.

**Tạ Anh** (theo PAAP)



## Rosneft sử dụng vật liệu composite để sản xuất đường ống

**R**osneft và Nhà máy thử nghiệm công nghệ composite Moscow (MMEZ-KT) đã ký Thỏa thuận hợp tác triển khai và sử dụng vật liệu composite. Việc sử dụng vật liệu composite để sản xuất đường ống vận chuyển dầu khí, ống (tubing) và ống cuộn (coiled tubing) sẽ cải thiện đáng kể chất lượng công việc, cũng như giảm chi phí sản xuất.

Cũng tại Diễn đàn Kinh tế Quốc tế XXII tại Saint Petersburg, Rosneft đã ký 17 thỏa thuận hợp tác khác như: Thỏa thuận khung với Fleet Energy S.A. về việc thành lập một liên doanh phát triển chuỗi cung ứng



Rosneft tập trung phát triển công nghệ để giảm chi phí sản xuất. Nguồn: Rosneft

khí đốt cho Ai Cập; Hợp đồng khung với GNPC về cung cấp 1,7 triệu tấn LNG/năm cho Ghana; Thỏa thuận với Bashneftegeofizika về hợp tác phát

triển công nghệ và thiết bị LWD cho khoan giếng khoan ngang, cũng như thiết bị kiểm tra giếng khoan...

**Linh Chi** (theo Rosneft)

## Nga và Pakistan hoàn tất thỏa thuận đường ống dẫn khí Bắc - Nam 2 tỷ USD



Lễ ký thỏa thuận giữa Nga và Pakistan. Nguồn: Dawn

**P**akistan và Nga vừa ký thỏa thuận xây dựng đường ống trị giá 2 tỷ USD vận chuyển khí đốt từ thành phố Karachi phía Nam Pakistan đến thành phố Lahore phía Bắc Pakistan nhằm giảm tình trạng thiếu hụt năng lượng ở khu vực này.

Hai bên cũng đang nghiên cứu các cơ hội thu hút nhiều vốn đầu tư hơn từ Nga vào lĩnh vực dầu khí của Pakistan. Với lượng LNG nhập khẩu từ Qatar, đường ống dẫn khí Bắc - Nam sẽ tăng công suất vận chuyển LNG đạt 12,4 tỷ m<sup>3</sup> mỗi năm kết nối

terminal LNG ở Karachi với các nhà máy ở Lahore, để đáp ứng tình trạng thiếu hụt năng lượng tại phía Bắc. Đường ống dài 1.100km dự kiến hoàn thành vào năm 2018.

Hiện tại, RT-Global Resources đang tiến hành khảo sát và thực hiện các công tác kỹ thuật dọc tuyến đường ống dẫn. Tổng giám đốc RT-Global Resources, Andrei Korobov cho biết việc triển khai dự án sẽ thu hút tối đa sự tham gia của các nhà sản xuất và nhà thầu Nga.

**Trần Linh** (theo PABA)

## ODFJELL DRILLING KÝ HỢP ĐỒNG KHOAN VỚI EQUINOR



Giàn khoan của ODL. Nguồn: Oil and Gas People

Odfjell Drilling (ODL) vừa ký hợp đồng khoan 6 giếng với Equinor (trước đây là Statoil) tại khu vực nước sâu Đại Tây Dương. Thời gian thực hiện dự kiến trong 18 tháng, bắt đầu từ đầu Quý I/2019. Hợp đồng có giá trị hơn 160 triệu USD (bao gồm một số dịch vụ được cung cấp từ bên thứ ba như Odfjell Well Services).

Equinor ước tính trữ lượng thu hồi của giếng 16/1-29S "Lille Prinsen" đạt 15 - 35 triệu thùng dầu từ tầng sản phẩm chính. Giếng này được khoan theo chiều thẳng đứng qua tầng đá móng bằng giàn khoan bán chìm Bergen của Odfjell Drilling với tổng chiều sâu mét khoan đạt 1.987m.

**Linh Chi** (theo ODL)





## THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

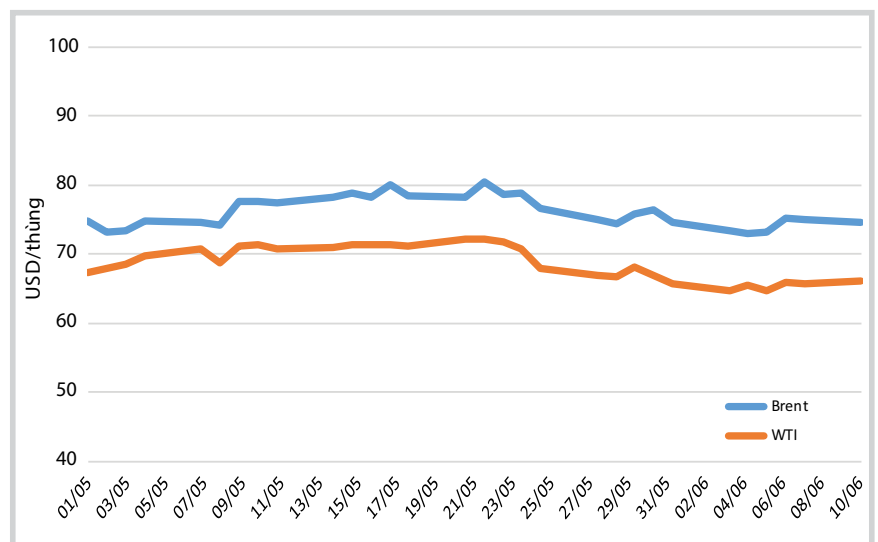
### Diễn biến giá dầu thô

Ngay khi cuộc họp của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đang diễn ra tại Vienna (Áo), giá dầu vẫn duy trì khá ổn định quanh mốc 65 USD/thùng (WTI) và 73 USD/thùng (Brent) mặc dù các nguồn tin cho thấy các nước khai thác dầu khí lớn sẽ đạt được thỏa thuận tăng sản lượng thêm tối thiểu 1 triệu thùng/ngày nhằm bù đắp nguồn cung đang thiếu hụt và ổn định giá.

Tại thời điểm chốt phiên ngày 20/6/2018, giá dầu thô Brent trên sàn ICE kỳ hạn giao tháng 8/2018 giảm còn 74,7 USD/thùng; dầu WTI trên sàn NYMEX kỳ hạn giao tháng 7/2018 giảm còn 65,7 USD/thùng. Dầu Dated Brent theo định giá của Platts giảm còn 73,6 USD/thùng.

Trong chính sách kiểm soát giá dầu của Mỹ và các nước phương Tây, giá dầu sẽ được giữ ở mức đủ cao để các công ty dầu khí thu được lợi nhuận và vừa đủ thấp để phục hồi và phát triển nền kinh tế nội địa cũng như không tạo ra lợi thế cho các nước thành viên OPEC và Liên bang Nga trong việc phục hồi sức mạnh kinh tế - quân sự.

OPEC và các nước sản xuất dầu mỏ chủ chốt, dẫn đầu là Liên bang Nga đã cùng tham gia thỏa thuận cắt giảm sản lượng 1,8 triệu thùng/ngày kể từ tháng 1/2017 và có hiệu lực tới cuối năm 2018.



Hình 1. Diễn biến giá dầu WTI và Brent trong tháng 5 - 6/2018. Nguồn: EIA

Trong bối cảnh giá dầu thế giới gần đây đã chạm ngưỡng 80 USD/thùng, mức cao nhất kể từ năm 2014, một số nước sản xuất dầu mỏ chủ chốt đang thảo luận về khả năng nới lỏng thỏa thuận trên.

Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak ngày 16/6/2018 cho biết Nga và Saudi Arabia sẽ đề nghị OPEC tăng sản lượng thêm 1,5 triệu thùng/ngày trong Quý III/2018. Ông Alexander Novak cho biết thêm: "Vào tháng 9/2018, chúng tôi sẽ đánh giá lại tình hình thị trường và đưa ra quyết định cho giai đoạn tiếp theo".

Việc Liên bang Nga và Saudi Arabia thảo luận về vấn đề tăng sản lượng khai thác giúp "hạ nhiệt" giá vàng đen đang cao hiện nay, tránh

xây ra cú sốc dầu mỏ như dự báo của nhiều chuyên gia do ảnh hưởng của tình hình chính trị tại một số nước xuất khẩu dầu như Iran, Venezuela.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cũng cảnh báo thị trường dầu mỏ có nguy cơ bị gián đoạn vào năm 2019 ngay cả khi giải quyết được vấn đề nguồn cung có thể thiếu hụt, do việc Mỹ tái áp đặt các biện pháp trừng phạt nhằm vào Iran cũng như tình hình bất ổn tại Venezuela gây ra.

Theo nguồn tin từ OPEC, ít nhất 3 nhà sản xuất trong khối này không đồng tình với Saudi Arabia và Liên bang Nga về đề xuất tăng sản lượng khai thác. Một nguồn tin từ OPEC nhận định: "Việc thay đổi quyết định là rất phức tạp. Iran, Iraq, Venezuela và một số nhà sản xuất khác sẽ kêu gọi

Bảng 1. Dự báo cung cầu dầu thô

Đơn vị tính: Triệu thùng/ngày

Khu vực	Năm 2017					Năm 2018				
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm
<b>Tổng cầu</b>	<b>96,2</b>	<b>97,9</b>	<b>98,3</b>	<b>98,5</b>	<b>97,7</b>	<b>98,1</b>	<b>99,1</b>	<b>99,3</b>	<b>100,2</b>	<b>99,2</b>
Bắc Mỹ	24,5	25,0	25,0	25,1	24,9	24,9	25,0	25,1	25,2	25,1
Châu Âu	13,9	14,3	14,7	14,4	14,3	14,1	14,4	14,8	14,5	14,4
Châu Á - Thái Bình Dương	8,6	7,8	7,9	8,4	8,2	8,6	7,8	7,8	8,3	8,1
<b>Cầu OECD</b>	<b>46,9</b>	<b>47,0</b>	<b>47,6</b>	<b>48,0</b>	<b>47,4</b>	<b>47,6</b>	<b>47,2</b>	<b>47,7</b>	<b>48,1</b>	<b>47,6</b>
Liên Xô cũ	4,5	4,7	5,0	4,8	4,7	4,6	4,7	5,0	4,9	4,8
Châu Âu	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Trung Quốc	12,2	12,6	12,2	12,6	12,4	12,7	12,9	12,6	13,1	12,8
Các nước châu Á khác	13,1	13,5	13,3	13,5	13,3	13,6	13,9	13,5	14,0	13,8
Mỹ Latinh	6,4	6,6	6,7	6,6	6,6	6,5	6,6	6,7	6,6	6,6
Trung Đông	7,9	8,5	8,6	8,0	8,3	7,9	8,6	8,8	8,2	8,4
Châu Phi	4,4	4,3	4,2	4,3	4,3	4,5	4,4	4,3	4,4	4,4
<b>Cầu ngoài OECD</b>	<b>49,3</b>	<b>50,9</b>	<b>50,7</b>	<b>50,5</b>	<b>50,4</b>	<b>50,5</b>	<b>51,9</b>	<b>51,6</b>	<b>52,1</b>	<b>51,5</b>
<b>Tổng cung</b>	<b>96,6</b>	<b>96,9</b>	<b>97,9</b>	<b>98,1</b>	<b>97,4</b>	<b>98,1</b>				
Bắc Mỹ	19,9	19,8	20,2	21,2	20,3	21,6	21,7	22,2	22,7	22,0
Châu Âu	3,7	3,5	3,4	3,4	3,5	3,5	3,4	3,3	3,5	3,4
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Cung OECD</b>	<b>24,0</b>	<b>23,7</b>	<b>24,0</b>	<b>25,0</b>	<b>24,2</b>	<b>25,5</b>	<b>25,4</b>	<b>25,9</b>	<b>26,6</b>	<b>25,9</b>
Liên Xô cũ	14,4	14,3	14,3	14,4	14,4	14,5	14,5	14,3	14,4	14,4
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	3,9	3,9	3,8	3,8	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7	3,8
Các nước châu Á khác	3,5	3,4	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4	3,4	3,3	3,4
Mỹ Latinh	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,6
Trung Đông	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Châu Phi	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8
<b>Cung ngoài OECD</b>	<b>29,5</b>	<b>29,3</b>	<b>29,2</b>	<b>29,3</b>	<b>29,3</b>	<b>29,3</b>	<b>29,4</b>	<b>29,3</b>	<b>29,4</b>	<b>29,3</b>
Gia tăng từ lọc dầu	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Nhiên liệu sinh học	1,9	2,4	2,8	2,4	2,4	2,1	2,5	2,8	2,6	2,5
<b>Cung ngoài OPEC</b>	<b>57,7</b>	<b>57,7</b>	<b>58,3</b>	<b>59,0</b>	<b>58,2</b>	<b>59,2</b>	<b>59,7</b>	<b>60,3</b>	<b>60,9</b>	<b>60,0</b>
Dầu thô	32,1	32,3	32,7	32,3	32,3	32,0				
NGLs	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0
<b>OPEC</b>	<b>38,9</b>	<b>39,2</b>	<b>39,6</b>	<b>39,2</b>	<b>39,2</b>	<b>38,9</b>				

Nguồn: Báo cáo thị trường dầu khí tháng 5 của IEA

giữ nguyên mức trần sản lượng hiện nay của OPEC cho tới cuối năm 2018”.

Do đó, các công ty dầu khí thượng nguồn cần thận trọng trong việc xác định chiến lược đầu tư và kế hoạch sản xuất dài hạn nên vẫn giữ giá dầu cơ sở ở mức 50 USD/thùng để thiết lập chương trình hành động mặc dù phần lớn dự báo cho rằng giá dầu trong cuối năm nay có thể ở mức 85 USD/thùng hoặc cao hơn.

### Dự báo cung - cầu dầu thô

Trong Báo cáo thị trường dầu khí

tháng 5 của IEA, nhu cầu dầu toàn cầu năm 2018 dự báo đạt 99,2 triệu thùng/ngày. Theo đó, tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu năm 2018 đã được điều chỉnh giảm từ 1,5 triệu thùng/ngày xuống 1,4 triệu thùng/ngày do tăng trưởng chậm lại trong Quý II/2018. Trong nửa đầu năm 2018, nhu cầu dầu tăng do nhu cầu sưởi ấm ở châu Âu và Mỹ cũng như tổng công suất hóa dầu ở Mỹ; trong khi đó nhu cầu dầu của các nước Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) và ngoài OECD giảm so với dự báo trước đó.

Sự suy giảm sản lượng của Venezuela đã thắt chặt nguồn cung dầu mỏ toàn cầu nhanh hơn so với dự báo. Sản lượng dầu thô của Venezuela đã giảm xuống mức 1,42 triệu thùng/ngày, mức thấp nhất kể từ đầu những năm 1950 và có thể tiếp tục sụt giảm vài trăm nghìn thùng/ngày vào cuối năm nay - giống như khi thị trường chịu tác động của lệnh cấm vận đối với Iran. Thậm chí tăng trưởng nguồn cung từ các nước trong khối OPEC và ngoài OPEC cũng không bù đắp được sự sụt giảm này, đặc biệt nếu

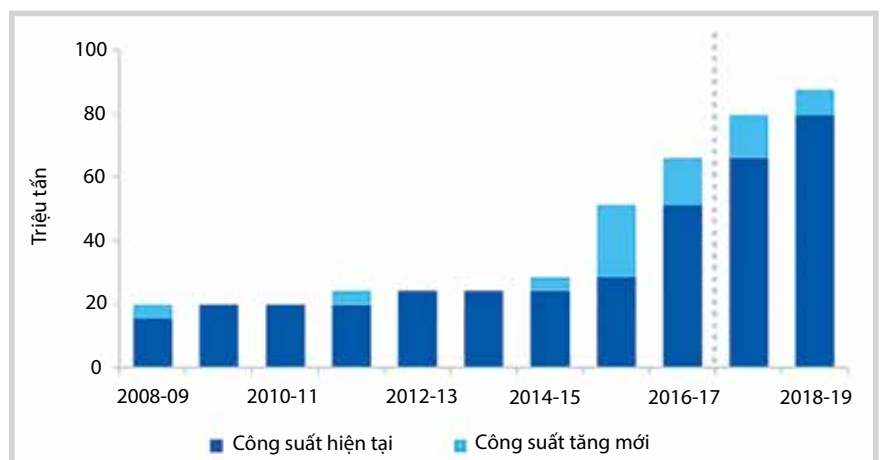


Mỹ rút khỏi thỏa thuận hạt nhân với Iran.

Hiện nay, Iran đang sản xuất 3,72 triệu thùng dầu thô/ngày và vận chuyển (theo đường thủy) 2,4 triệu thùng dầu thô/ngày sang thị trường thế giới. Nếu tính cả condensates và NGLs, sản lượng của Iran đạt gần 4,8 triệu thùng/ngày, tương đương gần 5% nguồn cung dầu toàn cầu.

Saudi Arabia cho biết nếu có bất kỳ sự thiếu hụt năng lượng nào xảy ra sau khi Mỹ rút khỏi thỏa thuận hạt nhân với Iran thì quốc gia này sẽ hợp tác với các nước OPEC và ngoài OPEC để bù đắp sản lượng bị thiếu hụt.

Nếu cam kết cắt giảm sản lượng của OPEC bị phá vỡ thì chỉ có Saudi



Hình 2. Công suất xuất khẩu LNG của Australia. Nguồn: Bộ Công nghiệp, Sáng kiến và Khoa học (2017)

Arabia, UAE, Kuwait và Liên bang Nga có khả năng tăng sản lượng nhanh chóng với khối lượng đáng kể (1,3 triệu thùng/ngày).

Trong tuần đầu tiên của tháng

6/2018, sản lượng dầu của Liên bang Nga đã tăng lên mức 11,1 triệu thùng/ngày, vượt xa trần sản lượng theo thỏa thuận cắt giảm sản lượng toàn cầu sau khi giữ mức ổn định





Kho tàng trữ khí ngầm Kaliningradskoye ở Liên bang Nga. Ảnh: Gazprom

10,97 triệu thùng/ngày trong 3 tháng liên tiếp từ tháng 3 đến tháng 5.

Sản lượng khai thác của Mỹ có mức tăng trưởng đạt mức kỷ lục 1,76 triệu thùng/ngày vào tháng 4/2018. Ở các nước ngoài OPEC, tăng trưởng từ Brazil và Kazakhstan bù đắp cho sản lượng thấp hơn từ Mexico, Trung Quốc và các nhà sản xuất châu Á khác. Các nhà sản xuất độc lập đang tập trung vào lợi nhuận của cổ đông hơn là tăng các giếng khoan dù giá dầu cao hơn. Do đó, tổng nguồn cung của các nước ngoài OPEC năm 2018 dự kiến tăng thêm 1,87 triệu thùng/ngày.

### Thị trường LNG

Khả năng xuất khẩu LNG bằng

đường biển của các nước châu Á - Thái Bình Dương và châu Đại Dương tăng mạnh. Australia dự kiến sản lượng LNG xuất khẩu sẽ tăng lên đạt 76,5 triệu tấn tính đến cuối tháng 6/2019. Sản lượng xuất khẩu tăng cao do sản lượng của 3 nhà máy khí hóa lỏng đã đạt công suất tối đa, gồm Nhà máy Gorgon của Chevron trên đảo Barrow ngoài khơi Western Australia và 2 nhà máy ở Queensland mới xây dựng. Việc hoàn thành 3 dự án LNG, gồm Wheatstone - Chevron, Ichthys LNG - Inpex và Prelude FLNG - Shell sẽ bổ sung khoảng 21 triệu tấn vào công suất xuất khẩu LNG của Australia, nâng tổng công suất xuất khẩu LNG lên khoảng 88 triệu tấn.

Cụ thể, dây chuyền sản xuất thứ

2 của Nhà máy LNG Wheatstone do Chevron điều hành bắt đầu đi vào hoạt động vào cuối Quý II/2018 với công suất được nâng lên 8,9 triệu tấn/năm. Dự án Ichthys, công suất 8,9 triệu tấn/năm do Inpex (Nhật Bản) điều hành bao gồm cả FPSO xử lý khí nổi ngoài khơi và một đường ống dài 889km, đường kính 42inches đưa khí đốt khai thác từ bể Browse, Tây Australia đến Nhà máy khí hóa lỏng tại Darwin. Dự án FLNG nổi Prelude của Royal Dutch Shell, một công trình khí hóa lỏng nổi lớn nhất thế giới, với vốn đầu tư nằm trong khoảng 10,6 tỷ đến gần 12,6 tỷ USD, có khả năng xử lý 3,6 triệu tấn/năm LNG song song với condensate và LPG, sẽ đi vào hoạt động cuối năm 2018.

EnergyQuest hy vọng sẽ xuất khẩu khoảng 70 triệu tấn LNG trong năm 2018, tăng 20% so với năm 2017. Chính phủ Australia quyết định sẽ chuyển một phần sản lượng ở Queensland sang thị trường Đông Australia để khắc phục tình trạng khan hiếm năng lượng ở đây. Tuy nhiên, do không có các đề án phát triển mỏ mới nên sản lượng của các mỏ của Shell ở Đông Bắc Australia sẽ suy giảm vào năm 2020 dẫn tới việc tìm nguồn cung khí nguyên liệu cho các nhà máy hóa lỏng khí nói trên cho dài hạn là một thách thức đáng kể của các nhà đầu tư vào lĩnh vực LNG xuất khẩu ở Australia.

Nhà máy Gladstone LNG (GLNG) do Santos điều hành đã nâng lượng hàng xuất khẩu lên gấp đôi, đạt 5 triệu tấn trong lúc Nhà máy Australia Pacific LNG (APLNG) do Origin Energy và Conoco-Phillips điều hành cũng đưa gần 7 triệu tấn sản phẩm ra thị trường. Cả 2 nhà máy này sau tháng 5/2018 còn đưa sản lượng lên cao hơn sau những hợp đồng cung cấp được ký trong Quý I năm nay. Lợi

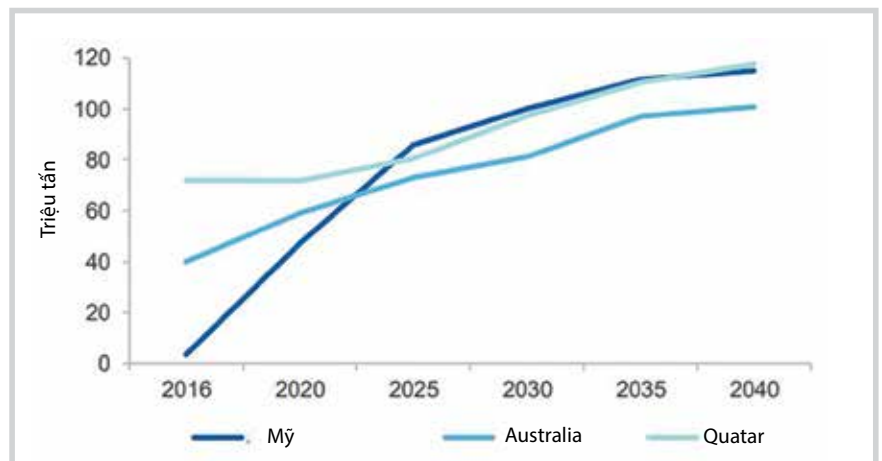


nhuận của các nhà máy LNG tăng do giá khí nguyên liệu giảm từ 7,9USD/triệu Btu xuống còn 6,66USD/triệu Btu trong giai đoạn giá dầu thấp dưới 50USD/thùng.

Giá trị xuất khẩu LNG của Australia tăng 41% so với cùng kỳ năm ngoái, với giá và khối lượng xuất khẩu LNG cao hơn. Thu nhập từ xuất khẩu LNG của Australia dự báo sẽ tăng từ 22 tỷ USD trong năm 2016 - 2017 lên 36 tỷ USD trong năm 2018 - 2019.

### Hoạt động dầu khí

Formosa Petrochemical Corp., một thành viên của Formosa Plastics Group, triển khai kế hoạch xây dựng Dự án cracking ethane và liên hợp hóa dầu với chi phí đầu tư 9,4 tỷ USD dọc theo bờ Tây sông Mississippi (Mỹ).



**Hình 3.** Công suất xuất khẩu LNG của một số quốc gia trong kịch bản chính sách mới của IEA.  
 Nguồn: Báo cáo năng lượng toàn cầu IEA (2017)

Dự kiến dự án sẽ được tiến hành trong 10 năm, chia làm 2 giai đoạn và sẽ sản xuất ethylene, propylene, ethylene glycol và các loại polymer. Khi địa điểm xây dựng được quyết

định thì công trình có thể khởi công trong năm 2019.

Marathon Petroleum Corp. ký hợp đồng cung cấp thiết bị cần thiết với Fluor Corp. cho chương





Nhà máy lọc dầu Kuwait. Nguồn: Arabian Business

trình kết nối nhà máy lọc dầu cũ ở Texas City với nhà máy lọc dầu Galveston Bay thành nhà máy lọc dầu lớn thứ hai ở Mỹ, nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động chuyển hóa dầu cận thành các sản phẩm nhẹ, tăng sản lượng xăng thêm 20% và tích hợp các công trình hậu cần để hạ giá thành sản phẩm cũng như hạ hàm lượng lưu huỳnh trong xăng, đáp ứng các yêu cầu của luật môi trường hiện đại thông qua sử dụng công nghệ cao. Sau khi hoàn thành, nhà máy mới sẽ có công suất lọc 585.000 thùng dầu thô/ngày, xử lý 142.100 thùng dầu cận/ngày, lọc theo công nghệ catalytic cracking: hydrocracking 258.400 thùng/ngày, alkyaction 52.800 thùng/ngày, aromatics 33.800 thùng/ngày. Dự

kiến để án sẽ được đưa vào hoạt động trong năm 2022.

SEA Hibiscus Sdn. Bhd., một chi nhánh của Hibiscus Petroleum Bhd., đã hoàn thành việc mua 50% quyền lợi tham gia trong hợp đồng phân chia sản phẩm nặng cao thu hồi dầu năm 2011 North Sabah. Hợp đồng North Sabah bao gồm 20 giàn khoan trên 4 mỏ khai thác ở Biển Đông, đối diện với bờ Tây Sabah cùng công trình terminal dầu thô Labuan trên lãnh thổ liên bang Labuan của Malaysia. Các mỏ này đã được khai thác từ năm 1979 và hợp đồng PSC cung cấp quyền điều hành và quyền khai thác đến năm 2040. Nhiệm vụ của PSC hiện nay là gia tăng trữ lượng và sản lượng của cả cụm mỏ và SEA

Hibiscus giữ vai trò điều hành PSC từ ngày 1/3/2018. Tổng sản lượng trung bình của hợp đồng này năm 2017 đạt 14.600 thùng/ngày. Tính đến đầu năm 2018, tổng trữ lượng ở cấp 2P được xác định đạt 40,9 triệu thùng và tổng tài nguyên khả dĩ (probable) khoảng 79 triệu thùng.

Saudi Arabian Basic Industries Corp. (SABIC) và ExxonMobil Chemical Co. thành lập liên doanh nhằm đẩy mạnh phát triển để án "Tổ hợp liên doanh phát triển vùng duyên hải vịnh Mexico" (Gulf Coast Growth Ventures - GCGV) dự kiến đi vào hoạt động năm 2021 - 2022. Đề án này sẽ xây dựng một nhà máy ethane cracker với công suất 1,8 triệu tấn/năm tại Texas, một xưởng sản xuất monoethylene glycol và 2 xưởng polyethylene. GCGV sẽ sử dụng nhiều giải pháp để giảm thiểu và kiểm soát phát thải NOx, bao gồm các lò đốt NOx hàm lượng thấp; công nghệ khử xúc tác chọn lọc và oxidizers trong quá trình đốt cũng như sử dụng các bộ lọc (filters) để giảm phát thải các hợp chất hữu cơ dưới dạng hơi cùng hạt bụi vật liệu rắn. Các giải pháp bảo vệ môi trường, giảm thiểu rủi ro trong nhà máy và khu vực ngoài nhà máy... gồm:

- Dùng kỹ thuật tẩy (lau chùi) trong các tháp làm lạnh thay cho chlorine để giữ chất lượng nước trong các hoạt động xử lý.

- Không tàng trữ tại chỗ ethylene oxide, một hóa chất tái kích hoạt (reactive) trong quá trình sản xuất ethylene glycol. Ethylene oxide chuyển hóa trực tiếp thành ethylene glycol không phải tàng trữ trung gian.

- Quay vòng (recycling) cặn hydrocarbon cuối cùng thành nhiên liệu cho các nồi hơi để giảm lượng khí đốt dùng đốt lò và giảm phát thải.

**PGS.TS. Trần Ngọc Toàn**  
Đại học Duy Tân Đà Nẵng



## THIẾT KẾ VÀ TỐI ƯU HÓA CHOÒNG KHOAN TRONG ĐOẠN THÂN GIẾNG 8½INCH TẠI VÙNG MỎ HẢI THẠCH

**T**rong quá trình khoan các giếng (HT-1P, HT-2P, HT-3P) tại mỏ Hải Thạch do Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Biển Đông POC) thực hiện, tốc độ khoan trung bình trong đoạn thân giếng 8½inch của các giếng khoan này chỉ đạt khoảng 4,8m/giờ (thấp hơn nhiều so với kế hoạch ban đầu). Qua phân tích các thông số khoan cho thấy tốc độ khoan trong thành hệ đá phiến sét của đoạn thân giếng 8½inch thấp là do ảnh hưởng của thành phần thạch học, tỷ trọng dung dịch khoan cao, cơ chế cắt/răng cắt của chòong khoan chưa phù hợp. Nếu tốc độ khoan này không được cải thiện cho các giếng khoan còn lại của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh thì sẽ kéo dài thời gian khoan, tăng chi phí của các giếng khoan.

Do vậy để thiết kế chòong khoan mới đáp ứng đúng yêu cầu đặt ra, tác giả Nguyễn Phạm Huy Cường (Biển Đông POC) đã đề xuất ý tưởng tiến hành thử nghiệm khả năng phá hủy đất đá của răng cắt/chòong khoan trên các mẫu lõi thu được từ giếng khoan ở khu vực mỏ Hải Thạch, giúp việc thiết kế chòong khoan đạt hiệu quả cao hơn. Mẫu lõi được lựa chọn thí nghiệm là tầng đá phiến sét phía trên tầng sản phẩm Miocene dưới - LMH30. Đây là phần mẫu lõi còn dư sau các nghiên cứu địa chất, do vậy sẽ không mất bất kỳ chi phí lấy mẫu lõi để phục vụ cho việc nghiên cứu và thiết kế chòong khoan mới này.

Việc thí nghiệm mẫu lõi với các loại răng cắt khác nhau và các bước tiếp theo của việc thiết kế 1 chòong khoan mới đã được tác giả và Công ty Smith Bits lên kế hoạch chi tiết, cụ thể cho từng công đoạn, cách thức và thời gian trước khi thực hiện. Các



Răng cắt được cài tiến trên mẫu lõi thu được từ giếng khoan ở khu vực mỏ Hải Thạch

thông số từ thí nghiệm thực tế sẽ được nhập vào phần mềm thiết kế chòong khoan IDEAS (của Smith Bits) với mô hình chòong khoan 4 cánh cắt đã được tác giả đề xuất trước đó để thực hiện việc minh giải, tính toán, mô phỏng và sẽ cung cấp một mô hình động lực học cho chòong khoan mới. Một loạt các thiết kế chòong khoan mới (thay đổi vị trí, kích thước cũng như góc nghiêng của răng cắt) sẽ được mô phỏng với các bộ khoan cụ, quỹ đạo giếng khoan và các thông số khoan mà Biển Đông POC dự định sẽ khoan và áp dụng với chòong khoan mới nhằm lựa chọn một chòong khoan có khả năng đạt được tốc độ khoan tốt nhất. Chòong khoan mới đã được sử dụng trong đoạn thân giếng 8½inch của các giếng khoan HT-6P, HT-7P, HT-8P,

HT-4P, HT-9P, HT-9PST của dự án Biển Đông - 1 và đạt một số kỷ lục sau:

- Khoảng cách khoan tích lũy dài nhất với cùng một chòong khoan: 1.431m khoan (giếng HT-6P, HT-7P, HT-8P);
- Khoảng cách khoan dài nhất cho 1 lần khoan: 1.010m (giếng HT-9P).

So với các chòong khoan đã sử dụng trước đó, chòong khoan thiết kế mới có ưu điểm như: bộ khoan cụ đáy giếng ổn định hơn, giếng được bơm rửa tốt hơn do tối ưu hóa trong thiết kế vòi phun thủy lực; thành giếng khoan ổn định hơn thông qua việc giảm thời gian back-reaming; thời gian kéo thả và tốc độ khoan trung bình được cải thiện đáng kể (tăng từ 4,8m/giờ lên 8,38m/giờ). Việc nâng cao tốc độ khoan trung bình giúp tiết kiệm chi phí do giảm thời gian thi công khoan. Lợi ích kinh tế đến cuối tháng 4/2016 (từ thời điểm áp dụng lần đầu tháng 3/2015) khi áp dụng giải pháp này cho 6 giếng tại mỏ Hải Thạch ước đạt 6 triệu USD. Dòng sản phẩm mới này được đề xuất dùng để khoan trong các giếng khoan có thành hệ đá phiến sét có tính dẻo, nhiệt độ - áp suất cao, lưu lượng bơm thấp và tỷ trọng dung dịch cao.

Giải pháp "Thiết kế và tối ưu hóa chòong khoan trong đoạn thân giếng 8½inch tại vùng mỏ Hải Thạch" được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đã được nhà thầu Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" lựa chọn để sử dụng cho các giếng có tốc độ khoan rất chậm khi khoan qua các tầng đá sét dẻo, thành hệ mềm, tỷ trọng dung dịch cao, chòong khoan trong điều kiện tốt khi kéo lên.

**Nguyễn Cường** (giới thiệu)