

Dầu Khí



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

■ SỐ 2 - 2022

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 2 - 2022





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

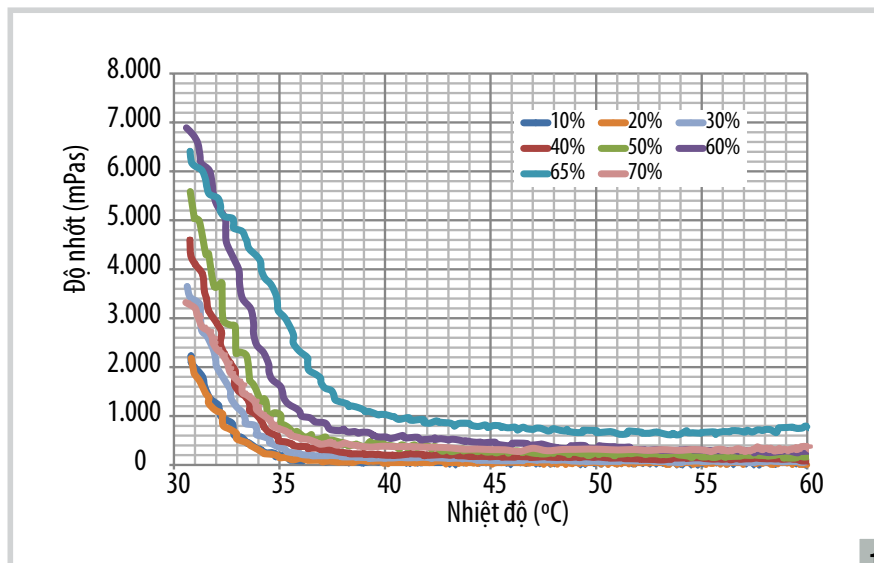
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Kho xăng dầu PVOIL Đình Vũ. Ảnh: Hiền Anh



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

12. Tối ưu vận hành đường ống vận chuyển dầu nhiều paraffin trang bị hệ thống phóng thoi tại mỏ Cá Tầm, bể Cửu Long



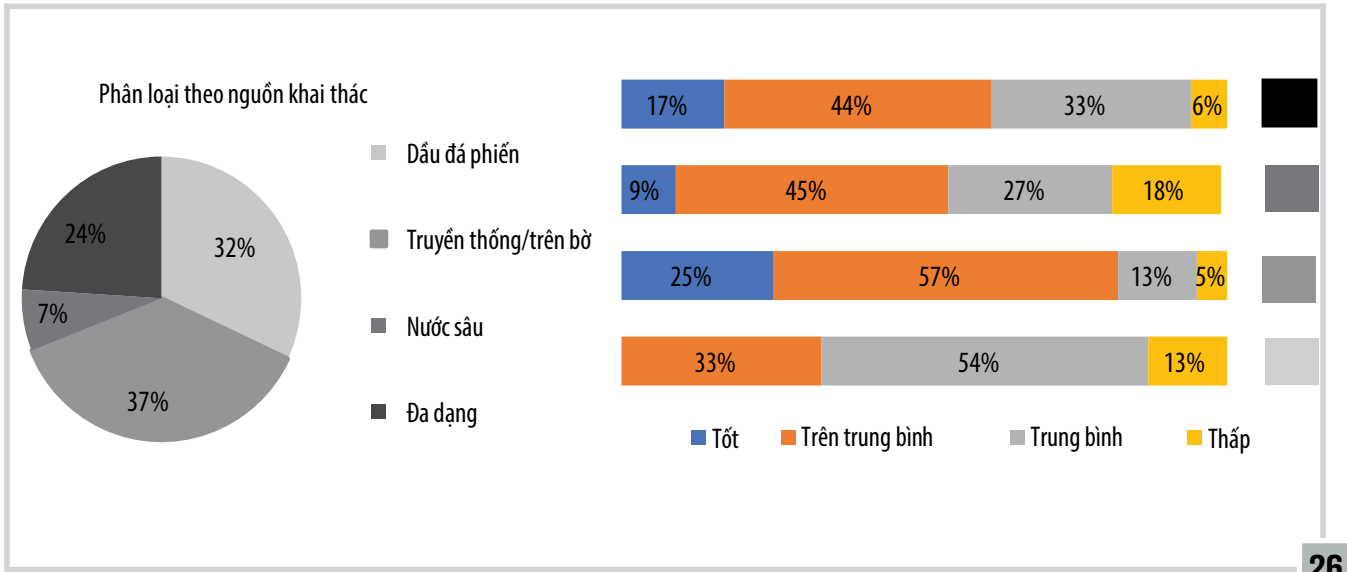
CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

19. Tự động phát hiện ăn mòn trên bề mặt đường ống dẫn khí sử dụng trí tuệ nhân tạo



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

26. Chiến lược quản lý danh mục đầu tư của các công ty dầu trong xu hướng chuyển dịch năng lượng



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

32. Nghiên cứu ứng dụng dữ liệu ảnh vệ tinh Sentinel 1 trong phát hiện và phân loại vết dầu tràn trên biển

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Study on application of chemicals for near-wellbore treatment to reduce watercut in produced fluid **4**

Optimising the operation of pipelines equipped with pigging system for transporting crude oil with high paraffin content **12**

Automated gas pipeline corrosion detection with artificial intelligence **19**

Portfolio management strategies of oil companies In the energy transition trend **26**

Application of Sentinel 1 imagery data to detect and classify oil spills on the ocean **32**

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG HỆ HÓA PHẨM XỬ LÝ VĨA SÂU NHẪM GIẢM HÀM LƯỢNG NƯỚC TRONG DÒNG DẦU KHAI THÁC

Đỗ Thành Trung¹, Nguyễn Văn Ngo¹, Lê Văn Công¹, Vũ Hoàng Duy¹, Nguyễn Quốc Dũng²

¹Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem)

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: trungdt@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-01>

Tóm tắt

Giếng khai thác bị ngập nước sẽ làm tăng hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác dẫn đến giảm năng suất khai thác dầu của giếng, giảm hiệu quả của các hóa phẩm xử lý và hệ thống thiết bị trên bề mặt. . . Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác.

Từ khóa: Xử lý vùng cận đáy giếng, hóa phẩm, nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

1. Giới thiệu

Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa là giải pháp hiệu quả giúp nâng cao sản lượng khai thác dầu, song có thể gây ra tình trạng ngập nước nghiêm trọng, làm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác tăng cao.

Khi độ ngập nước của dầu còn thấp, nước thường phân tán trong dầu dưới dạng nhũ tương. Khi độ ngập nước vượt quá mức (phụ thuộc vào thành phần dầu và một số yếu tố khác), nước vừa ở dưới dạng nhũ tương nước trong dầu, vừa ở dạng nước tự do chuyển động cùng dòng dầu lên bề mặt. Tình trạng ngập nước nghiêm trọng thường dẫn tới hệ lụy trong khai thác như:

- Làm giảm năng suất khai thác dầu của giếng nói chung;
- Làm giảm hiệu quả của các hóa phẩm xử lý và hệ thống thiết bị xử lý loại bỏ nước trong dầu trên bề mặt;
- Nếu bị ngập nước nghiêm trọng, giếng không còn khả năng cho dầu có ý nghĩa thương mại, phải chuyển đổi công năng hoặc hủy bỏ.

Một trong những giải pháp hữu hiệu cho việc làm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác là công nghệ tạo ra lớp màng chắn thông minh có chọn lọc tại

vùng vỉa sâu xung quanh đáy giếng (Hình 1). Đây là lớp chắn có khả năng tạo ra trở lực lớn chống lại sự chảy của nước trong khi chỉ tạo ra trở lực nhỏ với sự chảy của dầu. Đây chính là công nghệ xử lý thay đổi tính thấm pha của lớp đá vỉa theo hướng giảm tính (độ, hệ số) thấm pha của pha nước, trong khi gần như không làm giảm tính (độ, hệ số) thấm pha của pha dầu.

Vỉa sâu trong trường hợp xử lý thay đổi tính thấm pha được coi là vùng vỉa nằm cách xa tâm giếng khoảng 1,5 - 3,1 m [1]. Vùng này khác với khái niệm vùng cận đáy giếng trong xử lý acid, vốn dùng để chỉ vùng vỉa chứa nằm cách tâm giếng khoảng dưới 1 m.

Hiệu ứng làm thay đổi tính thấm pha của vùng vỉa sâu được thực hiện thông qua việc bơm vào đó hệ hóa phẩm chứa chất có khả năng thay đổi tính thấm pha của đá vỉa theo hướng giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của dầu. Chất này có nhiều loại, đặc trưng là loại polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần (hydrophobically modified hydrophilic polymer). Khi được bơm vào khoang rỗng đá vỉa, loại polymer này nhanh chóng hấp phụ lên các vị trí tích điện âm trên bề mặt các mao quản đá vỉa thông qua tương tác tĩnh điện. Các nhóm kỵ nước từ các phân tử polymer khác nhau cũng có khả năng tương tác với nhau. Cấu tạo đặc biệt và cách thức tương tác của các nhóm ưa nước, kỵ nước với đá vỉa và với nhau của polymer cho phép tạo ra màng hấp phụ đa lớp, có tính bền cao trên bề mặt mao quản đá vỉa [1 - 6]. Lớp màng hấp phụ làm

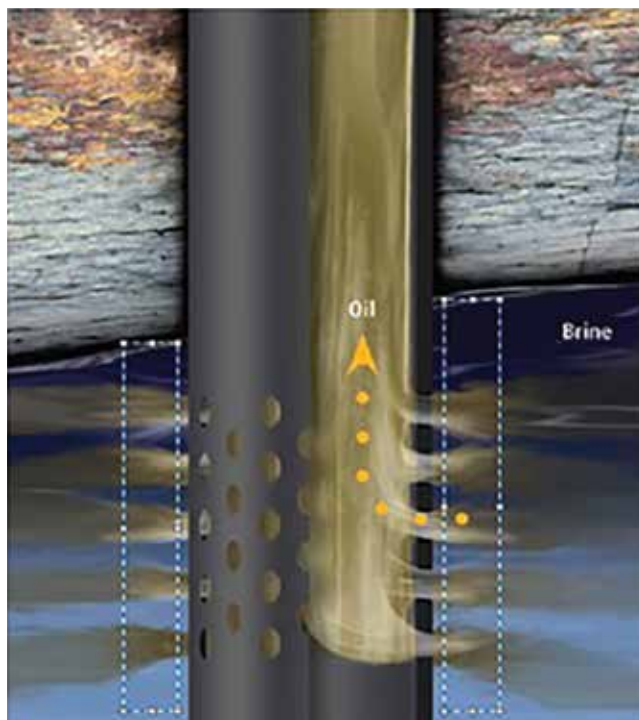


Ngày nhận bài: 6/1/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6 - 10/1/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

đá vữa trở nên kém thấm ướt nước hơn và gây hẹp đường kính mao quản. Hẹp đường kính mao quản gây trở lực lớn tới sự chảy thấm của cả dầu và nước. Tuy nhiên, tính kém thấm ướt nước hơn lại làm giảm trở lực với sự chảy thấm của dầu. Kết quả thường thấy là màng hấp phụ hoặc không ảnh hưởng, hoặc có ảnh hưởng ít tới sự chảy thấm của dầu. Trong khi đó, khi màng hấp phụ được ngâm lâu trong môi trường nước, các nhóm chức ưa nước nằm trên bề mặt làm cho polymer trương nở mạnh và tiếp tục làm giảm đường kính mao quản. Kết quả của 2 kiểu hiệu ứng làm giảm đường kính mao quản và hiệu ứng giảm tính thấm ướt nước, trong trường hợp này, gây trở lực lớn đối với pha nước và làm giảm tính thấm pha của pha nước. Với cơ chế hoạt động này, lớp màng hấp phụ từ polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần, khi tạo ra trên bề mặt mao quản đá vữa, sẽ có khả năng làm giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của pha dầu. Phân tích cụ thể về các cơ chế này được đưa trong các tài liệu [7 - 9].

Ngoài ra, cơ chế thứ hai giúp loại polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần dùng trong công nghệ xử lý vữa sâu nhằm làm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác là lớp màng chắn được tạo ra trong khoang rỗng khối đá vữa. Cụ thể là, dung dịch xử lý pha chế từ loại polymer này có độ nhớt thấp (nhỉnh hơn độ nhớt của nước). Độ nhớt thấp cùng chế độ bơm ép với áp suất thấp giúp dễ dàng xâm nhập vào vùng khe nứt/mao quản cho nước,



Hình 1. Vị trí của màn chắn xung quanh vùng vữa sát với đáy giếng.

khó xâm nhập vào vùng cho dầu, góp phần tăng hiệu quả cản trở nước chảy vào giếng.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Nghiên cứu lựa chọn thành phần hệ hóa phẩm cho xử lý vữa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

Công nghệ xử lý vữa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác bằng hệ hóa phẩm chứa polymer ưa nước được kỵ nước hóa có khả năng thay đổi hệ số thấm pha theo hướng giảm tính thấm pha của nước, trong khi gần như không làm giảm tính thấm pha của dầu, thường sử dụng 3 kiểu hệ hóa phẩm với chức năng như trong Bảng 1.

Chất chính trong hệ hóa phẩm xử lý vùng vữa sâu nhằm giảm hệ số thấm của nước để giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác là chất thay đổi hệ số thấm pha, polymer ưa nước được kỵ nước hóa. Dung dịch polymer này, khi chưa chứa chất ức chế polymer thường có độ nhớt khá cao. Ngoài chất này, trong thành phần hệ hóa phẩm còn chứa các chất ức chế giảm độ nhớt (chất kiểm soát, làm giảm độ nhớt cho hóa phẩm nói chung), chất chống trương nở sét, chất đệm kiểm soát pH và một số chất phụ gia khác.

Thành phần điển hình của hệ hóa phẩm xử lý vữa sâu nhằm thay đổi hệ số thấm pha để giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác như trong Bảng 2.

Các cấu tử hóa phẩm tham gia vào thành phần hệ dung dịch xử lý chính trong Bảng 2 có chức năng chính sau:

- Hóa phẩm chính trong hệ hóa phẩm xử lý chính là chất polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần (ký hiệu là DMC-RPM). DMC-RPM được chọn lựa từ loại polymer có chứa số lượng nhóm ưa nước đảm bảo tạo những đầu mang điện tích dương khi tan nước, đồng thời có chứa các nhóm chức kỵ nước đủ dài, với cấu trúc phức tạp. Dung dịch DMC-RPM trong nước với nồng độ thích hợp và chứa thêm chất ức chế polymer có độ nhớt thấp tạo điều kiện cho nó được bơm dễ dàng vào khoang rỗng, mao quản đá vữa. Nói chung, cấu trúc của DMC-RPM cần cho phép dung dịch hấp phụ lên các vị trí mang điện âm trên bề mặt đá vữa và tạo ra lớp màng hấp phụ đa lớp bền nhiệt. Nồng độ sử dụng của polymer ưa nước được kỵ nước hóa được kế thừa từ tài liệu [1], trong khoảng 2 - 6%.

- Đặc tính giúp hệ hóa phẩm chứa polymer ưa nước được kỵ nước hóa dễ dàng xâm nhập vào vùng đá vữa đang

Bảng 1. Các hệ hóa phẩm sử dụng trong xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

TT	Hệ dung dịch hóa phẩm	Chức năng chính
1	Hệ dung dịch đệm bơm trước	Cách ly để hệ hóa phẩm chính không bị trộn lẫn với lưu thể vỉa (dầu, nước)
2	Hệ dung dịch xử lý chính	Tạo màng hấp phụ có tính năng thay đổi hệ số thẩm pha
3	Hệ dung dịch đệm và bơm đẩy	Đẩy phía sau để đưa hệ hóa phẩm chính vào tới vị trí cần thiết trong vỉa sâu

Bảng 2. Hệ hóa phẩm xử lý chính cho tạo lớp màng chắn nhằm giới hạn dòng nước trong lưu thể khai thác

TT	Thành phần cấu tử	Nồng độ (%)	Chức năng chính
1	DMC-RPM	2 - 6	Polymer biến tính hệ số thẩm pha
2	Muối KCl	2 - 7	Kiểm soát độ nhớt và ức chế sự trương nở của khoáng sét theo cơ chế trao đổi ion
3	DMC-Buffer	1	Tạo hiệu ứng đệm, duy trì ổn định pH của hệ hóa phẩm
4	DMC- Fercontrol	1 - 1,5	Kiểm soát kết tủa hydroxide sắt
5	DMC-SurRPM	1	Chống tạo bọt, nhũ tương
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	Môi trường phân tán

Bảng 3. Thành phần hỗn hợp chính dùng trong nghiên cứu

TT	Cấu tử	Thành phần các hỗn hợp hóa phẩm
		HH-3
1	DMC-RPM	5
2	KCl	7
3	DMC-Buffer	1
4	DMC-Fercontrol	1
5	DMC-SurRPM	1
6	Nước kỹ thuật	Còn lại

cho nước chảy vào giếng, khó xâm nhập vào vùng đá vỉa đang cho dầu chảy vào giếng là có độ nhớt thấp. Để giảm độ nhớt của dung dịch trong khi giữ nguyên nồng độ chất chính, giải pháp được đưa ra là sử dụng chất ức chế polymer có khả năng làm giảm độ nhớt. Các chất này có thể là muối KCl, NaCl, các alcohol... Trong trường hợp này, muối KCl được khuyến dùng thay cho NaCl (còn alcohol thì đã có sẵn trong thành phần của DMC-RPM), vì ion K⁺ là chất có khả năng ức chế trương nở của các khoáng sét rất tốt. Sự trương nở của các khoáng sét có trong thành phần đá vỉa là nguyên nhân làm giảm mạnh tính thấm của đá vỉa. Vì vậy, khả năng ức chế sét là tiêu chí cần có đối với các dung dịch hóa phẩm được bơm vào vùng vỉa xung quanh giếng khoan. Tham khảo tài liệu [6, 10] và nghiên cứu thăm dò, nhóm tác giả chọn hàm lượng KCl trong khoảng 2 - 7%. Trong đó, KCl 2% có thể được dùng cho đá vỉa chứa ít sét, còn với đá vỉa chứa nhiều sét như cát kết ở các mỏ tại bể Cửu Long, nhóm tác giả định hướng dùng KCl hàm lượng 7%.

- Độ pH của hóa phẩm là chỉ số quan trọng kiểm soát hoạt động của polymer ưa nước được kỵ nước hóa (DMC-RPM) trong dung dịch và quá trình tạo lớp màng hấp phụ. Vì vậy, trong thành phần hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm thay đổi hệ số thẩm pha để giảm hàm lượng nước trong dầu cần có các chất tạo hiệu ứng đệm và chất điều chỉnh pH ban đầu. Hệ dung dịch đệm ở đây cần giữ cho pH của hệ hóa phẩm nằm trong khoảng 5 - 6. Hóa phẩm dung dịch đệm được đặt tên là DMC-BA (Buffer Agent).

- Cấu tử DMC-Fercontrol có vai trò trong kiểm soát sự kết tủa gel hydroxide sắt Fe(OH)₃ để phòng ngừa việc gel này bít nhét khoang rỗng làm mất tính thấm đá vỉa ở phần dung dịch xử lý chính được bơm qua và ngay cả chính vùng vỉa sâu được xử lý. Nguồn làm xuất hiện các ion sắt Fe²⁺ và Fe³⁺ có thể là từ sản phẩm ăn mòn trên cần ống bơm hoặc có sẵn trong thành phần đá vỉa. DMC-Fercontrol có tác dụng giữ các ion đó ở dạng Fe²⁺ và không chuyển về dạng Fe³⁺. DMC-Fercontrol không làm ảnh hưởng tới pH. Hàm lượng dùng của DMC-Fercontrol dao động từ 1 - 1,5%; mức cao được dùng trong trường hợp giếng có cần khai thác cũ với khả năng bị các sản phẩm ăn mòn bám nhiều trên bề mặt.

- Cấu tử DMC-SurRPM là chất hoạt động bề mặt có tác dụng chính trong chống tạo bọt khí, nhũ tương trong đá vỉa, đặc biệt là đối với khu vực có độ thấm thấp. Hàm lượng sử dụng được chọn là 1%.

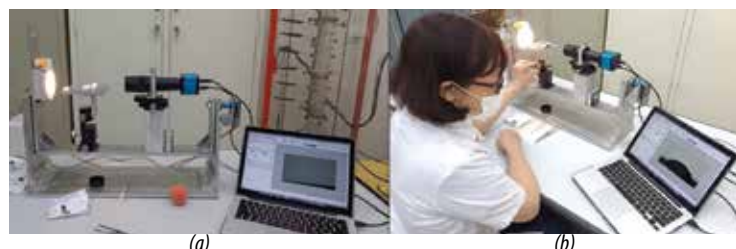
Để đánh giá, phân tích các tính chất của hệ hóa phẩm xử lý chính, thành phần hỗn hợp hóa phẩm nghiên cứu sử dụng như Bảng 3.

2.2. Kết quả nghiên cứu sự thay đổi tính thấm ướt bề mặt đá vỉa được xử lý bằng hỗn hợp hóa phẩm chứa DMC-RPM

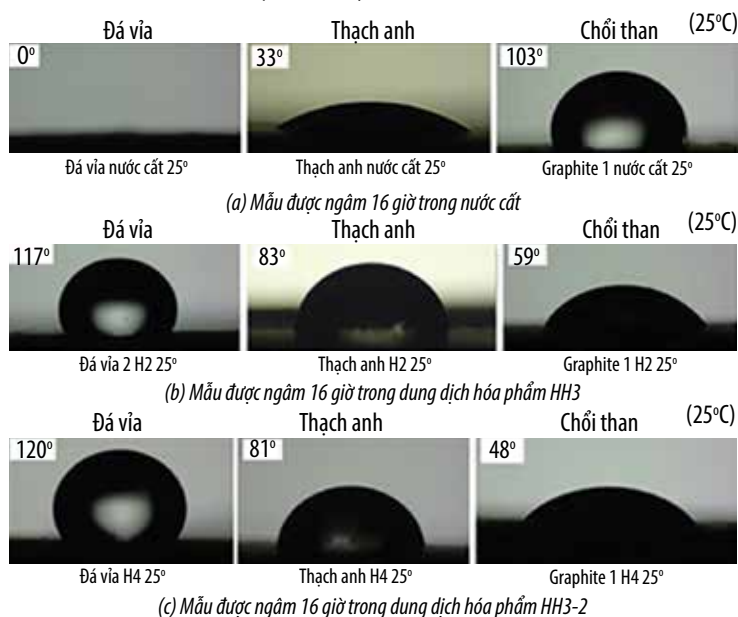
Nhóm tác giả tiến hành các thực nghiệm nhằm xác định xu hướng thay đổi tính thấm ướt, thông qua đo góc tiếp xúc của các mẫu đá vỉa khi được xử lý bằng hóa phẩm chứa DMC-RPM. Hỗn hợp hóa phẩm được sử dụng cho

Bảng 4. Thành phần các hỗn hợp được dùng trong nghiên cứu, đánh giá tính thấm ướt

TT	Cấu tử	Ký hiệu và thành phần các hỗn hợp hóa phẩm	
		HH3	HH3-2
1	DMC-RPM	5	5
2	KCl	7	2
3	DMC-Buffer	1	1
4	DMC-Fercontrol	1	1
5	DMC-SurRPM	1	1
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	Còn lại



Hình 2. Hình ảnh máy đo góc tiếp xúc và sức căng bề mặt Phoenix-Multi (a) và quá trình xác định góc tiếp xúc trên máy Phoenix-Multi (b).



Hình 3. Ảnh hưởng của việc xử lý bề mặt ở 25°C bằng các dung dịch hóa phẩm HH3, HH3-2 đến góc thấm ướt của đá vôi, thạch anh và chì than.

Bảng 5. Kết quả xác định góc tiếp xúc của nước với một số loại vật liệu được xử lý bề mặt bằng một số chất lỏng, hóa phẩm khác nhau

TT	Hóa phẩm xử lý bề mặt	Nhiệt độ (°C)	Mẫu đá	Kết quả góc tiếp xúc - Contact Angle (°)		
				Góc trái	Góc phải	Trung bình
1	HH3	25	Đá vôi	117.100	117.458	117.279
2	HH3	25	Thạch anh	82.233	82.771	82.502
3	HH3	25	Graphite	62.304	56.485	59.395
4	HH3	70	Đá vôi	127.966	127.432	127.699
5	HH3	70	Thạch anh	105.631	105.686	105.659
6	HH3	70	Graphite	50.264	50.491	50.378
7	HH3-2	25	Đá vôi	120.656	120.161	120.409
8	HH3-2	25	Thạch anh	80.718	80.938	80.828
9	HH3-2	25	Graphite	48.000	48.066	48.033
10	HH3-2	70	Đá vôi	117.348	117.278	117.313
11	HH3-2	70	Thạch anh	93.119	93.093	93.106
12	HH3-2	70	Graphite	57.000	56.915	56.958

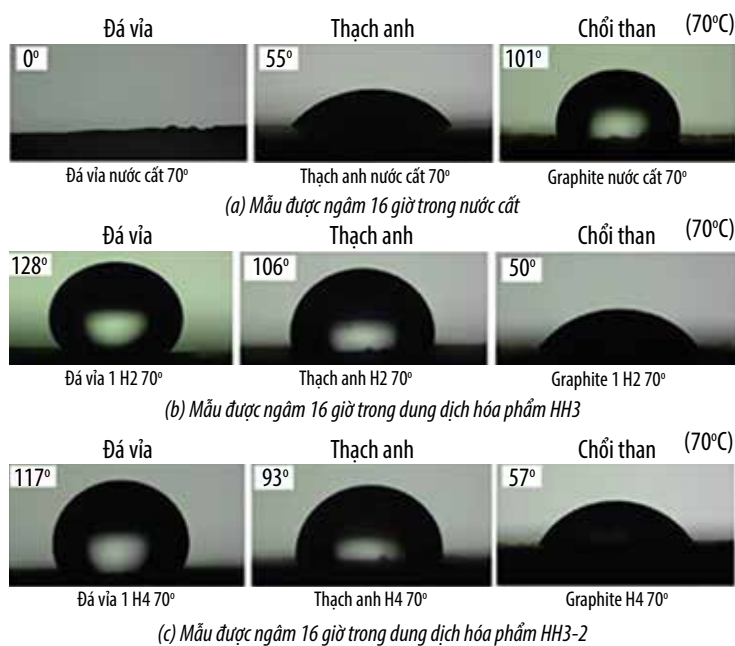
nghiên cứu là các mẫu có thành phần như trong Bảng 4.

Mẫu thí nghiệm gồm mẫu đá vôi là mẫu đá cát kết, đá thạch anh (đại diện cho dạng bề mặt ưa nước) và mẫu vật liệu chứa graphite với hàm lượng cao (đại diện cho dạng bề mặt có tính ưa dầu cao - mẫu này là mẫu chở than trong động cơ điện).

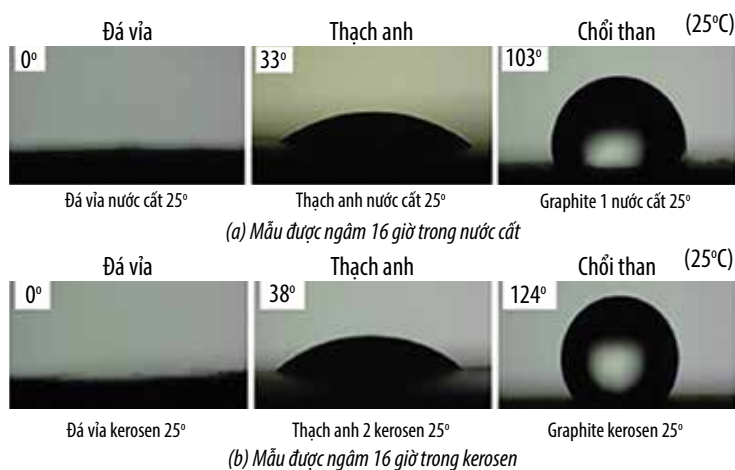
Các mẫu đá được mài nhẵn bề mặt, ngâm trong hóa phẩm cần biến tính trong thời gian 24 giờ ở nhiệt độ 65°C. Sau khi ngâm cho hấp phụ, mẫu đá được sấy khô tự nhiên ở điều kiện nhiệt độ phòng và được xác định góc tiếp xúc với nước cất hoặc dầu kerosen. Thiết bị sử dụng là máy đo góc tiếp xúc và sức căng bề mặt Phoenix-Multi được thể hiện trong Hình 2.

Kết quả xác định góc tiếp xúc dưới dạng số như trong Bảng 5. Kết quả hình ảnh kèm số được thể hiện trong Hình 3 và 4.

Khi chưa được xử lý bằng hóa phẩm (chỉ ngâm trong nước cất), đá vôi thấm ướt nước hoàn toàn; thạch anh thấm ướt nước tốt; còn chì than không thấm ướt nước mà nghiêng về thấm ướt dầu. Khi được xử lý bằng các hóa phẩm HH3, HH3-2 đá vôi từ thấm ướt nước trở nên thấm ướt dầu; thạch anh trở nên kém thấm nước hơn; còn chì than từ không thấm ướt nước chuyển sang thấm ướt nước. Đây là bằng chứng về việc các dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu đã hấp phụ lên bề mặt các vật liệu. Việc hấp phụ này gây hiệu ứng kỵ nước hóa (hydrophobic) bề mặt đá vôi cát kết và đá thạch anh, nhưng lại gây ưa nước hóa (hydrophilic) bề mặt chì than.



Hình 4. Ảnh hưởng của việc xử lý bề mặt ở 70°C bằng các dung dịch hóa phẩm HH3, HH3-2 đến góc thấm ướt của đá vôi, thạch anh và chổi than.



Hình 5. So sánh ảnh hưởng của nước và kerosen tới góc tiếp xúc.

Bảng 6. Kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi BH-25 trên mô hình vỉa

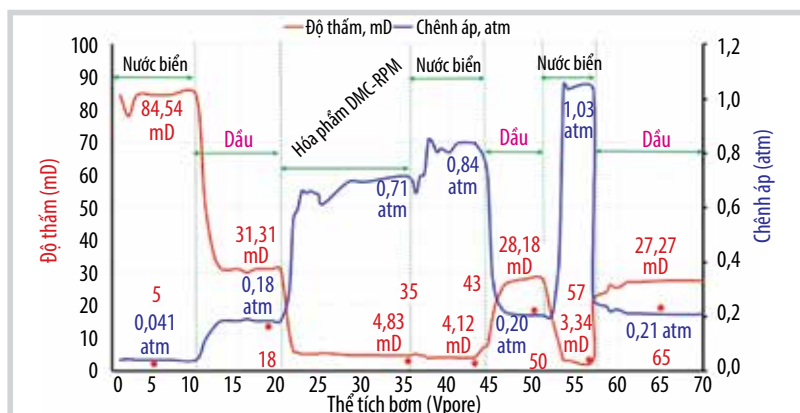
TT	Thông tin mẫu	
	BH-817-1-1-3V	R-32-1-3-12V
1	Tên mẫu	Miocene
2	Đối tượng	Miocene
3	Độ thấm khí (mD)	184,2
4	Nhiệt độ (°C)	100
5	Áp suất (atm)	100
Thứ tự đánh giá		
6	Độ thấm nước ban đầu K_{w1}	84,5
7	Độ thấm dầu ban đầu K_{o1}	31,1
8	Bơm DMC-RPM	14 V_{pore}
9	Độ thấm nước sau xử lý K_{w2}	4,12
10	Độ thấm dầu sau xử lý K_{o2}	28,18
11	Độ thấm nước sau xử lý K_{w3}	3,3
12	Độ thấm dầu sau xử lý K_{o3}	27,7
13	Hệ số suy giảm độ thấm đối với nước: $K_w = (K_{w1}-K_{w2})/K_{w1} \times 100\%$	95,6
14	Hệ số phục hồi độ thấm so với dầu: $K_o = K_{o2}/K_{o1} \times 100\%$	88,6

Đá vôi là vật liệu ưa nước vì cấu tạo từ các mảnh đá vụn thạch anh, feldspar và các khoáng sét. Polymer ưa nước được kỵ nước hóa hấp phụ lên bề mặt đá vôi thông qua các nhóm chức mang điện tích dương còn các phần hydrocarbon và các nhóm kỵ nước có xu hướng quay ra ngoài. Mặc dù có sự hấp phụ tiếp, thông qua các nhóm kỵ nước của lớp sau, nhưng do có nồng độ thấp hơn, nên bề mặt được hấp phụ (trong trường hợp này là đá vôi và đá thạch anh) có màng hấp phụ với mặt ngoài mang tính kỵ nước. Việc kỵ nước này là nguyên nhân làm đá vôi được xử lý bằng hóa phẩm polymer ưa nước được kỵ nước hóa một phần có tác dụng ngăn nước, nhưng không ngăn dầu chảy qua.

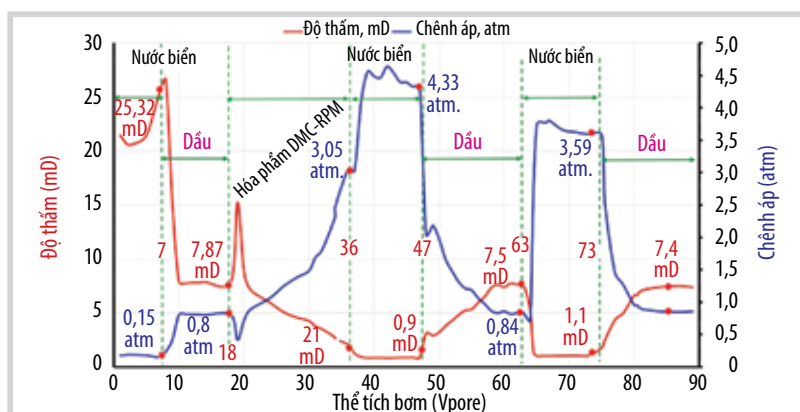
Về ảnh hưởng của nhiệt độ xử lý lên góc tiếp xúc, tác động của các dung dịch hóa phẩm HH3 và HH3-2 không quá mạnh.

So sánh ảnh hưởng của nước và kerosen tới tính thấm ướt, thông qua góc tiếp xúc của các loại vật liệu đưa vào nghiên cứu như Hình 5.

Hình 5 cho thấy, sau khi được ngâm 16 giờ trong kerosen, đá vôi vẫn thấm ướt nước hoàn toàn (góc tiếp xúc = 0); thạch anh kém thấm nước đi không nhiều (góc tiếp xúc từ 33° lên thành 38°; chổi than vốn đang không thấm ướt nước (thực chất đang thấm ướt dầu nhẹ) trở nên thấm ướt dầu mạnh hơn (góc tiếp xúc từ 103° tăng lên thành 124°).



Hình 6. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi với mẫu BH-817-1-1-3V.



Hình 7. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi đối với mẫu R-32-1-3-12V.

Bảng 7. Kết quả đạt được về khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm DMC-RPM với mẫu cát kết mỏ Bạch Hổ ký hiệu BH-817-1-1-3V

TT	Tiêu chí	Kết quả
1	Độ thấm nước trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	84,54 mD
2	Độ thấm nước sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	4,12 mD
3	Độ thấm nước sau khi bơm luân phiên dầu - nước	3,34 mD
4	Mức giảm độ thấm nước sau xử lý: 95,13% - 96%	Trung bình = 95,6%
5	Hệ số phục hồi độ thấm nước trung bình = 100% - 95,6%	4,4%
6	Độ thấm dầu trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	31,31 mD
7	Độ thấm dầu sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM và nước biển	28,28 mD
8	Độ thấm dầu sau khi bơm luân phiên nước - dầu	27,27 mD
9	Mức giảm độ thấm dầu sau xử lý: 10 - 12,9%	Trung bình = 11,45%
10	Hệ số phục hồi độ thấm dầu sau xử lý: 87,1 - 90%	Trung bình = 88,6%

Bảng 8. Kết quả đạt được về khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm DMC-RPM với mẫu cát kết mỏ Rồng ký hiệu R-32-1-3-12V

TT	Tiêu chí	Kết quả
1	Độ thấm nước trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	25,32 mD
2	Độ thấm nước sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	0,9 mD
3	Độ thấm nước sau khi bơm luân phiên dầu - nước:	1,1 mD
4	Mức giảm độ thấm nước sau xử lý: 96,45 - 95,66%	Trung bình = 96,6%
5	Hệ số phục hồi độ thấm nước trung bình = 100% - 96,6%	3,4%
6	Độ thấm dầu trước khi bơm hóa phẩm DMC-RPM	7,87 mD
7	Độ thấm dầu sau khi bơm hóa phẩm DMC-RPM và nước biển	7,5 mD
8	Độ thấm dầu sau khi bơm luân phiên nước - dầu:	7,4 mD
9	Mức giảm độ thấm dầu sau xử lý: 4,7 - 5,97%	Trung bình = 5,34%
10	Mức phục hồi độ thấm dầu sau xử lý: 94,3 - 95,3%	Trung bình = 94,8%

2.3. Kết quả đánh giá trên thiết bị mô hình via nhiệt độ cao, áp suất nhằm xác định hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm để xuất

Tiến hành thí nghiệm trên thiết bị mô hình via nhiệt độ cao, áp suất cao tại phòng thí nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để xác định độ thấm pha của nước và dầu trước và sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm để xuất. Hóa phẩm sử dụng trong nghiên cứu này là hệ hóa phẩm HH-3 đã nêu trong Bảng 3. Mẫu được dùng là mẫu lõi đá trầm tích lục nguyên thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Thí nghiệm đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm đến từng vùng thấm dầu hoặc nước riêng biệt và xác định khả năng tác động có chọn lọc của hệ hóa phẩm với quy trình thí nghiệm như sau:

- Bước 1: Chuẩn bị mẫu, lắp mẫu, gia nhiệt;
- Bước 2: Bơm nước vỉa theo chiều thuận với tốc độ 100 ml/giờ và ghi nhận chênh áp trong quá trình bơm. Khi chênh áp ổn định, xác định độ thấm nước ban đầu K_{w1} ; sau đó bơm dầu theo chiều thuận với cùng tốc độ, ghi nhận chênh áp để xác định độ thấm dầu ban đầu K_{o1} ;
- Bước 3: Bơm hóa phẩm xử lý theo chiều nghịch với thể tích $V = 10 - 15$ Vrỗng với tốc độ 100 ml/phút, ghi nhận giá trị chênh áp trong thời gian bơm;
- Bước 4: Dừng để chờ phản ứng trong 2 - 3 giờ;
- Bước 5: Lặp lại bước 2 để xác định độ thấm nước sau xử lý K_{w2} và độ thấm dầu sau xử lý K_{o2} ;
- Bước 6: Tính toán hệ số suy giảm độ thấm (đối với nước) và hệ số phục hồi độ thấm đối với dầu.

Thông tin về mẫu lõi sử dụng, điều kiện thí nghiệm và tóm tắt kết quả thí nghiệm được trình bày ở Bảng 6. Kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi và kết quả đạt được của hệ hóa phẩm DMC-RPM đối với mẫu BH-817-1-1-3V (Hình 6, Bảng 7);

Bảng 9. Đề xuất hệ hóa phẩm xử lý chính sử dụng xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác

TT	Cấu tử	Hàm lượng khuyến dùng	Ghi chú
1	DMC-RPM	2 - 6	Hàm lượng DMC-RPM khuyến dùng: 2 - 3% cho các giếng với đá vỉa có độ thấm thấp 1 - 500 mD; 5 - 6% cho các giếng với đá vỉa có độ thấm cao > 1.000 mD.
2	KCl	7	
3	DMC-Buffer	1	
4	DMC-Fercontrol	1	
5	DMC-SurRPM	1	
6	Nước kỹ thuật	Còn lại	

đối với mẫu R-32-1-3-12V (Hình 7, Bảng 8). Kết quả trên các Bảng 7 và 8 cho thấy, hệ hóa phẩm DMC-RPM có khả năng tác động có chọn lọc cao. Hệ hóa phẩm DMC-RPM có hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi so với pha dầu trong khoảng 88,6 - 94,8% đồng thời có hệ số phục hồi độ thấm pha của nước là 3,4 - 4,4%.

3. Kết luận

Dựa trên kết quả nghiên cứu hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác cho thấy:

- Hệ hóa phẩm xử lý vỉa sâu nhằm giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác bằng hệ hóa phẩm biến tính hệ số thấm pha gồm:
 - + Hệ dung dịch đệm bơm trước (Over flush) DMC-1;
 - + Hệ hóa phẩm xử lý chính DMC-4;
 - + Hệ dung dịch đệm và bơm đẩy.
- Các dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu đã hấp phụ lên bề mặt các vật liệu và việc hấp phụ này gây hiệu ứng kỵ nước hóa bề mặt đá vỉa cát kết và đá thạch anh, nhưng lại ưa nước hóa bề mặt chổi than.
- Hệ hóa phẩm xử lý đề xuất đạt độ bền nhiệt cao (120°C) và tương hợp với dầu vỉa, nước biển.
- Trên cơ sở kết quả nghiên cứu, thành phần hệ hóa phẩm xử lý chính đề xuất sử dụng được đưa trong Bảng 9 cho các giếng phù hợp từ các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro; Sư Tử Đen, Sư Tử Nâu, Sư Tử Trắng của Cửu Long JOC.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn sự hỗ trợ của Bộ Công Thương, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong quá trình thực hiện nghiên cứu này. Nghiên cứu nằm trong "Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp quốc gia phục vụ đổi mới, hiện đại hóa công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản đến năm 2025" với mã số CNKK.007/19.

Tài liệu tham khảo

- [1] Julio Vasquez and Larry Eoff, "A relative permeability modifier for water control: Candidate selection case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions", *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition held in Noordwijk, The Netherlands, 5 - 7 June 2013*. DOI: 10.2118/165091-MS.
- [2] B.B. Sandiford, "Laboratory and field studies of water floods using polymer solution to increase oil recovery", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 16, No. 8, pp. 917 - 922, 1964. DOI: 10.2118/844-PA.
- [3] J.L. White, J.F. Goddard, and Phillips H.M, "Use of polymer to control water production in oil wells", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 25, No. 2, pp. 143 - 150, 1973. DOI: 10.2118/3672-PA.
- [4] Larry Eoff, E. Dwyann Dalrymple, Bobba Ruchitha Reddy, and Don M. Everett, "Structure and process optimization for the use of a polymeric relative-permeability modifier in conformance control", *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 13 - 16 February 2001*. DOI:10.2118/64985-MS.
- [5] Robert D. Sydansk and Randall S. Seright, "When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied", *SPE Production & Operations*, Vol. 22, No. 2, pp. 236 - 247, 2007. DOI: 10.2118/99371-PA.
- [6] Ibrahim Al-Hulail, Muzzammil Shakeel, Ahmed Binghamim, Mohamed Zeghouani, Read Rahal, Ali Al-Taq, and Abdullah Al-Rustum, "Water control in high-water-cut oil wells using relative permeability modifiers: A Saudi lab study", *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition held in Dammam, Saudi Arabia, 24 - 27 April 2017*. DOI: 10.2118/188021-MS.
- [7] G.P. Willhite, H.Zhu, D. Natarajan, C.S. McCool, and D.W.Green, "Mechanisms causing disproportionate permeability in porous media treated with chromium

acetate/HPAAM gels”, *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3 - 5 April 2000*. DOI: 10.2118/59345-MS.

[8] A. Stavland and S. Nilsson, “Segregated flow is the governing mechanism of disproportionate permeability reduction in water and gas shutoff”, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September - 3 October 2001*. DOI: 10.2118/71510-MS.

[9] Jun Wang, Xiuyu Zhu, Huiying Guo, Xiyang Gong, and Junde Hu, “Synthesis and behavior evaluation of

a relative permeability modifier”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 80, No. 1, pp. 69 - 74, 2012. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.10.013.

[10] Antonio Recio, Larry Steven Eoff, Baireddy Raghava Reddy, and Christopher Austin Lewis, “Sulfonated relative permeability modifiers for reducing subterranean formation water permeability”, United States Patent US-9598631B2, 21/3/2017.

STUDY ON APPLICATION OF CHEMICALS FOR NEAR-WELLBORE TREATMENT TO REDUCE WATERCUT IN PRODUCED FLUID

Do Thanh Trung¹, Nguyen Van Ngo¹, Le Van Cong¹, Vu Hoang Duy¹, Nguyen Quoc Dung²

¹Petrovietnam Chemical and Services Corporation (PVChem)

²Vietsovetro

Email: trungdt@pvchem.com.vn

Summary

High water cut in production wells will increase the water content in the oil produced, resulting in declined oil production of the wells as well as decreased efficiency of used chemicals and surface facility equipment. This paper presents the results of application of chemicals for near-wellbore treatment to reduce the water content in the produced fluid.

Key words: Near-wellbore treatment, chemical, enhanced oil recovery.

TỐI ƯU VẬN HÀNH ĐƯỜNG ỐNG VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN TRANG BỊ HỆ THỐNG PHÓNG THOI TẠI MỎ CÁ TẦM, BỂ CỬU LONG

Nguyễn Lâm Anh, Lê Đăng Tâm, Nguyễn Văn Thiết, Bùi Trọng Hân, Phạm Thành Vinh, A.G Axmadev, Châu Nhật Bằng, Nguyễn Hữu Nhân, Đoàn Tiến Lữ, Trần Thị Thanh Huyền, Lê Thị Đoàn Trang, Đinh Quang Nhật, Phan Đức Tuấn

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-02>

Tóm tắt

Dầu khai thác tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" có nhiệt độ đồng đặc, hàm lượng paraffin, asphaltene cao; trong khi đó nhiệt độ miệng giếng thấp tạo thành các lớp lắng đọng trong hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí, gây ra các nguy cơ và rủi ro khi vận hành đường ống.

Bài báo phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động phóng thoi làm sạch tuyến đường ống vận chuyển dầu từ giàn CTC-1 (mỏ Cá Tầm) đến RP-2 (mỏ Rồng), bể Cửu Long, các giải pháp và cách thức vận hành hệ thống đường ống nhằm nâng cao hiệu quả quá trình làm sạch đường ống bằng giải pháp phóng thoi.

Từ khóa: Thu gom vận chuyển dầu khí, đường ống, phóng thoi, mỏ Cá Tầm, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Vietsovetro đang khai thác dầu và khí tại các mỏ thuộc bể Cửu Long gồm Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm... Dầu khai thác tại các mỏ này có hàm lượng paraffin cao (18 - 25%), nhiệt độ đồng đặc cao (28 - 40°C).

Trong hệ thống đường ống thu gom vận chuyển dầu khí có nhiều tuyến ống cũ, trước đây không được bọc cách nhiệt.

Trong giai đoạn sản lượng suy giảm, nhiệt độ của sản phẩm khai thác tại miệng giếng thấp, cường độ lắng đọng paraffin, asphaltene có xu hướng tăng nhanh, gây tổn áp cao trong hệ thống thu gom và có nguy cơ dừng khai thác do tắc đường ống [1].

Giải pháp phóng thoi làm sạch được áp dụng trong các điều kiện đặc thù của hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí tại Vietsovetro đã được tối ưu hoạt động và nâng cao tính ổn định của hệ thống.

2. Phóng thoi làm sạch đường ống tại mỏ Cá Tầm

2.1. Hệ thống thu gom sản phẩm khai thác tại mỏ Cá Tầm

Giàn CTC-1 mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12 nằm cách điểm thu gom dầu RP-2 mỏ Rồng khoảng 17 km.

Trên giàn CTC-1 lắp đặt bình tách (UPOG) để sơ bộ tách khí ra khỏi sản phẩm của CTC-1. Sản phẩm của CTC-1 ở dạng dầu bão hòa và khí được đưa về bình chứa C-2-1 trên RP-2; sau khi được tách khí bổ sung, dầu được bơm đi UBN-6 "VSP-02" bằng máy bơm.

Đường ống thẳng CTC-1 → RP-2 có chiều dài 16.694 m, đường kính 323,9 x 15,9 mm theo chuẩn API 5L Gr X60.

Có 2 ống đứng với đường kính 323,9 x 15,9 mm theo chuẩn API 5L Gr X60; độ cao của ống đứng trên CTC-1 là 59,2 m, trên RP-2 là 52,2 m.

Tổng chiều dài của đường ống CTC-1 → RP-2 là 16.805,4 m, thể tích đường ống là 1.125,6 m³.

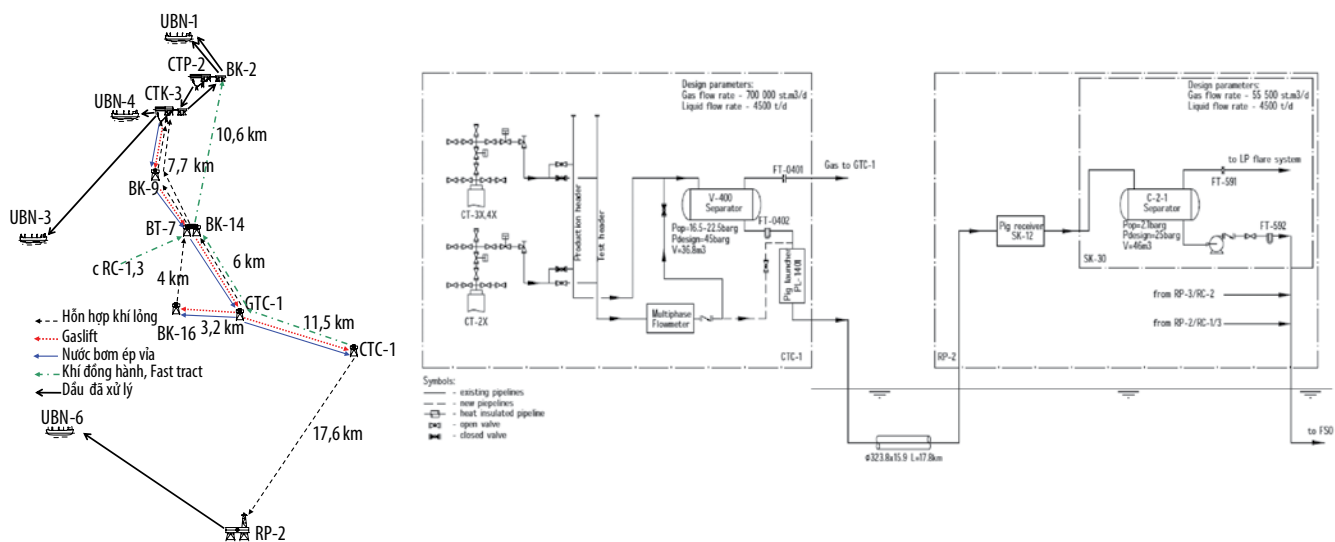
2.2. Hoạt động phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Dầu thô khai thác từ giàn CTC-1 có các tính chất cơ bản như Bảng 1.



Ngày nhận bài: 16/2/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 16 - 21/2/2022.

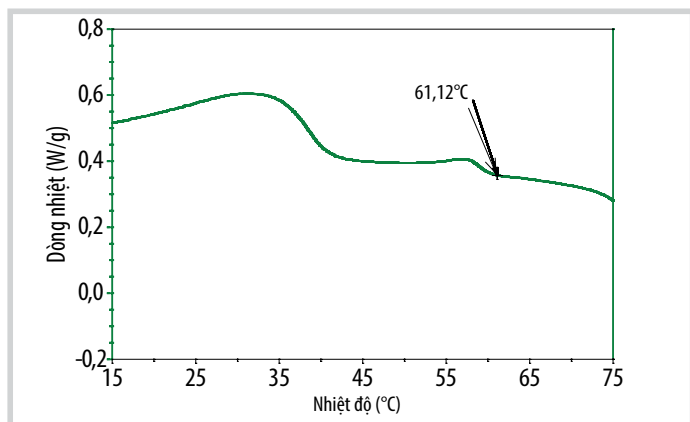
Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/2/2022.



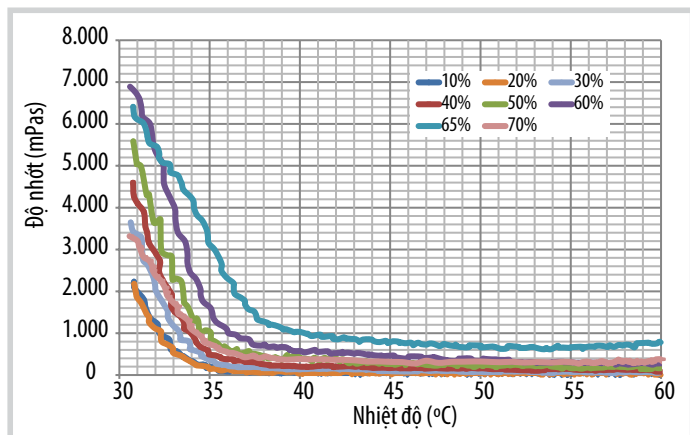
Hình 1. Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí tại mỏ Cá Tầm.

Bảng 1. Tính chất của dầu thô khai thác từ giàn CTC-1, mỏ Cá Tầm

Tính chất	Khoảng giá trị
Nhiệt độ kết tinh paraffin (°C)	56 - 65
Nhiệt độ đông đặc (°C)	31,5 - 36,5
Độ nhớt tại 50°C (mPa.s)	22,9 - 337,7
Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	23,7 - 24,7
Hàm lượng asphaltene (% khối lượng)	7,5 - 14,9



Hình 2. Điểm kết tinh paraffin.



Hình 3. Điểm chuyển pha.

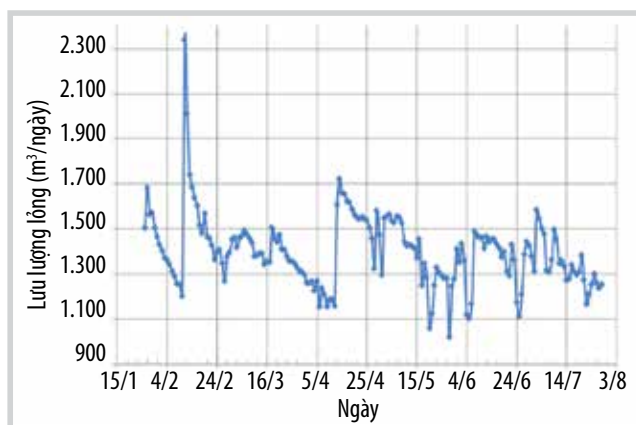
Dầu khai thác tại mỏ Cá Tầm có nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin cao (trên 60°C), trong khi nhiệt độ tại miệng giếng khá thấp (40 - 45°C), nên trong hệ thống thu gom trường hợp không gia nhiệt, chất lưu sẽ được vận chuyển trong vùng tạo lắng đọng paraffin. Nhiệt độ đông đặc của dầu Cá Tầm khoảng 32 - 36°C cao hơn nhiệt độ môi trường (21 - 31°C) sẽ hình thành các lớp dầu đông trong đường ống, đặc biệt khi được vận chuyển vào các giai đoạn nhiệt độ môi trường nước biển thấp trong năm.

2.2.1. Phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2 trong giai đoạn khởi động đường ống

Trong giai đoạn khởi động đường ống, dầu khai thác tại giàn CTC-1 không được gia nhiệt và vận chuyển về giàn cố định RP-2 để tách khí và bơm đi tàu nổi chứa dầu để xử lý tầng trữ và xuất bán.

Hình 4 và 5 thể hiện các thông số về lưu lượng và mức độ tổn nhiệt của tuyến đường ống CTC-1 → RP-2 trong thời gian đầu vận hành.

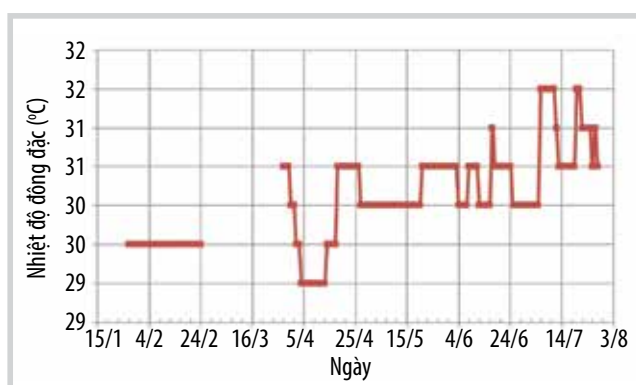
Trong khoảng thời gian đầu vận hành hệ thống đường ống, lưu lượng khai thác của CTC-1 có xu hướng giảm dần, làm tăng mức độ tổn nhiệt trong đường ống CTC-1 → RP-2. Nhiệt độ của chất lỏng



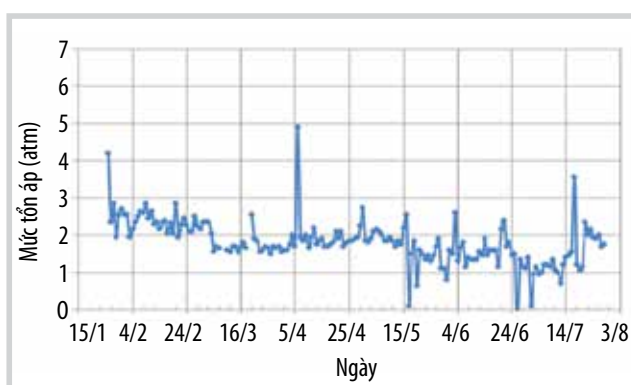
Hình 4. Lưu lượng lỏng giàn nhẹ CTC-1.



Hình 5. Tồn nhiệt của tuyến đường ống.



Hình 6. Nhiệt độ đồng đặc của dầu CTC-1.



Hình 7. Tồn áp trong hệ thống thu gom.



Hình 7. Cặn wax thu được sau khi phóng thoi.

CTC-1 giảm đáng kể từ 64°C xuống 42°C do tốc độ dòng chất lỏng giảm, nhiệt độ của dầu vào trên RP-2 giảm từ 43°C xuống 32°C.

Nhiệt độ của dầu CTC-1 khi vận chuyển về RP-2 trong khoảng 32 - 35°C, tiệm cận với nhiệt độ đồng đặc của dầu.

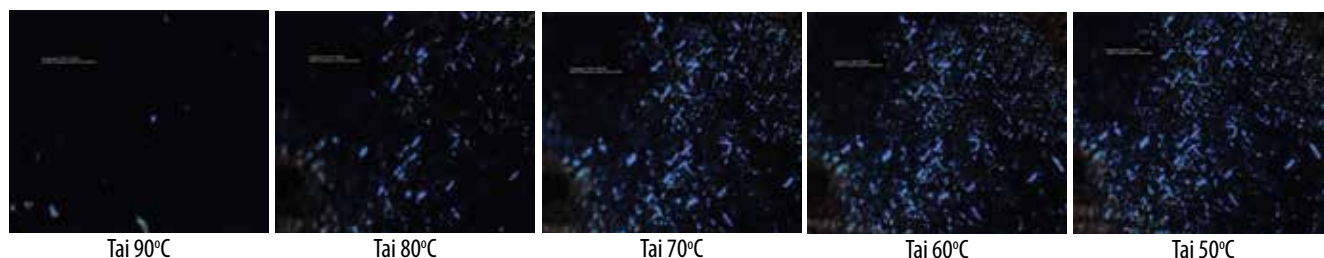
Đường ống CTC-1 → RP-2 được tiến hành phóng thoi với tần suất 15 ngày/lần nhằm làm sạch các cặn lắng paraffin, asphaltene trong quá trình vận chuyển. Lượng cặn thu được sau các lần phóng thoi có xu hướng tăng dần, áp suất phóng thoi tăng nhanh. Ngoài lượng lớn cặn hydrocarbon còn thu được lượng cặn tạp chất cơ học.

Áp suất tối đa tại giàn CTC-1 tăng lên dần sau các lần phóng thoi do các yếu tố sau:

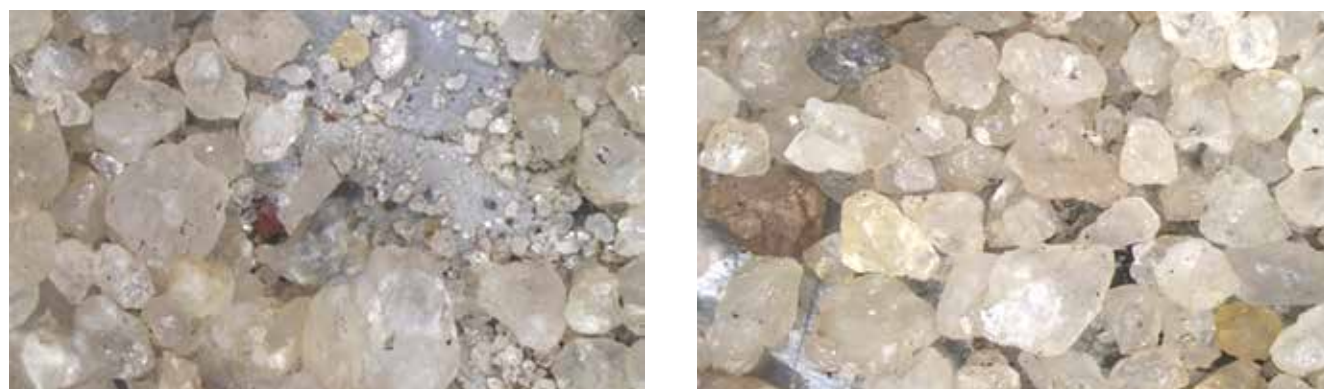
- Khả năng tăng nhanh lớp dầu trên thành ống do giảm nhiệt độ của dầu CTC-1 vận chuyển về RP-2;
- Độ cứng của lớp cặn paraffin tăng lên.

Bảng 2. Áp suất phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Thời gian phóng thoi	Áp suất phóng thoi (bar)	Nhiệt độ nóng chảy wax thu được sau phóng thoi (°C)
18/4/2019	9,3	72
19/5/2019	13	74
18/6/2019	17,5	75
18/7/2019	20	77,5



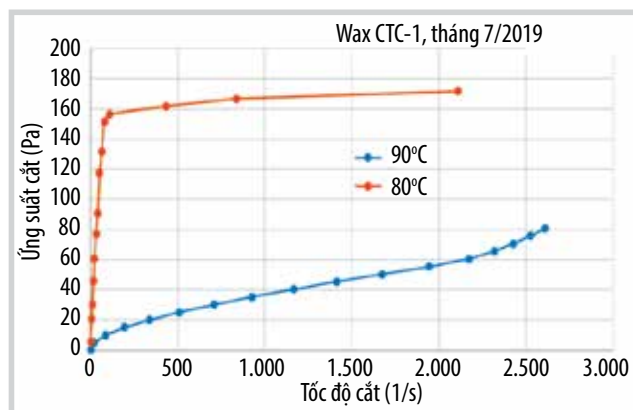
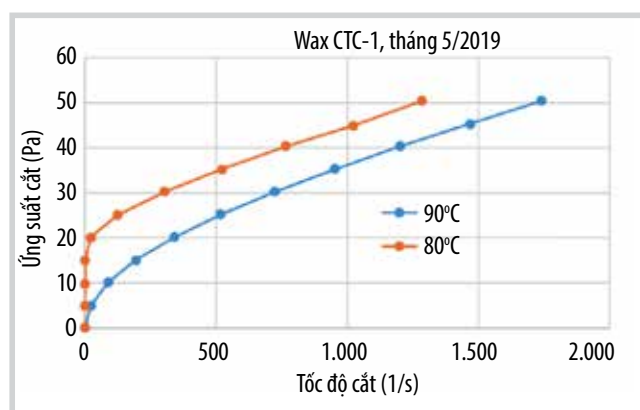
Hình 8. Cấu trúc tinh thể paraffin ở các nhiệt độ khác nhau.



Hình 9. Lắng cặn tạp chất cơ học được lọc sạch khỏi lắng đọng thu được sau khi phóng thoi (ảnh dưới kính hiển vi soi nổi với độ phóng đại 10 lần).

Bảng 3. Hàm lượng chất hữu cơ và tạp chất cơ học thu được sau khi phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Mẫu cặn	Hàm lượng (% khối lượng)	
	Chất hữu cơ	Tạp chất cơ học
Lắng đọng chất cơ học	23,91	76,09
Lắng đọng paraffin	94,36	5,64

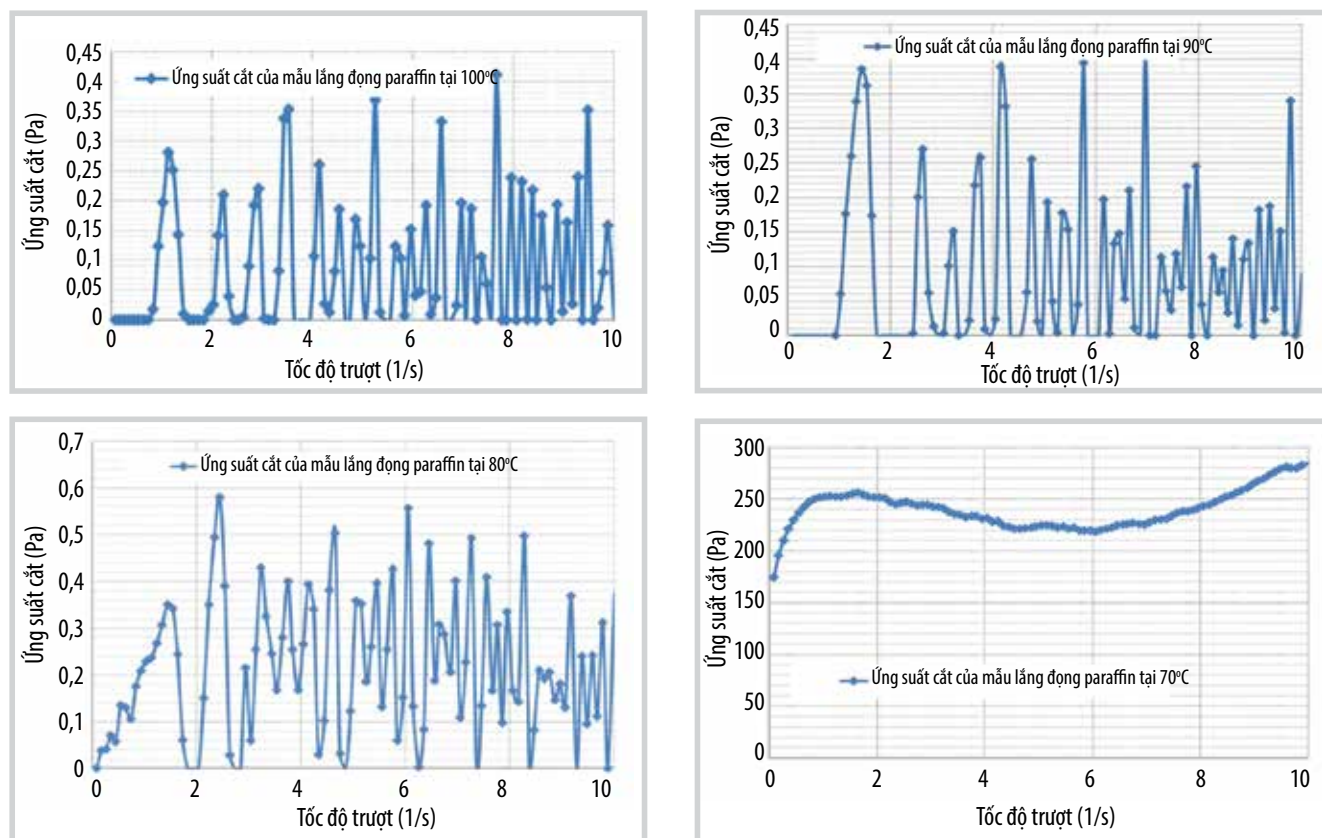


Hình 10. Độ cứng của paraffin lắng đọng ở các nhiệt độ khác nhau.

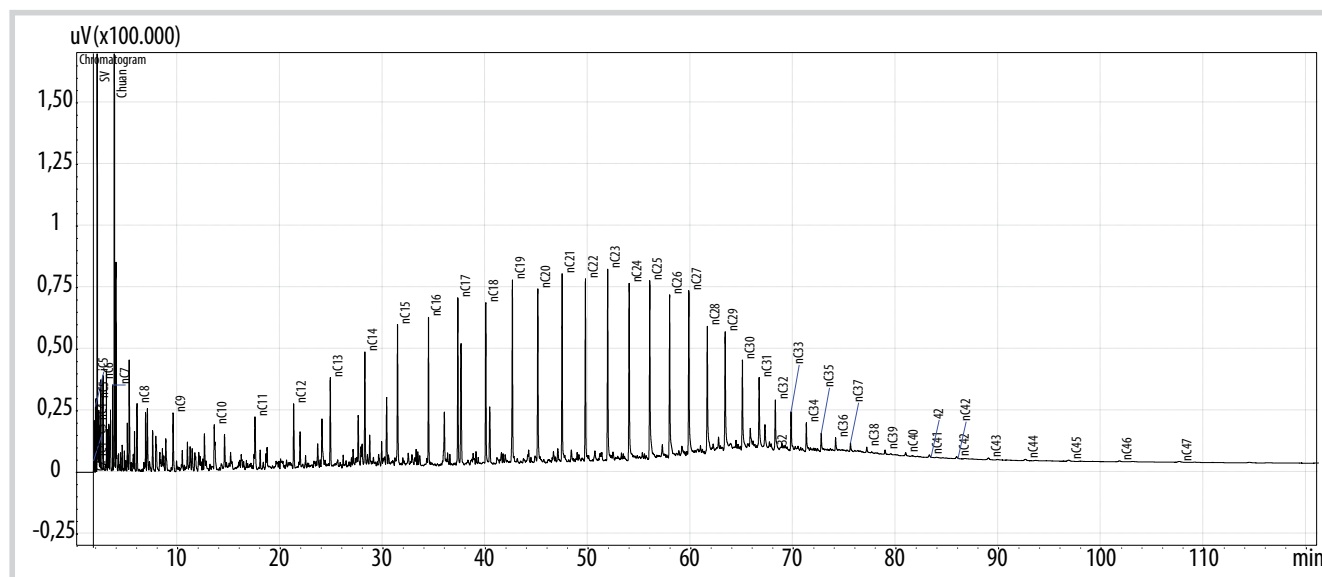
Áp suất tăng nhanh sau mỗi lần phóng thoi gây ra nguy cơ vỡ, tắc thoi khi phóng, ảnh hưởng đến khả năng hoạt động cũng như tính toàn vẹn của tuyến ống CTC-1 → RP-2.

2.2.2. Tối ưu hoạt động phóng thoi tuyến ống CTC-1 → RP-2

Nguy cơ trong hoạt động phóng thoi đối với tuyến ống CTC-1 → RP-2 bắt nguồn từ vận chuyển dầu nhiều paraffin trong điều kiện lưu lượng và nhiệt độ thấp.



Hình 11. Tính chảy của cặn lắng theo nhiệt độ.



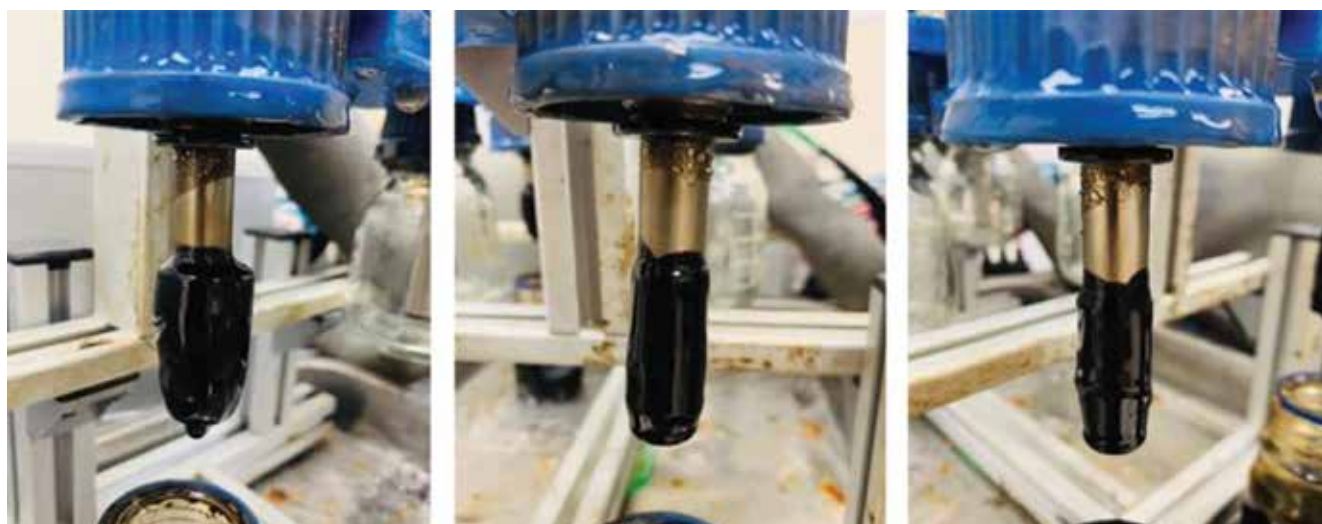
Hình 12. Thành phần cặn lắng trong đường ống.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy, tăng định lượng xử lý hóa chất giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) sẽ làm giảm cường độ lắng đọng paraffin của dầu khai thác tại CTC-1.

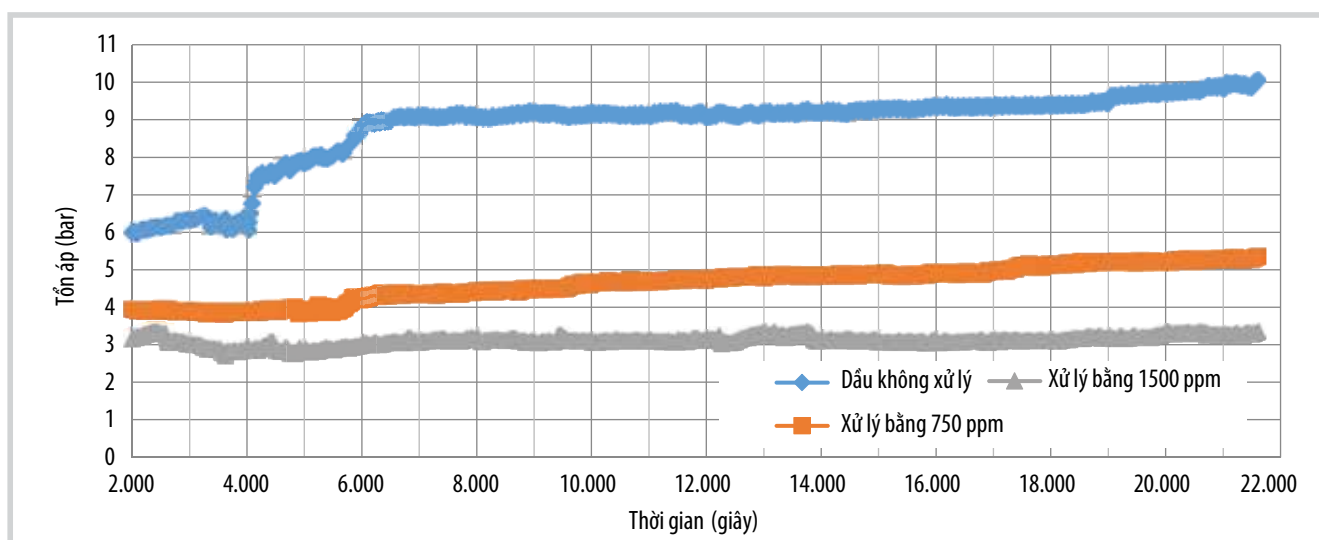
Dầu khai thác tại các giếng khác nhau sẽ có các tính chất tương đối khác biệt khi xử lý bằng PPD. Nhằm tối ưu khả năng xử lý dầu trên các giếng của giàn CTC-1 Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm các chế độ xử lý

khác nhau theo các định lượng khác nhau trong dải 750 - 1.500 ppm.

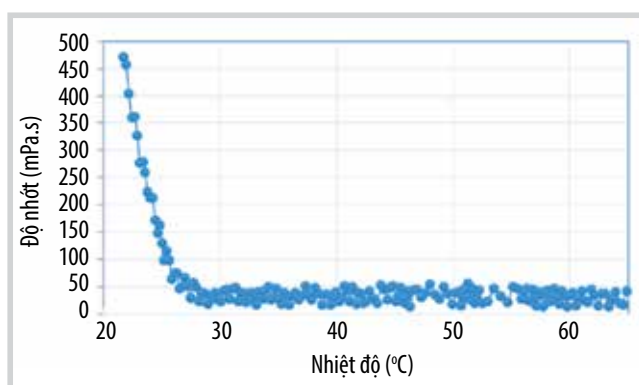
Hiệu quả xử lý dầu bằng PPD phụ thuộc vào nhiệt độ xử lý. Đối với các giếng được trang bị ống xung lượng, PPD được bơm xuống giếng tại độ sâu 2.000 - 2.500 m. Các giếng không có ống xung lượng, PPD được bơm theo dòng khí gaslift.



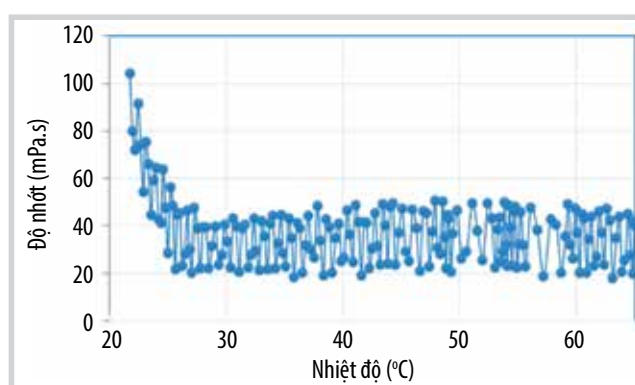
Hình 13. Dầu khai thác từ mỏ Cá Tầm khi được xử lý bằng 750 - 1.500 ppm PPD.



Hình 14. Thử nghiệm đánh giá lắng đọng wax bằng hệ thống mô phỏng đường ống.



Hình 14. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 2 atm.

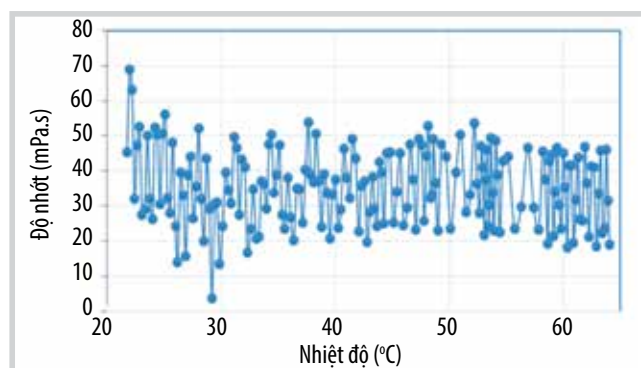


Hình 15. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 5 atm.

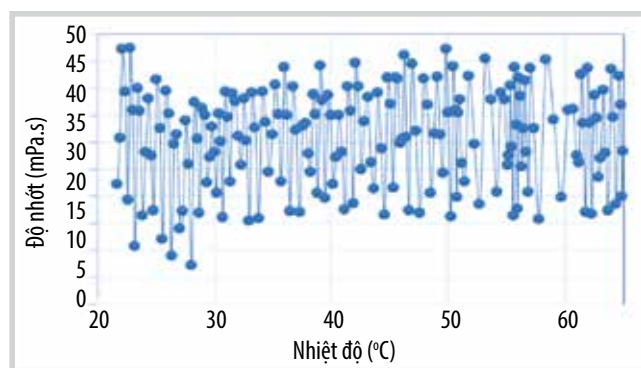
Khí hòa tan bão hòa trong dầu với hàm lượng cao có xu hướng làm giảm lượng paraffin tạo thành, giảm độ nhớt cũng như mức độ lắng đọng paraffin bám trong tuyến ống. Các nghiên cứu tại các dải áp suất bão hòa

khác nhau cho thấy tăng áp suất bão hòa khí sẽ làm giảm độ nhớt dầu khoảng 8 - 10 lần.

Van tại ống đứng RP-2 được điều chỉnh để tăng áp suất từ 3 bar lên 11 bar, tăng lượng khí bão hòa và đảm



Hình 16. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 8 atm.



Hình 17. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 11 atm.

bảo dầu được vận chuyển ở trạng thái bão hòa khí, giúp giảm hiện tượng tích tụ chất lỏng (slugging) và giảm lượng paraffin được tạo thành trong đường ống.

Áp dụng các giải pháp trên đã giảm dần áp suất phóng thoi xuống còn 9 - 11 bar, đảm bảo an toàn khi

làm sạch đường ống bằng thoi, duy trì hoạt động sản xuất khai thác an toàn và hiệu quả đối với tuyến đường ống vận chuyển dầu CTC-1 → RP-2.

3. Kết luận

Phóng thoi làm sạch đường ống là giải pháp hiệu quả cao đối với các tuyến ống vận chuyển dầu nhiều paraffin. Tuy nhiên, quá trình phóng thoi làm sạch đường ống thường đi kèm với rủi ro, có thể ảnh hưởng đến hoạt động vận hành cũng như tính toàn vẹn của đường ống dẫn đến nguy cơ phải ngừng khai thác dầu và khí. Việc áp dụng các giải pháp khác nhau như: tối ưu định lượng xử lý bằng hóa chất chống đông, xử lý dầu tại các dải nhiệt độ cao bằng bơm hóa chất theo đường ống xung lượng và đường gaslift, sử dụng van điều tiết để tăng mức độ bão hòa khí trong dầu... đã đem lại hiệu quả trong việc giảm thiểu rủi ro khi tiến hành phóng thoi làm sạch đường ống đối với các tuyến ống vận chuyển dầu nhiều paraffin ở nhiệt độ và lưu lượng thấp.

Tài liệu tham khảo

[1] А.Г.Ахмадеев, Фам Тхань Винь, Буй Чонг Хан, Ле Хыу Тоан, Нгуен Хоай Ву, и А.И.Михайлов, "Оптимизация безнасосного транспорта продукции скважин в условиях морской нефтедобычи", *Нефтяное хозяйство*, номер 11: с. 140 - 142, 2017. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-140-142.

OPTIMISING THE OPERATION OF PIPELINES EQUIPPED WITH PIGGING SYSTEM FOR TRANSPORTING CRUDE OIL WITH HIGH PARAFFIN CONTENT

Nguyen Lam Anh, Le Dang Tam, Nguyen Van Thiet, Bui Trong Han, Pham Thanh Vinh, A.G Axmadev, Chau Nhat Bang
 Nguyen Huu Nhan, Doan Tien Lu, Tran Thi Thanh Huyen, Le Thi Doan Trang, Dinh Quang Nhat, Phan Duc Tuan

Vietsovetro

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Oil produced at Vietsovetro's fields has high paraffin and asphaltene content and high pour point temperature; meanwhile the low temperature at the well head causes paraffin and asphaltene deposition to form in the collection and transportation system, causing hazards and risks during the pipeline operation.

The paper analyses the factors affecting the efficiency of the pigging operation to clean the oil transportation pipelines from the CTC-1 platform (Ca Tam field) to the RP-2 platform (Rong field), Cuu Long basin, solutions and how to operate the pipeline system in order to improve the efficiency of the pipeline cleaning process by pigging.

Key words: Oil and gas gathering and transportation, pipeline, pigging, Ca Tam field, Cuu Long basin.

TỰ ĐỘNG PHÁT HIỆN ĂN MÒN TRÊN BỀ MẶT ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ SỬ DỤNG TRÍ TUỆ NHÂN TẠO

Lê Huy Thuởng¹, Nguyễn Văn Ngo¹, Nguyễn Tuấn Linh²

¹Công ty TNHH Cortek

²Học viện Công nghệ Bưu chính Viễn thông

Email: thuonglehuy@cortek.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-03>

Tóm tắt

Bài báo trình bày phương pháp phát hiện ăn mòn đường ống dẫn khí bằng cách sử dụng trí tuệ nhân tạo để phân tích các hình ảnh trực quan, gồm 3 bước: tiền xử lý ảnh đầu vào; phân đoạn và trích chọn các đặc trưng biểu đồ tần suất màu và đặc trưng kết cấu; đề xuất sử dụng mô hình Markov ẩn được huấn luyện từ các vector đặc trưng có khả năng tự động phân tích các hình ảnh chụp từ camera và nhận dạng các vùng bị ăn mòn của đường ống dẫn khí. Thử nghiệm ban đầu trên tập dữ liệu hơn 5.000 ảnh chụp các đường ống dẫn khí cho thấy phương pháp đề xuất cho kết quả chính xác trên 90%.

Từ khóa: Ăn mòn, đường ống dẫn khí, mô hình Markov ẩn, trí tuệ nhân tạo.

Giới thiệu

Ăn mòn là dạng hư hỏng vật liệu, thường xuyên xảy ra đối với các bộ phận và cấu kiện thiết bị kim loại, trong đó có đường ống dẫn khí. Theo nghiên cứu của Koch và cộng sự [1] chi phí ăn mòn hàng năm trên toàn cầu ước tính 2,5 nghìn tỷ USD. Những con số này chỉ thể hiện các chi phí trực tiếp như đóng cửa hoặc tai nạn buộc phải đóng cửa; không bao gồm chi phí khắc phục các hậu quả về môi trường. Cũng theo nghiên cứu [1], chiến lược phát hiện ăn mòn kịp thời, thích hợp có thể làm giảm chi phí này từ 18 - 35%. Việc phát hiện sớm sự xuống cấp của kết cấu kim loại trong đó có đường ống dẫn khí trước khi bị hỏng hóc không chỉ mang lại lợi ích kinh tế mà còn giúp ngăn chặn các sự cố ảnh hưởng đến con người và môi trường. Môi trường gây ăn mòn cho đường ống dẫn khí gồm môi trường bên trong và bên ngoài. Quá trình ăn mòn bên trong đường ống phụ thuộc vào bản chất vật liệu cấu tạo của ống, điều kiện vận hành và các tạp chất ăn mòn. Đối với ống nổi, môi trường ăn mòn bên ngoài ống có thể là không khí, độ ẩm. Tại các khu vực khác nhau, tính xâm thực của đất và nước sẽ khác nhau do nồng độ muối, độ ẩm, độ dẫn điện khác nhau, dẫn đến các dạng ăn mòn

phổ biến đối với đường ống dẫn khí bao gồm: ăn mòn đều, ăn mòn cục bộ, nứt do tác động môi trường và bị phá hủy do dòng chảy. Trong phạm vi nghiên cứu này, nhóm tác giả chỉ tập trung vào phát hiện ăn mòn do tác nhân môi trường bên ngoài đường ống dẫn khí đối với các đoạn đường ống đi nổi trên mặt đất.

Trước đây, kỹ thuật viên thường kiểm tra các đường ống dẫn khí bằng cách quan sát bằng mắt thường và tiếp theo là đo đạc. Cách tiếp cận này phát hiện ăn mòn bề mặt và mô tả sơ bộ về tình trạng của đường ống và sự hư hỏng. Phương pháp này tốn nhiều thời gian và phần lớn phụ thuộc vào kinh nghiệm và trình độ của kỹ thuật viên. Hơn thế nữa, có nhiều vị trí khó tiếp cận hoặc hoàn toàn không thể tiếp cận được vì lý do an toàn, ví dụ: khí độc hoặc cản trở việc xây dựng.

Bài báo tập trung nghiên cứu phát hiện ăn mòn trên đường ống dẫn khí bằng việc xử lý hình ảnh với mô hình trí tuệ nhân tạo. Kỹ thuật này sẽ hỗ trợ sàng lọc các khu vực đường ống thông qua hình ảnh được chụp bởi máy bay không người lái đến các vị trí không thể tiếp cận mà không gây nguy hiểm cho kỹ thuật viên.

Sự xuất hiện của ăn mòn đi kèm với 2 đặc điểm trực quan chính: (i) tạo ra 1 kết cấu bề mặt thô ráp và (ii) màu sắc của các sản phẩm phụ nằm trong một phổ màu được xác định rõ ràng. Do đó, việc sử dụng phân tích kết cấu,



Ngày nhận bài: 15/3/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 15/3 - 13/9/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

phân tích màu sắc hoặc kết hợp cả 2 thường được sử dụng để phát triển các thuật toán phát hiện ăn mòn. Hai tính năng này có thể được áp dụng độc lập hoặc được thực hiện trong 1 kỹ thuật nhận dạng mẫu.

Kết cấu là đặc điểm đầu tiên được sử dụng để phát hiện ăn mòn [3, 4]. Một trong những yêu cầu của phân tích kết cấu là việc chuyển đổi hình ảnh màu sang những hình ảnh có thang độ xám. Chen và cộng sự [5] phát triển kỹ thuật nhận dạng hình ảnh để đánh giá lớp phủ cầu; trích xuất các đặc điểm thống kê của ma trận đồng xuất hiện mức xám (GLCM) của các hình ảnh kỹ thuật số, là kỹ thuật được sử dụng để đo lường các giá trị đặc trưng kết cấu và áp dụng kỹ thuật phân nhóm được gọi là phân loại mẫu đa phân giải (MPC). Pidaparti và cộng sự đã phân tích dựa trên các phép biến đổi Wavelet và Fractal để phân loại các vết rỗ/nứt trong ảnh ống dẫn khí thang độ xám của các mẫu hợp kim đồng nhôm nickel [6].

Trong quá trình chuyển đổi hình ảnh màu sang thang độ xám, màu sắc là thông tin quan trọng. Marat Enikeev [3] tập trung vào thông tin màu sắc để phân biệt các khuyết tật rỉ sét so với kim loại nền. Nghiên cứu này khảo sát hình ảnh có các khuyết tật rỉ sét nhỏ và nền tương phản. Phổ của màu rỉ sét được xác định theo thống kê trong không gian màu đỏ - lục - lam (RGB). Chen và cộng sự đã nghiên cứu 14 không gian màu để tìm ra không gian màu tốt nhất để phát hiện sự ăn mòn trong các hình ảnh kỹ thuật số được chiếu sáng không đồng đều, [9] chọn $a * b *$ làm cấu hình màu tốt nhất, đã cho thấy tính hiệu quả của phương pháp, cách tiếp cận hình elip thích ứng. Khan và cộng sự [6] đã sử dụng thông tin màu sắc để ước tính độ ăn mòn của đường ống dưới biển; phát triển thuật toán phục hồi và nâng cao hình ảnh nhằm giảm thiểu hiệu ứng làm mờ, tăng cường màu sắc và độ tương phản của hình ảnh dưới nước.

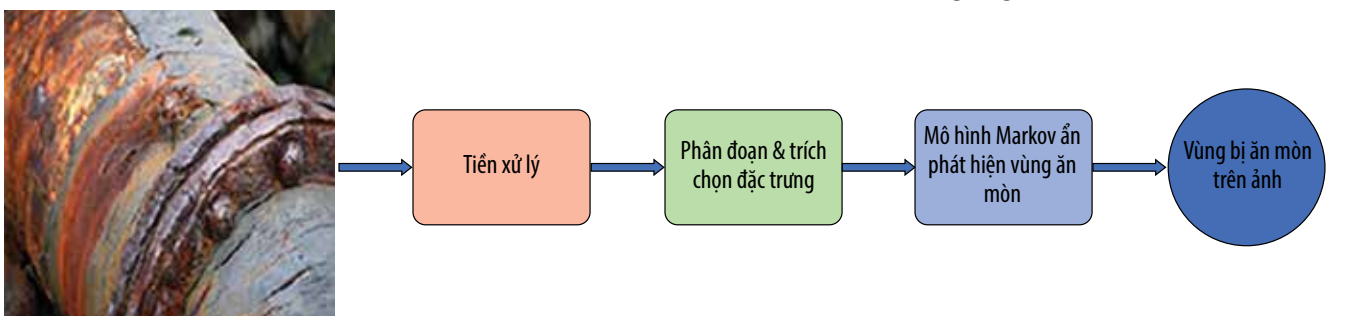
Một số nhà nghiên cứu đã sử dụng cả đặc điểm kết cấu và màu sắc để phát hiện ăn mòn. Luca Petricca và cộng sự [8] đã sử dụng phương pháp học chuyên sâu (deep learning) dựa trên ngôn ngữ lập trình Python (ngôn ngữ thông dụng cho phát triển các mô hình học máy) để

phát hiện ăn mòn đường ống kim loại tự động, trong đó đã huấn luyện mô hình học máy với hơn 3.500 hình ảnh. Tom J. Gibbons và cộng sự [9] đã áp dụng không gian màu $L * a * b *$ và các tính năng kết cấu Gabor để đào tạo mô hình hỗn hợp Gaussian để phát hiện ăn mòn. Francisco Bonnin-Pascual và Ortiz [10] sử dụng 2 bộ phân loại yếu để tự động phát hiện ăn mòn trong bể chứa, tàu và trên đường ống dẫn khí. Bộ phân loại đầu tiên, độ nhám, được đo bằng đặc tính năng lượng của GLCM. Màu sắc được sử dụng làm bộ phân loại thứ 2 và được kiểm tra trong không gian màu Hue - Saturation - Intensity (HSI) và Hue - Saturation - Value (HSV). Để cung cấp hệ thống phổ màu tham chiếu, Medeiros và cộng sự sử dụng phân tích phân biệt trong khi Bonnin-Pascual và Ortiz áp dụng các chiến lược lọc khác nhau trên biểu đồ Hue - Saturation (HS) được huấn luyện.

Các phương pháp kể trên có đặc điểm chung là kết hợp các kỹ thuật xử lý ảnh (image processing) với các mô hình trí tuệ nhân tạo để phát hiện các vùng ăn mòn và đã cho kết quả tương đối khả quan. Tuy nhiên, phương pháp trên thường yêu cầu khối lượng tính toán lớn, tiêu tốn nhiều tài nguyên tính toán như bộ nhớ và bộ xử lý, chưa đánh giá được thời gian thực hiện tính toán phát hiện ăn mòn. Chính vì vậy, trong nghiên cứu này nhóm tác giả đề xuất 1 mô hình Markov ẩn (hidden Markov model - HMM) hiệu quả để phát hiện các khu vực bị ăn mòn trên bề mặt của đường ống dẫn khí. Mô hình HMM của nhóm tác giả được huấn luyện trên máy tính cá nhân và có thể được triển khai trên các thiết bị có tài nguyên tính toán hạn chế như điện thoại, laptop, để các kỹ thuật viên có thể theo dõi các khu vực bị ăn mòn trên đường ống dẫn khí trong thời gian thực.

2. Phát hiện ăn mòn trên đường ống dẫn khí

Quy trình phát hiện ăn mòn đường ống dẫn khí được trình bày trong Hình 1. Việc phát hiện ăn mòn được tiến hành qua 3 bước với đầu vào là 1 ảnh RGB chứa 1 đoạn đường ống dẫn khí và đầu ra là vùng ảnh chứa các vị trí bị ăn mòn của đoạn đường ống.



Hình 1. Quá trình phát hiện ăn mòn đường ống dẫn khí dựa trên trí tuệ nhân tạo.

2.1. Tiền xử lý (pre-processing)

Do ảnh đầu vào có thể được chụp từ các thiết bị khác nhau (mobile phone, UAV, máy ảnh thường) trong các điều kiện môi trường khác nhau (tay chụp rung, sương mù, mưa, tối trời...) nên ảnh có thể chứa nhiễu. Vì vậy, trước khi phát hiện vùng ăn mòn thì ảnh thu nhận được tiền xử lý để loại bỏ nhiễu. Các kỹ thuật giảm thiểu nhiễu được áp dụng trong nghiên cứu này là các phép toán hình thái học (mathematical morphology) gồm phép toán co giãn (dilation), phép loại bỏ vùng ảnh nhiễu (erosion), phép mở (opening) và phép đóng (closing), từ đó thu được ảnh sau khi đã được giảm thiểu nhiễu.

2.2. Phân đoạn và trích xuất các đặc trưng (segmentation and feature extraction)

Bước tiếp theo sau khi tiền xử lý ảnh là tiến hành phân đoạn (segmentation) để trích ra vùng ảnh chứa đoạn ống dẫn khí (gas pipe segment) cần phát hiện ăn mòn. Tại bước này, sẽ loại bỏ ảnh của các đối tượng xung quanh khu vực đường ống mà không phải đoạn ống dẫn khí (ví dụ đất, đá, cây cỏ, lá cây...); tiếp theo những vùng ảnh thuộc về ống dẫn khí sẽ được trích chọn đặc trưng. Nhóm tác giả lựa chọn 2 loại đặc trưng là biểu đồ tần suất màu (colour histogram) và đặc trưng kết cấu (texture) và kết hợp để xây dựng vector đặc trưng (feature vector) dùng cho quá trình huấn luyện và nhận dạng vùng bị ăn mòn. Lý do lựa chọn 2 đặc trưng này là việc tính toán đơn giản, màu đặc trưng của vùng bị ăn mòn thường có màu nâu đậm hoặc ngả vàng đồng thời đặc trưng kết cấu phản ánh tốt độ thô ráp trên bề mặt của vùng bị ăn mòn.

2.3. Mô hình Markov ẩn phát hiện vùng ăn mòn (HMM for corrosion detection)

Mô hình Markov ẩn [11] là mô hình học máy trí tuệ nhân tạo dựa trên xác suất thống kê trong đó hệ thống được mô hình hóa bằng một quá trình Markov với các tham số không biết trước. Mỗi mô hình HMM gồm bộ ba (π, A, B) , trong đó π là ma trận khởi tạo, A là ma trận chuyển trạng thái và B là ma trận quan sát. Trong bài toán này, nhiệm vụ của mô hình là xác định các tham số ẩn (vùng ăn mòn) từ các tham số quan sát được là vector đặc trưng trích xuất từ ảnh đầu vào sau khi đã được tiền xử lý và phân đoạn. Các tham số của mô hình được ước lượng (huấn luyện) sau đó sử dụng để thực hiện các phân tích áp dụng cho ảnh kế tiếp. Trong mô hình Markov, trạng thái được quan sát trực tiếp và được mã hóa thành vector đặc trưng từ ảnh, vì vậy các xác suất chuyển tiếp trạng thái là các tham số duy nhất. Mô hình Markov ẩn thêm

vào các đầu ra: mỗi trạng thái có xác suất phân bố trên các biểu hiện đầu ra có thể. Vì vậy, từ dãy của các biểu hiện được sinh ra bởi HMM sẽ không trực tiếp thấy được dãy các trạng thái. Để nhận dạng được vùng ăn mòn từ ảnh quan sát (chứa đoạn ống dẫn khí), trước hết HMM cần được huấn luyện để ước lượng các tham số của mô hình. Pha huấn luyện mô hình HMM được tiến hành như sau:

Cho X là vector ngẫu nhiên từ 1 tập hợp được tham số hóa, cần tìm θ sao cho $P(X|\theta)$ là cực đại. Yêu cầu này gọi là ước tính tối đa khả năng (maximum likelihood, ML) cho θ . Để ước tính θ , hàm hợp lý log (log likelihood function) được định nghĩa là:

$$L(\theta) = \ln P(X|\theta) \tag{1}$$

Trong đó:

X : Vector đặc trưng được trích chọn từ ảnh quan sát;

θ : Tham số của mô hình (gồm 3 ma trận π, A, B).

Hàm likelihood được coi là hàm của tham số θ cho dữ liệu X . Vì $\ln(x)$ là 1 hàm gia tăng nghiêm ngặt, giá trị của θ tối đa hóa cho $P(X|\theta)$ cũng tối đa cho $L(\theta)$.

Thuật toán EM [10] là 1 thủ tục lặp để tối đa hóa $L(\theta)$. Giả sử sau lần lặp thứ n ước tính hiện tại cho θ được đưa ra bởi θ_n . Vì mục tiêu là tối đa hóa $L(\theta)$, muốn tính toán một ước tính cập nhật θ thì:

$$L(\theta) > L(\theta_n) \tag{2}$$

Tương tự, muốn tối đa hóa sự khác biệt:

$$L(\theta) - L(\theta_n) = \ln P(X|\theta) - \ln P(X|\theta_n) \tag{3}$$

Trong các vấn đề về tồn tại dữ liệu, thuật toán EM cung cấp 1 khuôn khổ tự nhiên cho sự bao hàm của chúng. Nói cách khác, các biến ẩn có thể được giới thiệu hoàn toàn như thủ thuật để ước tính khả năng tối đa θ để kiểm soát. Trong trường hợp này, giả định việc biết rõ các biến ẩn sẽ làm cho việc tối đa hóa hàm có khả năng dễ dàng hơn. Có nghĩa là, biểu diễn các vector ngẫu nhiên ẩn bởi Z và được thể hiện bởi z . Tổng xác suất $P(X|\theta)$ có thể được viết theo các biến ẩn z như sau:

$$P(X|\theta) = \sum_z P(X|z, \theta) P(z|\theta) \tag{4}$$

Công thức (3) có thể viết lại như sau:

$$L(\theta) - L(\theta_n) = \ln \sum P(X|z, \theta) P(z|\theta) - \ln P(X|\theta_n) \tag{5}$$

Lưu ý rằng, biểu thức này liên quan đến logarit của 1 tổng. Sử dụng bất đẳng thức Jensen (Jensen's inequality) đã chứng minh rằng:

$$\ln \sum_{i=1}^n \lambda_i x_i \geq \sum_{i=1}^n \lambda_i \ln(x_i)$$

cho hằng số $\lambda_i \geq 0$ với $\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$. Kết quả này được áp dụng cho công thức (5) liên quan đến logarit của tổng được cung cấp các hằng số λ_i có thể được xác định. Xem xét để các hằng số có dạng $P(z|X, \theta_n)$. Vì $P(z|X, \theta_n)$ là 1 thước đo xác suất, ta có $P(z|X, \theta_n) \geq 0$ và $\sum_z P(z|X, \theta_n) = 1$ theo yêu cầu.

Từ công thức (5) hằng số $P(z|X, \theta_n)$ được đưa ra:

$$\begin{aligned} L(\theta) - L(\theta_n) &= \ln \sum_z P(X|z, \theta) P(z|\theta) - \ln P(X|\theta_n) \\ &= \ln \sum_z P(X|z, \theta) P(z|\theta) \cdot \frac{P(z|X, \theta_n)}{P(z|X, \theta_n)} - \ln P(X|\theta_n) \\ &= \ln \sum_z P(X|z, \theta) \left(\frac{P(X|z, \theta) P(z|\theta)}{P(z|X, \theta_n)} \right) - \ln P(X|\theta_n) \\ &\geq \sum_z P(z|X, \theta_n) \ln \left(\frac{P(X|z, \theta) P(z|\theta)}{P(z|X, \theta_n)} \right) - \ln P(X|\theta_n) \\ &= \sum_z P(z|X, \theta_n) \ln \left(\frac{P(X|z, \theta) P(z|\theta)}{P(z|X, \theta_n) P(X|\theta_n)} \right) \\ &\stackrel{\Delta}{=} \Delta(\theta|\theta_n) \end{aligned} \tag{6}$$

Từ công thức (6) có thể viết lại tương đương:

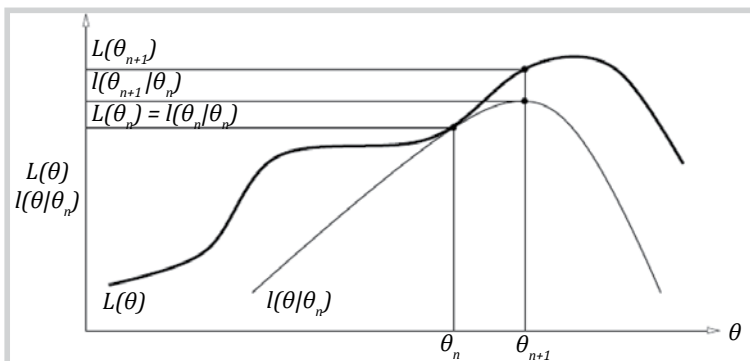
$$L(\theta) \geq L(\theta_n) + \Delta(\theta|\theta_n) \tag{7}$$

và để thuận tiện cho xác định $l(\theta|\theta_n) \stackrel{\Delta}{=} L(\theta_n) + \Delta(\theta|\theta_n)$ để mối quan hệ trong công thức (7) có thể được thể hiện rõ ràng:

$$L(\theta) \geq l(\theta|\theta_n)$$

Ta có 1 hàm $l(\theta|\theta_n)$ được giới hạn trên bởi hàm $L(\theta)$. Ngoài ra, có thể quan sát:

$$\begin{aligned} l(\theta_n|\theta_n) &= L(\theta_n) + \Delta(\theta_n|\theta_n) \\ &= L(\theta_n) + \sum_z P(z|X, \theta_n) \ln \frac{P(X|z, \theta_n) P(z|\theta_n)}{P(z|X, \theta_n) P(X|\theta_n)} \\ &= L(\theta_n) + \sum_z P(z|X, \theta_n) \ln \frac{P(X, z|\theta_n)}{P(X, z|\theta_n)} \\ &= L(\theta_n) + \sum_z P(z|X, \theta_n) \ln 1 \\ &= L(\theta_n) \end{aligned} \tag{8}$$



Hình 2. Biểu diễn đồ họa 1 lần lặp của thuật toán EM.

vì vậy đối với $\theta = \theta_n$ các hàm $l(\theta|\theta_n)$ và $L(\theta)$ bằng nhau.

Hàm $L(\theta|\theta_n)$ bị giới hạn trên bởi hàm $L(\theta)$. Các hàm có kết quả $= \theta_n$. Thuật toán EM chọn θ_{n+1} làm giá trị của θ mà $l(\theta|\theta_n)$ là cực đại. Vì $L(\theta) \geq l(\theta|\theta_n)$, tăng $l(\theta|\theta_n)$ sẽ đảm bảo giá trị của hàm $L(\theta)$ khả năng được tăng lên ở mỗi bước.

Mục tiêu của nhóm tác giả là chọn 1 giá trị θ sao cho $L(\theta)$ cực đại. Nghiên cứu chỉ ra rằng hàm $l(\theta|\theta_n)$ bị giới hạn trên bởi hàm $L(\theta)$, và giá trị của các hàm $l(\theta|\theta_n)$ và $L(\theta)$ bằng với ước tính hiện tại cho $\theta = \theta_n$. Vì vậy, bất kỳ θ làm tăng $l(\theta|\theta_n)$ sẽ làm tăng $L(\theta)$. Để $L(\theta)$ đạt được giá trị gia tăng lớn nhất có thể, thuật toán EM được gọi để lựa chọn θ sao cho $l(\theta|\theta_n)$ đạt cực đại. Nhóm tác giả biểu thị giá trị được cập nhật là θ_{n+1} . Quá trình này được minh họa trong Hình 2.

Pha nhận dạng sẽ được tiến hành như sau:

$$\begin{aligned} \theta_{n+1} &= \arg \max_{\theta} \{l(\theta|\theta_n)\} \\ \theta_{n+1} &= \arg \max_{\theta} \left\{ L(\theta_n) + \sum_x P(z|X, \theta_n) \right. \\ &\quad \left. \ln \frac{P(X|z, \theta) P(z|\theta)}{P(X|\theta_n) P(z|X, \theta_n)} \right\} \end{aligned} \tag{9}$$

Sau đó giảm các hằng số w.r.t. θ

$$\begin{aligned} &= \arg \max_{\theta} \{ \sum_x P(z|X, \theta_n) \ln P(X|z, \theta) P(z|\theta) \} \\ &= \arg \max_{\theta} \left\{ \sum_x P(z|X, \theta_n) \ln \frac{P(X, z, \theta) P(z, \theta)}{P(z, \theta) P(\theta)} \right\} \\ &= \arg \max_{\theta} \{ \sum_x P(z|X, \theta_n) \ln P(X, z|\theta) \} \\ &= \arg \max_{\theta} \{ E_{z|X, \theta_n} \{ \ln P(X, z|\theta) \} \} \end{aligned} \tag{10}$$

Trong công thức (9) các bước kỳ vọng và tối đa là đầy đủ, rõ ràng và hữu hạn. Do đó, thuật toán EM gồm việc lặp lại:

- E-step: Xác định kỳ vọng có điều kiện $E_{z|X, \theta_n} \{ \ln P(X, z|\theta) \}$

- M-step: Tối đa hóa biểu diễn liên quan đến θ

Tiếp đến thay thế hàm tối đa hóa $L(\theta)$ với hàm tối đa hóa gần với xác suất điều kiện $l(\theta|\theta_n)$. Thực tế là $l(\theta|\theta_n)$ tính đến dữ liệu không được quan sát hoặc bị thiếu dữ liệu Z . Trong trường hợp nhóm tác giả ước tính các biến này, các thuật toán EM cung cấp 1 nền tảng cho việc này. Ngoài ra, cách xử lý này khá thuận lợi để đưa ra các biến ẩn để tối đa hóa

$l(\theta|\theta N)$, điều này được đơn giản hóa nhờ kiến thức về các biến ẩn (so với tối đa hóa trực tiếp của $L(\theta)$).

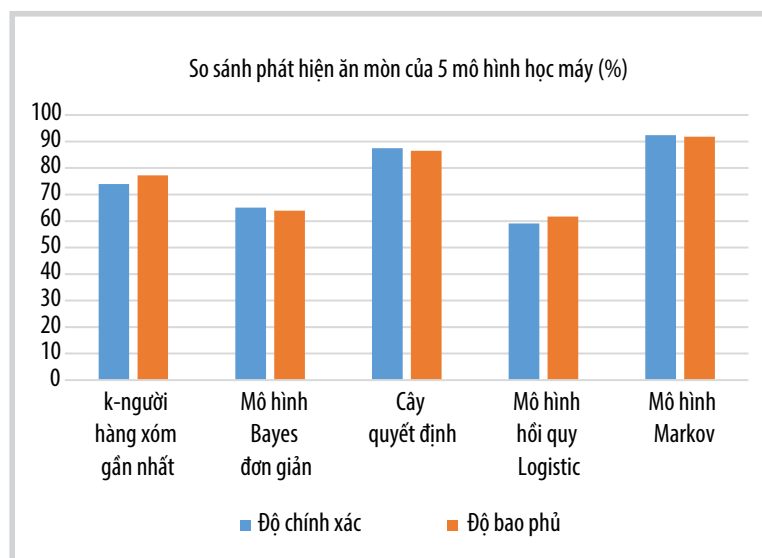
Các tính chất hội tụ của thuật toán EM được đề xuất bởi G. McLachlan và T. Krishnan [14]. Nhóm tác giả xem xét sự hội tụ chung của thuật toán. Vì θ_{n+1} là ước tính cho θ tối đa hóa sự khác biệt $\Delta(\theta|\theta_n)$. Bắt đầu với ước tính hiện tại cho θ , đó là θ_n , nhóm tác giả đã có $\Delta\theta/\theta_n = 0$. Vì θ_{n+1} được chọn để tối đa hóa $\Delta(\theta|\theta_n)$, mặt khác $\Delta(\theta_{n+1})/\theta_n \geq \Delta(\theta_n|\theta_n) = 0$, do đó đối với mỗi lần lặp, khả năng $L(\theta)$ là không thay đổi.

Khi thuật toán đạt đến 1 điểm cố định cho một số θ_n giá trị θ_n tối đa hóa $l(\theta)$. Vì L và l bằng nhau tại θ_n nếu L và l có khả năng khác nhau tại θ_n thì θ_n phải là một điểm dừng của L . Điểm dừng là không cần thiết, tuy nhiên là cực đại cục bộ. Kết quả cho thấy rằng có thể cho các thuật toán hội tụ đến cực tiểu địa phương hoặc điểm yên trong trường hợp bất thường.

Trong thuật toán EM mô tả ở trên, θ_{n+1} được chọn làm giá trị θ với $\Delta(\theta|\theta_n)$ cực đại hóa. Trong khi điều này đảm bảo sự gia tăng lớn nhất trong $L(\theta)$, tuy nhiên nó có thể làm nhẹ bởi yêu cầu tối đa hóa một trong những $\Delta(\theta|\theta_n)$ sao cho:

$$\Delta(\theta_{n+1})/\theta_n \geq \Delta(\theta_n|\theta_n) \tag{11}$$

Như vậy những điểm ảnh thỏa mãn các công thức (9) và (11) sẽ được đưa vào vùng bị ăn mòn trong ảnh kết quả.



Hình 3. So sánh hiệu quả phát hiện ăn mòn của 5 mô hình học máy.

Bảng 1. Kết quả phát hiện vùng ăn mòn

Mô hình học máy	Độ chính xác (%)	Độ bao phủ (%)
k-người hàng xóm gần nhất	73,91	77,25
Mô hình Bayes đơn giản	65,12	63,92
Cây quyết định	87,45	86,55
Mô hình hồi quy logistic	59,12	61,73
Mô hình Markov ẩn	92,36	91,85

3. Thử nghiệm và đánh giá

Để đánh giá hiệu quả của phương pháp đề xuất, nhóm nghiên cứu đã lựa chọn ra khoảng 5.000 ảnh có độ phân giải full HD (1.280 x 720 pixels) chụp những khu vực đường ống dẫn khí bị ăn mòn với các mức độ khác nhau từ tập dữ liệu gồm 140.000 ảnh được thu thập bởi Blossom Treasa Bastian và cộng sự [13]. Tập dữ liệu thử nghiệm được tiền xử lý theo thuật toán của nhóm tác giả sau đó được chia thành 10 phần. 9 phần dùng để huấn luyện và 1 phần dùng để nhận dạng những khu vực bị ăn mòn. Sau đó nhóm tác giả lặp lại quá trình này cho đến khi tất cả 10 phần được nhận dạng. Kết quả cuối cùng được tính trung bình trên cả 10 lần thử nghiệm. Phương pháp này gọi là kiểm tra chéo (10-fold cross validation) được dùng như một phương pháp chuẩn để đánh giá các mô hình trí tuệ nhân tạo.

Ngoài ra, nhóm tác giả cũng so sánh với một số phương pháp học máy khác, bao gồm mô hình k-nearest neighbors, mô hình Bayes đơn giản (naïve Bayes), mô hình cây quyết định (decision tree) và mô hình hồi quy logistic (logistic regression) theo cách thử nghiệm kiểm tra chéo 10 lần và kết quả về độ chính xác được trình bày trong Bảng 1.

Theo Bảng 1 và Hình 3, độ chính xác và độ bao phủ được tính so với thực tế bằng các thông số TP (true positive), FP (false positive), TN (true negative) và FN (false negative). Theo đó, mô hình HMM cho kết quả tốt nhất với trên 90% độ chính xác (precision) và độ bao phủ (recall). Tiếp theo là mô hình cây quyết định cho kết quả khả quan với trên 86% độ chính xác và độ bao phủ. Ở chiều ngược lại, mô hình hồi quy logistic cho kết quả thấp nhất. Điều này có thể giải thích là do mô hình hồi quy thường không phù hợp với bài toán phân loại với đầu vào là các vector đặc trưng nhiều

chiều (multi-dimensional feature vectors) như bài toán phát hiện vùng ăn mòn. Trong khi đó, HMM là một mô hình học máy có tính khái quát dữ liệu cao (generative models). Khi có đủ dữ liệu huấn luyện thì HMM thường cho kết quả tương đối khả quan đối với các bài toán nhận dạng từ ảnh như bài toán phát hiện ăn mòn đường ống dẫn khí. Ngoài ra, mô hình cây quyết định cũng cho kết quả tương đối tốt do việc phân loại khá hiệu quả dựa trên vector đặc trưng đã được trích xuất. Các mô hình khác như k-nearest neighbors và Bayes đơn giản cho kết quả trung bình: Bayes đơn giản dựa trên giả định là các đặc trưng độc lập hoàn toàn, điều này có thể thiếu chính xác vì độ nhò nhám của vùng ăn mòn có thể liên quan đến màu của vùng bị ăn mòn; k-nearest neighbors chưa tận dụng được các mối liên quan giữa các vector đặc trưng trong tập dữ liệu. Trực quan hóa kết quả so sánh được trình bày trong Hình 3.

4. Kết luận

Bài báo đã trình bày kết quả bước đầu ứng dụng trí tuệ nhân tạo là mô hình học máy Markov ẩn để nhận dạng vùng bị ăn mòn trên đường ống dẫn khí. Phương pháp đề xuất của nhóm tác giả gồm 3 bước: tiền xử lý ảnh đầu vào; phân đoạn và trích chọn các đặc trưng biểu đồ tần suất màu và đặc trưng kết cấu; cuối cùng là dùng mô hình học máy được huấn luyện từ các vector đặc trưng để nhận dạng vùng ăn mòn trên đường ống dẫn khí. Kết quả thử nghiệm ban đầu cho thấy phương pháp đề xuất có nhiều tiềm năng cải tiến để ứng dụng rộng rãi trên thực tiễn.

Theo kế hoạch, nhóm tác giả sẽ cải tiến mô hình đã đề xuất bằng các mô hình trí tuệ nhân tạo tiên tiến như học sâu và xây dựng các robot tự động thu nhận ảnh của đường ống dẫn khí trong các môi trường khác nhau (bao gồm cả dưới nước) để thúc đẩy mạnh mẽ hơn nữa các mô hình trí tuệ nhân tạo, nâng cao quá trình tự động hóa trong việc dò tìm, đánh giá và theo dõi mức độ ăn mòn cũng như phát hiện nhanh những rủi ro tiềm ẩn đối với hệ thống đường ống dẫn dầu khí.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của nhiệm vụ khoa học và công nghệ cấp Quốc gia: "Nghiên cứu, xây dựng giải pháp trực tuyến đánh giá và quản lý rủi ro phục vụ công tác kiểm định thiết bị công nghiệp", Mã số KC.01.15/16-20.

Tài liệu tham khảo

[1] Gerhardus Koch, Jeff Varney, Neil Thopson, Oliver Moghissi, Melissa Goud, and Joe Payer, "International

measures of prevention, application, and economics of corrosion technologies study", *NACE International*, 2016.

[2] Duzgun Agdas, Jennifer A. Rice, Justin R. Martinez, and Ivan R. Lasa, "Comparison of visual inspection and structural-health monitoring as bridge condition assessment methods", *Journal of Performance of Constructed Facilities*, Vol. 30, No. 3, pp. 1 - 10, 2016. DOI: 10.1061/(ASCE)CF.1943-5509.0000802.

[3] Marat Enikeev, Irek Gubaydullin, and Marina Maleeva, "Analysis of corrosion process development on metals by means of computer vision", *Engineering Journal*, Vol. 21, No. 4, pp. 183 - 192, 2017. DOI: 10.4186/ej.2017.21.4.183.

[4] Flávio Felix Feliciano, Fabiana Rodrigues Leta, and Fernando Benedicto Mainier, "Texture digital analysis for corrosion monitoring", *Corrosion Science*, Vol. 93, pp. 138 - 147, 2015. DOI: 10.1016/j.corsci.2015.01.017.

[5] Po-Han Chen, Ya-Ching Yang, and Luh-Maan Chang, "Automated bridge coating defect recognition using adaptive ellipse approach", *Automation in Construction*, Vol. 18, No. 5, pp. 632 - 643, 2009. DOI: 10.1016/j.autcon.2008.12.007.

[6] Amjad Khan, Syed Saad Azhar Ali, Atif Anwer, Syed Hasan Adil, and Fabrice Mériaudeau, "Subsea pipeline corrosion estimation by restoring and enhancing degraded underwater images", *IEEE Access*, Vol. 6, pp. 40585 - 40601, 2018. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2855725.

[7] M. Khayatadzad, L. De Pue, and W. De Waele, "Detection of corrosion on steel structures using automated image processing", *Developments in the Built Environment*, Vol. 3, 2020. DOI: 10.1016/j.dibe.2020.100022.

[8] Luca Petricca, Tomas Moss, Gonzalo Figueroa, and Stian Broen. "Corrosion detection using AI: A comparison of standard computer vision techniques and deep learning model", *The 6th International Conference on Computer Science, Engineering and Information Technology, Vienna, Austria, 21 - 22 May 2016*. DOI: 10.5121/csit.2016.60608.

[9] Tom Gibbons, Gareth Pierce, Keith Worden, and Ifigeneia Antoniadou, "A Gaussian mixture model for automated corrosion detection in remanufacturing", *16th International Conference on Manufacturing Research ICMR*, 11 - 13 September 2018. DOI: 10.3233/978-1-61499-902-7-63.

[10] Francisco Bonnin-Pascuala and Alberto Ortiz, "Corrosion detection for automated visual inspection",

Developments in Corrosion Protection. InTech, 2014, pp. 619 - 632. DOI: 10.5772/57209.

[11] Kristie Seymore, Andrew McCallum, and Ronald Rosenfeld, "Learning hidden Markov model structure for information extraction", *AAAI Technical Report WS-99-11*, pp. 37 - 42, 1999.

[12] Yasuo Matsuyama, "Hidden Markov model estimation based on alpha-EM algorithm: Discrete and continuous alpha-HMMs", *International Joint Conference*

on Neural Networks, USA, 31 July - 5 August 2011. DOI: 10.1109/IJCNN.2011.6033304.

[13] Blossom Treasa Bastian, N. Jaspreeth, S. KumarRanjithb, and C.V. Jiji, "Visual inspection and characterization of external corrosion in pipelines using deep neural network", *NTD & E International*, No. 107, pp. 102 - 134, 2019. DOI: 10.1016/j.ndteint.2019.102134.

[14] G. McLachlan and T. Krishnan, *The EM algorithm and extensions, 2nd edition*. John Wiley & Sons, 2008.

AUTOMATED GAS PIPELINE CORROSION DETECTION WITH ARTIFICIAL INTELLIGENCE

Le Huy Thuong¹, Nguyen Van Ngo¹, Nguyen Tuan Linh²

¹Cortek Co. Ltd.

²Posts and Telecommunications Institute of Technology

Email: thuonglehuy@cortek.vn

Summary

The article presents a method to detect gas pipeline corrosion using artificial intelligence to analyse visual images with 3 steps: preprocessing of input images; segmentation and extraction of histogram features and texture features; and proposing to use the hidden Markov model trained from feature vectors capable of automatically analysing the camera images and identifying eroded areas of the gas pipeline. An initial experiment on a dataset of over 5000 published oil pipeline images shows the proposed method achieves results with over 90% accuracy.

Key words: Corrosion, gas pipeline, hidden Markov model, artificial intelligence.

CHIẾN LƯỢC QUẢN LÝ DANH MỤC ĐẦU TƯ CỦA CÁC CÔNG TY DẦU TRONG XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

Phan Thị Mỹ Hạnh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-04>

Tóm tắt

Trước xu hướng chuyển dịch năng lượng, một số kịch bản chuyển đổi năng lượng vẫn dự báo nhu cầu dầu toàn cầu đạt tối thiểu 87 triệu thùng/ngày vào năm 2030 [1]. Dầu và khí vẫn sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong suốt giai đoạn dịch chuyển sang năng lượng carbon thấp, năng lượng tái tạo [2]. Bài báo phân tích chiến lược quản lý danh mục đầu tư trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, kết quả chuyển đổi danh mục đầu tư của các công ty dầu mỏ trong thời gian qua và cách tiếp cận để xây dựng danh mục đầu tư cân bằng, đảm bảo tăng trưởng và phát triển bền vững.

Từ khóa: Quản lý danh mục đầu tư, tái cân bằng danh mục đầu tư, chuyển dịch năng lượng.

1. Giới thiệu

Sau hơn một thế kỷ tăng trưởng, nhu cầu về dầu có khả năng đạt đỉnh và dự báo có khả năng suy giảm trong giai đoạn 2030 - 2040 [2, 3]. Có 5 yếu tố tác động chủ yếu làm giảm nhu cầu về dầu:

- Bảo vệ môi trường: Nhận thức xã hội ngày càng cao hơn về ảnh hưởng xấu của nhiên liệu hóa thạch đến môi trường. Các chính phủ cũng đưa ra chính sách về thuế môi trường và khuyến khích phát triển các loại năng lượng tái tạo. Do đó, các nguồn năng lượng thay thế này sẽ ngày càng cạnh tranh hơn so với dầu mỏ [3].

- Cuộc chạy đua về công nghệ: Nhờ vào sự liên tục đổi mới công nghệ, chi phí phát triển các loại năng lượng tái tạo đang giảm xuống với tốc độ nhanh hơn nhiều so với tốc độ giảm chi phí của hoạt động khai thác dầu [3]. Những đột phá trong công nghệ pin sẽ có lợi cho phát triển các loại xe điện và sản xuất điện hơn là khai thác nhiên liệu hóa thạch [3].

- Xu hướng điện khí hóa toàn cầu: Một số quốc gia đang hướng tới việc loại bỏ ô tô sử dụng động cơ đốt trong. Đồng thời, việc sử dụng xe điện sẽ tăng lên khi tổng các loại chi phí liên quan đến việc sở hữu xe điện

giảm. Tuy nhiên, xu hướng gia tăng sở hữu xe điện sẽ ít ảnh hưởng đến nhu cầu về nhiên liệu xăng dầu hơn so với dự kiến bởi vì một phần sản lượng điện bổ sung (do tăng nhu cầu sử dụng điện) sẽ được tạo ra từ các sản phẩm khí hoặc dầu [3]. Mặc dù vậy, giá xăng dầu có thể bị ảnh hưởng do xu hướng cạnh tranh ngày càng cao hơn từ các nguồn nhiên liệu khác [3].

- Cuộc cách mạng xanh đang diễn ra trên thế giới: Chính phủ một số nước ban hành các chính sách công nhằm cắt giảm khí thải như: cấm taxi sử dụng động cơ đốt trong, hạn chế đỗ xe, thu phí tắc nghẽn trong giờ cao điểm, tạo tuyến đường ưu tiên cho các phương tiện giao thông công cộng [3]. Các chính sách bảo vệ môi trường này kết hợp với các xu hướng xã hội như việc chia sẻ sử dụng xe hơi nhiều hơn đang có tác động giảm lượng tiêu thụ xăng dầu [3].

- Các nước nhập khẩu dầu hướng tới mục tiêu tự túc về năng lượng: Nguồn cung dầu trên toàn cầu phụ thuộc nhiều vào các nước Trung Đông vốn không ổn định về chính trị và đây là mối lo ngại của các quốc gia nhập khẩu dầu lớn. Để đối phó, chính phủ các quốc gia này đang ban hành hàng loạt các chính sách khuyến khích như hỗ trợ, trợ cấp sử dụng năng lượng thay thế hoặc phạt nếu mức phát thải carbon cao hơn tỷ lệ quy định để giảm sự phụ thuộc vào hydrocarbon [3].

Các giải pháp năng lượng tái tạo (như điện gió và điện



Ngày nhận bài: 26/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26 - 29/10/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

mặt trời) với chi phí ngày càng giảm, sự thịnh hành của xe điện ở các thành phố lớn và chính sách thuế CO₂ của chính phủ các nước để giảm phát thải khí nhà kính [3].

Xu hướng chuyển dịch sang các loại năng lượng sạch, năng lượng tái tạo trong tương lai có thể tạo ra sự không ổn định đối với ngành công nghiệp dầu khí. Các doanh nghiệp dầu khí phải đối mặt với lựa chọn: (i) nên tiếp tục hoạt động trong lĩnh vực dầu mỏ hay (ii) nên chuyển dịch danh mục đầu tư theo hướng phát triển năng lượng xanh.

2. Quản lý danh mục đầu tư trong xu hướng chuyển dịch năng lượng

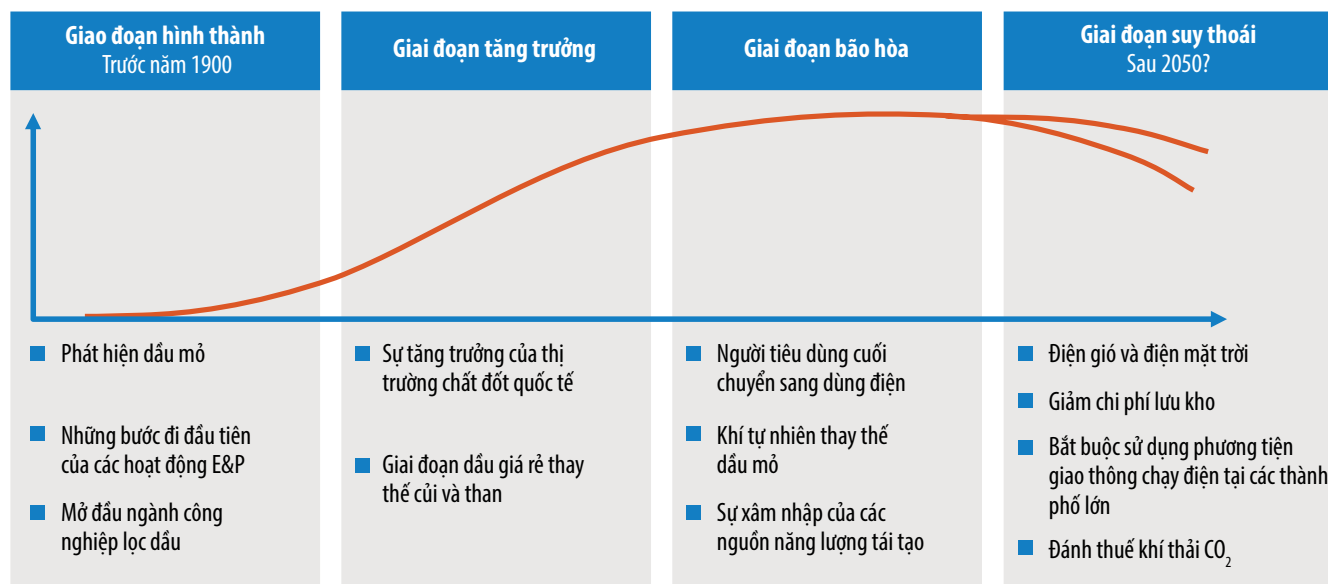
Giá dầu đạt đỉnh vào năm 2009 và sau đó sụt giảm mạnh, sâu và kéo dài. Các công ty dầu khí liên tiếp gặp khó khăn, hàng loạt các vụ phá sản đã xảy ra. Chi phí đầu tư đạt đỉnh 750 tỷ USD vào năm 2014 và giảm mạnh xuống còn 285 tỷ USD vào năm 2020 [1].

Một số kịch bản chuyển đổi năng lượng vẫn dự báo nhu cầu dầu toàn cầu đạt tối thiểu 87 triệu thùng/ngày

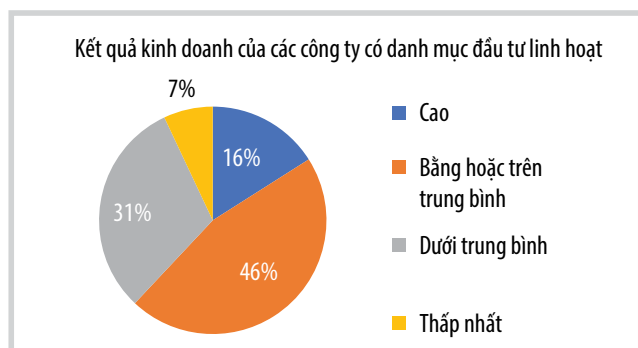
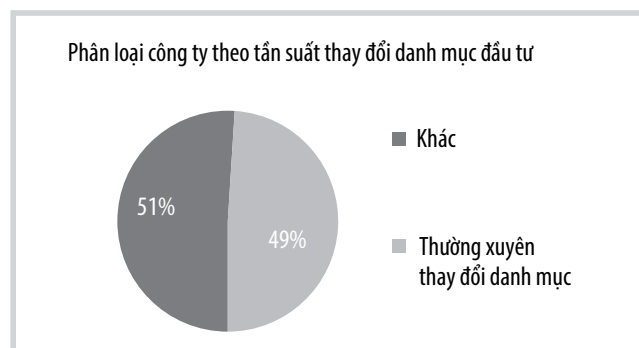
vào năm 2030 [1]. Dầu và khí vẫn sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng trên toàn cầu trong suốt giai đoạn dịch chuyển sang năng lượng carbon thấp, năng lượng tái tạo [2]. Tuy nhiên, thập kỷ tiếp theo có thể sẽ là thách thức lớn đối với các doanh nghiệp dầu khí khi quá trình chuyển đổi năng lượng tăng tốc.

Việc mở rộng đầu tư phát triển các nguồn năng lượng mới để thích ứng với sự thay đổi là cần thiết và quan trọng trong chiến lược quản lý danh mục đầu tư. Tuy nhiên, việc xác định sẽ tiếp tục với lĩnh vực năng lượng hóa thạch trong bao lâu và nên mở rộng đầu tư phát triển các loại năng lượng mới vào khi nào và phạm vi, quy mô đầu tư nên như thế nào để đảm bảo sự cân bằng của danh mục đầu tư nhằm duy trì sự tăng trưởng, phát triển bền vững của các công ty dầu khí thì lại không đơn giản [1].

Để giúp các công ty dầu khí có cơ sở tham khảo trong việc phân bổ vốn và chuyển đổi danh mục đầu tư, Deloitte đã nghiên cứu, phân tích kết quả chuyển đổi danh mục đầu tư của 286 doanh nghiệp trong ngành từ năm 2010 - 2020.



Hình 1. Đường cong xu hướng bão hòa của ngành dầu mỏ. Nguồn: Athur D Litte.



Hình 2. Kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp có danh mục đầu tư linh hoạt. Nguồn: Deloitte.

Liên tục thay đổi danh mục đầu tư không chắc sẽ đem lại kết quả kinh doanh tốt

Việc xây dựng danh mục đầu tư cho phép linh hoạt thay đổi (đặc biệt bao gồm các dự án dầu đá phiến với chu kỳ đầu tư ngắn) có thể tạo ra tác động lớn [1]. Tuy nhiên, nếu việc tái cơ cấu danh mục đầu tư được thực hiện liên tục quá mức, vội vã theo chu kỳ giá dầu có thể phá hủy giá trị và lòng tin của các bên liên quan [1]. Các công ty có chiến lược dài hạn và cân nhắc kỹ càng trong việc xây dựng danh mục đầu tư thường mang lại kết quả tốt hơn [1]. Trên thực tế, chỉ 16% trong số các công ty thường xuyên thay đổi danh mục đầu tư đạt kết quả kinh doanh cao [1].

Quy mô lớn và hoạt động tích hợp không bảo đảm cho sự thành công

Trong số các doanh nghiệp (không phải NOC) có doanh thu trên 10 tỷ USD hoặc hoạt động tích hợp, kết quả kinh doanh chủ yếu ở mức trung bình hoặc dưới trung bình trong 10 năm qua [1] chỉ có 28% doanh nghiệp đạt hiệu quả kinh doanh cao và chỉ có 3 doanh nghiệp nằm trong Top 10 công ty hoạt động tốt nhất [1]. Nhiều NOC hoạt động tốt hơn vì có lợi thế về chi phí sử dụng nguồn tài nguyên, khả năng tiếp cận thị trường và chịu được áp lực cao tại một số lĩnh vực [1].

Xu hướng phát triển năng lượng xanh không có nghĩa dầu mỏ không còn hấp dẫn

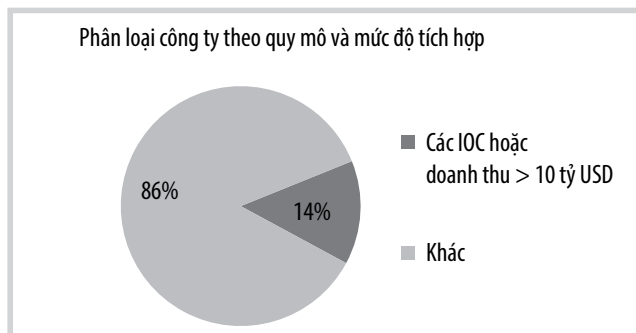
Theo nghiên cứu, 2/3 số công ty có danh mục đầu tư tập trung nhiều về dầu mang lại hiệu quả trên mức trung bình [1]. Ngay cả khi nhu cầu dầu đạt đỉnh, mức cầu về dầu được dự báo sẽ chỉ giảm xuống dần trong những thập kỷ tới và duy trì ở mức trên 87 triệu thùng/ngày cho đến cuối thập kỷ này [1]. Để thay thế lượng tiêu thụ hàng năm và bù đắp sự suy giảm mỏ tự nhiên, thế giới sẽ cần đầu tư hơn 525 tỷ USD/năm vào các dự án dầu khí [1].

Không phải mọi chuyển dịch sang năng lượng xanh đều đem lại kết quả tốt và có thể mở rộng đầu tư

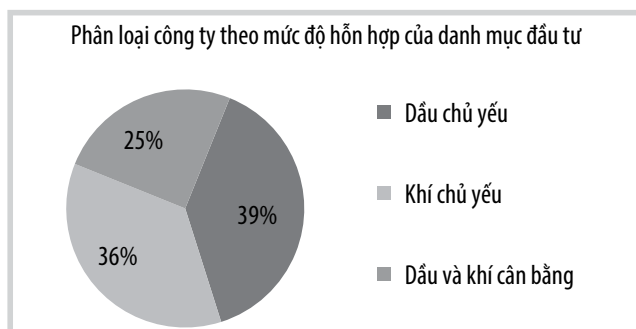
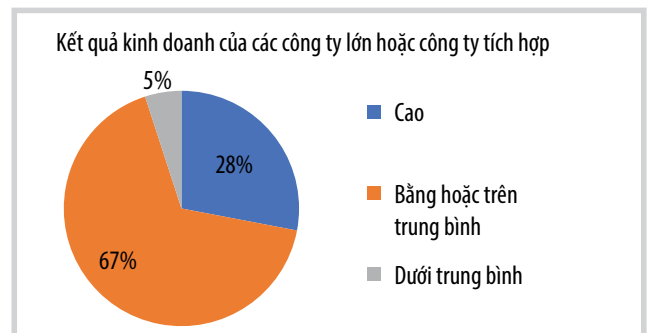
Trong số các doanh nghiệp đã điều chỉnh danh mục đầu tư sang các loại năng lượng có hàm lượng carbon thấp và năng lượng tái tạo, chỉ 9% có hiệu quả tài chính cao [1]. Điều này cho thấy sự quan trọng của cách tiếp cận chiến lược và có chủ đích trong việc điều chỉnh danh mục đầu tư [1]. Mặc dù xu hướng chuyển dịch năng lượng xanh là tất yếu trong trung và dài hạn, nhưng việc tạo ra sự cân bằng hợp lý giữa năng lượng hóa thạch và năng lượng xanh vẫn rất cần thiết trong ngắn hạn [1].

Không phải cứ khai thác dầu truyền thống là hiệu quả tốt hơn so với hoạt động rủi ro cao như khai thác dầu đá phiến

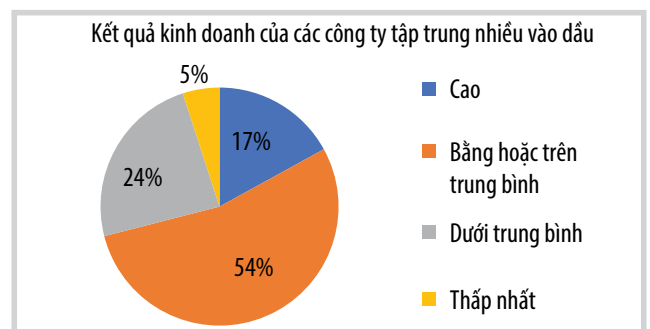
Nhiều doanh nghiệp dầu mỏ không đầu tư khai thác dầu đá phiến do chi phí sản xuất cao. Tuy nhiên, thực tế cho thấy nếu chỉ tập trung đầu tư vào khai thác dầu truyền thống ở trên bờ và khu vực nước sâu vẫn có thể đạt hiệu

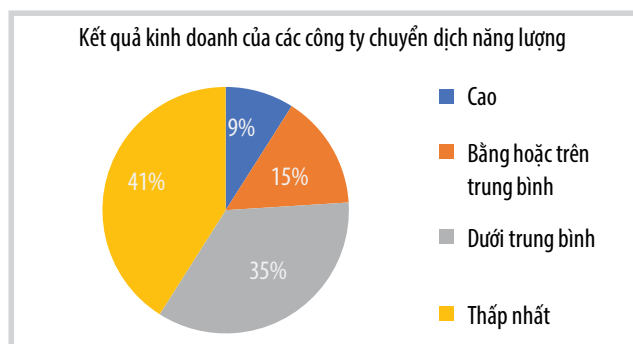
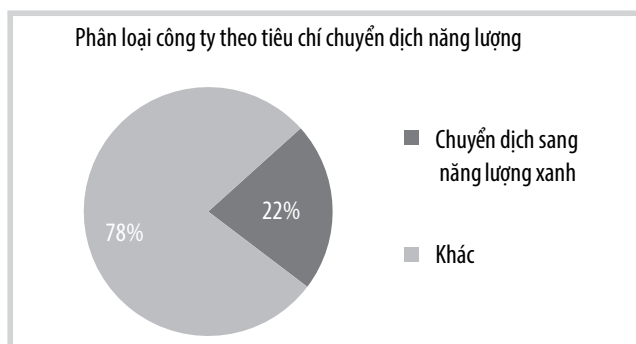


Hình 3. Kết quả kinh doanh của các công ty dầu mỏ có quy mô lớn. Nguồn: Deloitte.

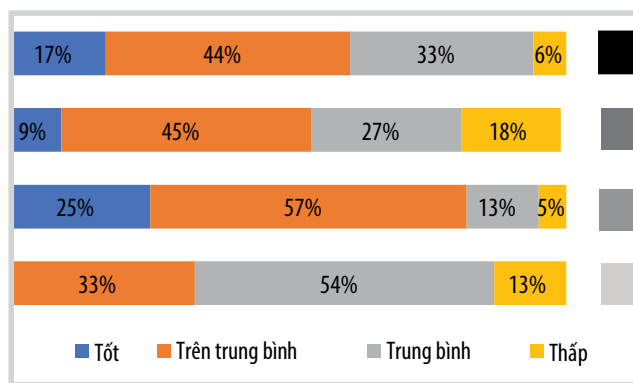
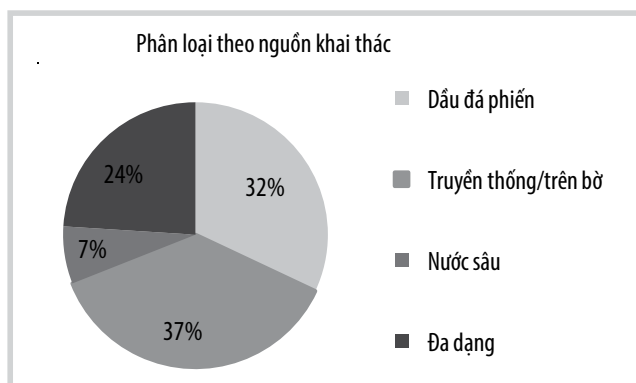


Hình 4. Kết quả kinh doanh của những công ty có danh mục đầu tư chủ yếu vào dầu mỏ. Nguồn: Deloitte.





Hình 5. Kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp có danh mục đầu tư chuyển dịch năng lượng. Nguồn: Deloitte.



Hình 6. Kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp được phân loại theo nguồn dầu khai thác. Nguồn: Deloitte.

quả thấp hoặc dưới mức trung bình, đặc biệt là hoạt động khai thác ở khu vực nước sâu. Điều này cho thấy, việc khai thác dầu ở đâu không quan trọng bằng chiến lược hoạt động như thế nào. Tối ưu hiệu quả hoạt động vẫn là yếu tố quyết định để tạo nên sự khác biệt về giá trị.

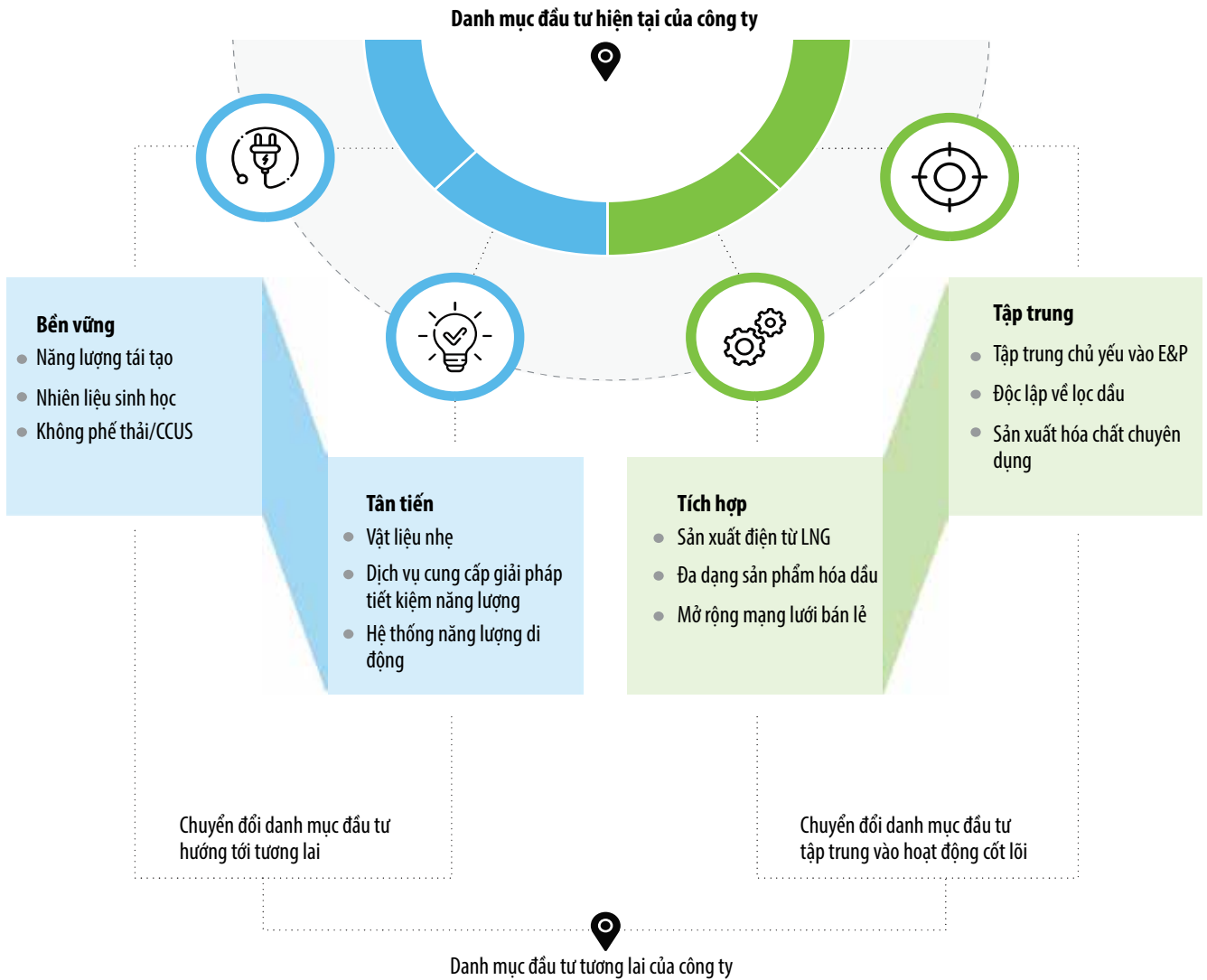
Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, các doanh nghiệp dầu mỏ cần có 1 danh mục đầu tư phù hợp để đảm bảo tăng trưởng và phát triển mạnh mẽ. Danh mục đầu tư sẽ cần được rà soát, điều chỉnh, tái cơ cấu để cải thiện hiệu quả tài chính và đẩy nhanh tốc độ tăng trưởng [4]. Điều này không chỉ là thoái vốn khỏi lĩnh vực kinh doanh không liên quan đến hoạt động cốt lõi mà còn là đầu tư vào những cơ hội mới có thể đem lại giá trị gia tăng tốt hơn [4]. Các công nghệ carbon thấp hơn (như thu hồi, lưu giữ carbon và sản xuất điện tái tạo) có thể được bổ sung thêm vào các dự án đầu tư nhiên liệu hóa thạch truyền thống như: đá phiến, khí tự nhiên hóa lỏng và lọc dầu [4].

Mặc dù từng doanh nghiệp phải đối diện với những thách thức riêng, nhưng việc áp dụng cách tiếp cận phù hợp để tối ưu hóa danh mục đầu tư sẽ rất quan trọng [4]. Danh mục đầu tư cần tập trung cân bằng giữa 3 yếu tố: phạm vi, quy mô, cơ hội tăng trưởng và có thể sẽ phải đánh đổi giữa 3 yếu tố này để có được sự cân bằng [4]. Mỗi doanh nghiệp sẽ phải xây dựng danh mục đầu tư phù hợp với hoàn cảnh mới để thúc đẩy chiến lược tổng thể [4].

Các doanh nghiệp dầu mỏ hiện nay đã bắt đầu thích ứng với việc chuyển đổi năng lượng. Nhiều công ty đã thực hiện tái cân bằng danh mục đầu tư, bổ sung thêm các loại dự án năng lượng carbon thấp và năng lượng tái tạo để hỗ trợ tăng trưởng mạnh mẽ hơn trong tương lai [4]. Tuy nhiên, một số doanh nghiệp quy mô lớn và đã có sự chuyển dịch sang năng lượng xanh, sạch hơn không đạt được hiệu quả tài chính tương xứng. Điểm mấu chốt là phải đảm bảo sự cân bằng giữa (i) các cơ hội đầu tư mới cho tăng trưởng trong tương lai và (ii) tập trung vào cơ hội đầu tư cho lĩnh vực truyền thống mang tính cốt lõi [4]. Đầu tư vào các lĩnh vực mới đòi hỏi sự đánh đổi và sự tăng lên về phạm vi có thể đồng nghĩa với việc giảm về quy mô [4]. Ví dụ, đầu tư nhiều hơn vào sản xuất điện tái tạo có thể dẫn đến giảm đầu tư mới cùng với việc tăng thoái vốn đối với các tài sản dầu khí truyền thống [4].

Cho đến nay, các IOC tham vọng nhất cũng chỉ dành ngân sách nhất định để đầu tư dự án carbon thấp do hạn chế về cơ hội đầu tư và lo ngại về khả năng sinh lời [4]. Tuy nhiên, khi nền kinh tế carbon thấp tiếp tục phát triển theo thời gian, các công ty dầu khí có xu hướng mở rộng đầu tư vào năng lượng tái tạo, năng lượng có hàm lượng carbon thấp hơn và chuyển đổi sản xuất một số sản phẩm lọc dầu sang nhiên liệu sinh học [4].

Sự thành công của tốc độ chuyển đổi và mức độ

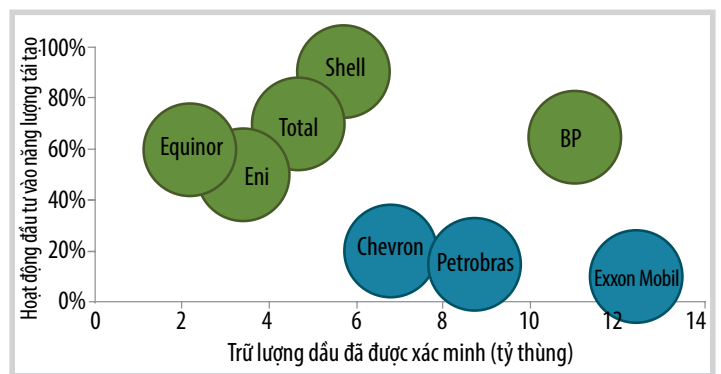


Hình 7. Cân bằng danh mục đầu tư giữa duy trì đầu tư cho khai thác dầu khí cốt lõi và đầu tư phát triển năng lượng sạch [4].

chuyển đổi từ các tài sản dầu khí truyền thống sang các loại tài sản phù hợp với xu hướng phát triển năng lượng sạch sẽ phụ thuộc vào vị thế hiện tại của từng doanh nghiệp và sự linh hoạt trong hoạt động [4].

Các doanh nghiệp có trữ lượng dầu thấp đang dịch chuyển sang năng lượng tái tạo nhanh hơn để phát triển danh mục đầu tư đa dạng và sớm đạt được sự ổn định [2, 3]. Những doanh nghiệp có trữ lượng dầu lớn, đặc biệt là các NOC và các công ty dầu mỏ lớn của Mỹ có điểm hòa vốn thấp, đang lựa chọn chiến lược chuyển dịch sang năng lượng tái tạo với tốc độ chậm hơn [2, 3]. Riêng BP mặc dù có trữ lượng dầu lớn nhưng đi ngược xu hướng này và đang đầu tư tích cực vào năng lượng tái tạo [2].

Nhờ vào chính sách kiểm soát, quản lý trữ lượng, các NOC sẽ sản xuất phần lớn lượng dầu trên toàn cầu, đồng thời gia tăng sự tích hợp trong suốt



Hình 8. Mối liên hệ giữa các công ty có trữ lượng dầu mỏ lớn và hoạt động chuyển đổi sang năng lượng sạch [2].

chuỗi giá trị lọc và hóa dầu [2, 3]. Không chỉ bị hạn chế trong việc tiếp cận tài nguyên hóa thạch, các IOC còn phải chịu các áp lực về môi trường từ phía cổ đông, khách hàng, các tổ chức hành động vì môi trường... dẫn dắt xu hướng chuyển dịch năng lượng [2, 3].

Các doanh nghiệp này sẽ thâm nhập vào thị trường dịch vụ năng lượng thiết yếu, sản xuất và bán điện cho người dùng cuối, đồng thời khai thác mạng lưới trạm nhiên liệu hiện có để cung cấp các loại năng lượng cho khách hàng [3].

3. Kết luận

Triển vọng của ngành công nghiệp dầu mỏ đang thay đổi đáng kể trong vòng 10 năm qua. Ngành công nghiệp dầu mỏ đang phải đối mặt với các thách thức lớn như sự cạn kiệt của nguồn nguyên liệu hóa thạch, chi phí khai thác dầu khí ngày càng tăng, các tiêu chuẩn về bảo vệ môi trường ngày càng nghiêm ngặt. Những công nghệ mới về sản xuất năng lượng xanh, sạch hơn đang liên tục ra đời và ngày càng hoàn thiện hơn giúp giảm giá thành sản xuất đang là cơ hội mới cho các doanh nghiệp dầu khí xem xét, tái cơ cấu danh mục đầu tư theo hướng phát triển năng lượng xanh. Mặc dù phát triển năng lượng xanh đang là xu hướng và nhu cầu về dầu mỏ không còn tăng trưởng cao như trước nhưng vẫn sẽ tiếp tục duy trì ổn định trong vài thập kỷ tới. Để duy trì tăng trưởng và phát triển bền vững, các doanh nghiệp cần xem xét, điều chỉnh chiến lược kinh doanh cho phù hợp và xây dựng danh mục đầu tư đảm bảo cân bằng, hợp lý giữa việc duy trì hoạt động khai thác, sản xuất dầu khí với đầu tư vào năng lượng tái tạo. Các doanh nghiệp cần tận dụng tốt

khả năng cạnh tranh và cơ hội đổi mới để xây dựng danh mục đầu tư phù hợp, nhằm đối phó với những biến động và xu hướng thay đổi trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

[1] JPT, "Portfolio management: As green technologies grow, oil companies have a choice to make, 18/5/2021. [Online]. Available: <https://jpt.spe.org/portfolio-management-as-green-technologies-grow-oil-companies-have-a-choice-to-make>.

[2] Matthias J.Pickl, "The renewable energy strategies of oil majors - From oil to energy?", *Energy Strategy Reviews*, Vol. 26, 2019. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100370.

[3] Daniel Monzon, Rodolfo Guzman, Zaap Kalkman, Stephen Rogers, Augusto Kinbaum, "Shaping the oil company of the future", 2019. [Online]. Available: <https://www.adlittle.com/en/insights/prism/shaping-oil-company-future>.

[4] Amy Chronis, Kate Hardin, Thomas Shattuck, "Portfolio transformation in oil, gas, and chemicals: Balancing scale, scope, and growth", 17/5/2021. [Online]. Available: <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/portfolio-transformation-oil-gas-chemicals.html>.

PORTFOLIO MANAGEMENT STRATEGIES OF OIL COMPANIES IN THE ENERGY TRANSITION TREND

Phan Thi My Hanh

Vietnam Petroleum Institute

Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

Summary

In light of the energy transition trend, some energy conversion scenarios still forecast the global oil demand will amount to at least 87 million barrels/day in 2030 [1]. Oil and gas will continue to play an important role during the transition to low-carbon and renewable energy [2]. This article analyses portfolio management strategies in the energy transition trend, the results of recent portfolio transformation of some oil companies and an approach to develop a balanced portfolio to ensure sustainable growth and development.

Key words: Portfolio management, portfolio rebalancing, energy transition.

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG DỮ LIỆU ẢNH VỆ TINH SENTINEL 1 TRONG PHÁT HIỆN VÀ PHÂN LOẠI VẾT DẦU TRẦN TRÊN BIỂN

Trình Lê Hùng, Lê Văn Phú

Học viện Kỹ thuật Quân sự

Email: trinhlehung@lqdtu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-05>

Tóm tắt

Sentinel là tên của các vệ tinh quan sát trái đất thuộc Chương trình Copernicus của Cơ quan Hàng không Vũ trụ châu Âu (ESA), bao gồm các vệ tinh từ Sentinel 1 đến Sentinel 6. Dữ liệu ảnh vệ tinh Sentinel rất đa dạng, bao gồm cả ảnh quang học và radar, được cung cấp hoàn toàn miễn phí, sử dụng rộng rãi và hiệu quả trong nghiên cứu trái đất.

Bài báo trình bày giải pháp sử dụng ảnh vệ tinh siêu cao tần Sentinel 1 trong phát hiện và giám sát ô nhiễm tràn dầu trên biển, thử nghiệm cho khu vực vùng biển Mauritius (châu Phi). Phương pháp phân ngưỡng tự động Otsu được áp dụng để chiết tách các vết dầu trên biển từ ảnh SAR Sentinel 1A. Quá trình xử lý được thực hiện trên nền tảng điện toán đám mây Google Earth Engine (GEE). Kết quả nghiên cứu góp phần hoàn thiện cơ sở khoa học của phương pháp phát hiện và phân loại vết dầu trên biển từ dữ liệu viễn thám radar, hỗ trợ công tác ứng phó với ô nhiễm tràn dầu trên biển.

Từ khóa: Ô nhiễm tràn dầu, viễn thám, thuật toán phân ngưỡng Otsu, dữ liệu ảnh Sentinel.

1. Mở đầu

Ô nhiễm tràn dầu là một trong những vấn đề môi trường biển nghiêm trọng nhất hiện nay, nhất là với các quốc gia có vùng biển rộng như Việt Nam. Những năm gần đây, tình trạng ô nhiễm tràn dầu diễn ra phức tạp do tác động của quá trình khai thác dầu khí và giao thông hàng hải, gây thiệt hại lớn về kinh tế, ảnh hưởng đến môi trường sinh thái biển. Do đặc điểm khu vực vùng biển rộng, việc tiếp cận bằng các phương pháp nghiên cứu truyền thống gặp rất nhiều khó khăn dẫn đến các vụ tràn dầu thường chỉ được phát hiện khi vết dầu lan vào gần bờ [1, 2]. Điều này đã ảnh hưởng lớn đến khả năng ứng phó cũng như giảm thiểu thiệt hại do ô nhiễm tràn dầu gây ra.

Từ cuối thế kỷ XX đến nay, công nghệ viễn thám đã phát triển vượt bậc và được sử dụng hiệu quả trong nghiên cứu trái đất, đặc biệt là tại khu vực khó tiếp cận như biển, hải đảo. Dữ liệu viễn thám chính trong nghiên cứu ô nhiễm tràn dầu là ảnh radar (ảnh SAR) do xung radar có ưu điểm ít phụ thuộc điều kiện thời tiết và có thể thu

nhận ảnh cả ngày và đêm. Trên ảnh SAR, vết dầu có màu đen do độ nhớt của dầu làm giảm dao động của sóng biển, dẫn đến cường độ tán xạ ngược của xung radar khi chiếu tới đạt thấp. Nhiều nghiên cứu trên thế giới và ở Việt Nam đã sử dụng ảnh SAR trong phát hiện và phân loại vết dầu trên biển. Nhiều thuật toán nhận dạng và phân loại vết dầu được đề xuất như thuật toán phân ngưỡng [3 - 5], thuật toán nở vùng - region growing [6], phương pháp phân loại hướng đối tượng [7], sử dụng mạng neural network [8 - 10]... Một số nghiên cứu cũng thử nghiệm phân loại vết dầu từ ảnh viễn thám quang học [11, 12] nhằm tăng dày nguồn dữ liệu viễn thám đầu vào phục vụ giám sát sự lan truyền của vết dầu.

Phân loại vết dầu trên ảnh SAR là bài toán phân chia các pixel ảnh vào 2 đối tượng: vết dầu và không phải vết dầu, do vậy phương pháp phân ngưỡng được sử dụng phổ biến do sự đơn giản trong tính toán. Các phương pháp phân ngưỡng khác nhau như Otsu [13], Huang [14], Yen [15] đã được đề xuất và áp dụng hiệu quả trong phân loại các đối tượng trên ảnh vệ tinh. Giá trị ngưỡng được xác định bằng cách phân tích lược đồ ảnh (histogram), kiểm tra kết quả phân loại và tùy chỉnh ngưỡng nếu cần thiết cho đến khi kết quả phân loại đạt yêu cầu [16].



Ngày nhận bài: 3/1/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 3 - 6/1/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

Thuật toán Otsu là thuật toán phân ngưỡng được sử dụng nhiều vì đơn giản về mặt tính toán cũng như dễ dàng thực hiện. Ở Việt Nam, thuật toán Otsu được áp dụng trong nhiều lĩnh vực như xử lý ảnh trong y học hỗ trợ chẩn đoán bệnh [17], xử lý ảnh viễn thám [18].

Google Earth Engine (GEE) là nền tảng được xây dựng trên nền điện toán đám mây, lưu trữ khối lượng ảnh vệ tinh khổng lồ, trong đó có dữ liệu từ hệ thống vệ tinh Sentinel, thường xuyên được cập nhật và cung cấp miễn phí. GEE được thiết kế để các nhà nghiên cứu có thể chia sẻ các kết quả cho cộng đồng. Gần đây, GEE đã cung cấp các giải pháp xử lý ảnh hiện đại như: học máy, học sâu, trí tuệ nhân tạo. Có thể nhận định, GEE là giải pháp hiệu quả có thể khắc phục những hạn chế về dữ liệu, tốc độ xử lý và tính toán của các phương pháp xử lý ảnh truyền thống.

Bài báo trình bày kết quả phân loại vết dầu trên biển từ ảnh vệ tinh radar Sentinel 1 trên cơ sở thuật toán phân ngưỡng tự động Otsu. Để nâng cao độ chính xác khi phân loại vết dầu, phương pháp phân đoạn ảnh (segmentation) cũng được áp dụng trước khi tiến hành phân ngưỡng. Quá trình xử lý được thực hiện trên nền tảng GEE.

2. Dữ liệu và khu vực nghiên cứu

2.1. Dữ liệu viễn thám

Sentinel là tên của các vệ tinh quan sát trái đất thuộc Chương trình Copernicus của Cơ quan Hàng không Vũ trụ châu Âu (ESA), bao gồm các vệ tinh từ Sentinel 1 đến Sentinel 6, trong

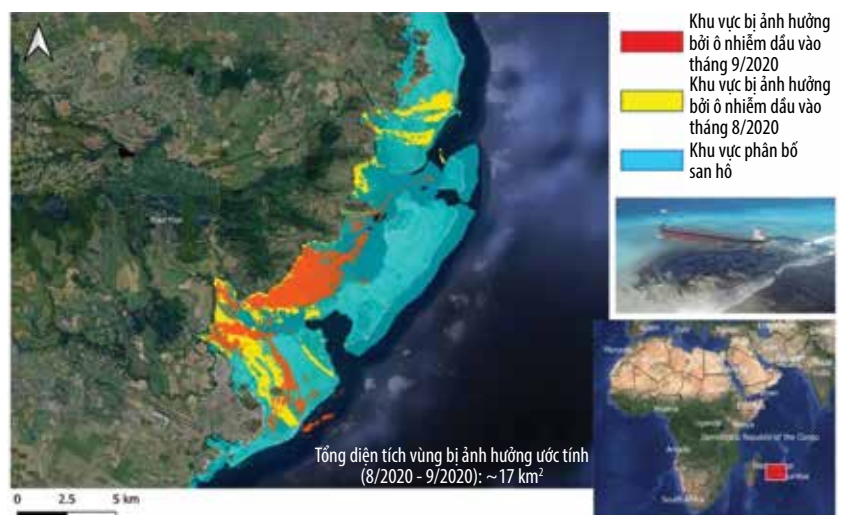
đó có cả vệ tinh quang học và vệ tinh radar. Các ảnh Sentinel được cung cấp miễn phí cho người sử dụng tại địa chỉ <https://scihub.copernicus.eu/dhus/#/home>.

Sentinel 1, bao gồm 2 vệ tinh radar (Sentinel 1A và Sentinel 1B) có đặc điểm giống nhau. Sentinel 1A là vệ tinh đầu tiên trong loạt các vệ tinh thuộc chương trình Copernicus, đã được phóng lên quỹ đạo ngày 3/4/2014; vệ tinh Sentinel 1B được phóng lên quỹ đạo ngày 25/4/2016. Việc hoạt động đồng thời 2 vệ tinh Sentinel 1A và Sentinel 1B cho phép rút ngắn thời gian thu nhận ảnh tại 1 vị trí trên bề mặt trái đất xuống còn 6 ngày (so với 12 ngày nếu chỉ sử dụng 1 vệ tinh).

Bộ cảm trên vệ tinh Sentinel 1 thu nhận ảnh radar khẩu độ mở tổng hợp, kênh C. Các chế độ thu nhận ảnh gồm: Interferometric wide-swath, Wave, Stripmap, Extra wide-swath với độ phân giải không gian khác nhau. Sentinel 1 có nhiệm vụ giám sát băng, tràn dầu, gió và sóng biển, biến động sử dụng đất, biến dạng địa hình, hỗ trợ công tác tìm kiếm cứu nạn trong thiên tai... Ảnh Sentinel 1 có các chế độ phân cực đơn (VV hoặc HH) và phân cực đôi (VV+VH hoặc HH+HV) - Bảng 1. Sentinel 1 cung cấp ảnh ở các mức độ xử lý Level 1 SLC, Level 1 GRD và Level 2 OCN.

2.2. Khu vực nghiên cứu

Sự cố tràn dầu từ tàu MV Wakashio xảy ra ngoài khơi Pointe d'Esny, phía Nam của Mauritius, sau khi tàu này mắc cạn trong rạn san hô vào ngày 25/7/2020, sau đó dầu bắt đầu rò rỉ từ đầu tháng 8/2020. Hàng nghìn tấn dầu đã bị tràn ra vùng nước xung quanh, gây ra thảm họa đối với môi trường



Hình 1. Khu vực nghiên cứu (ven biển Mauritius, châu Phi).

Bảng 1. Đặc điểm ảnh vệ tinh Sentinel 1

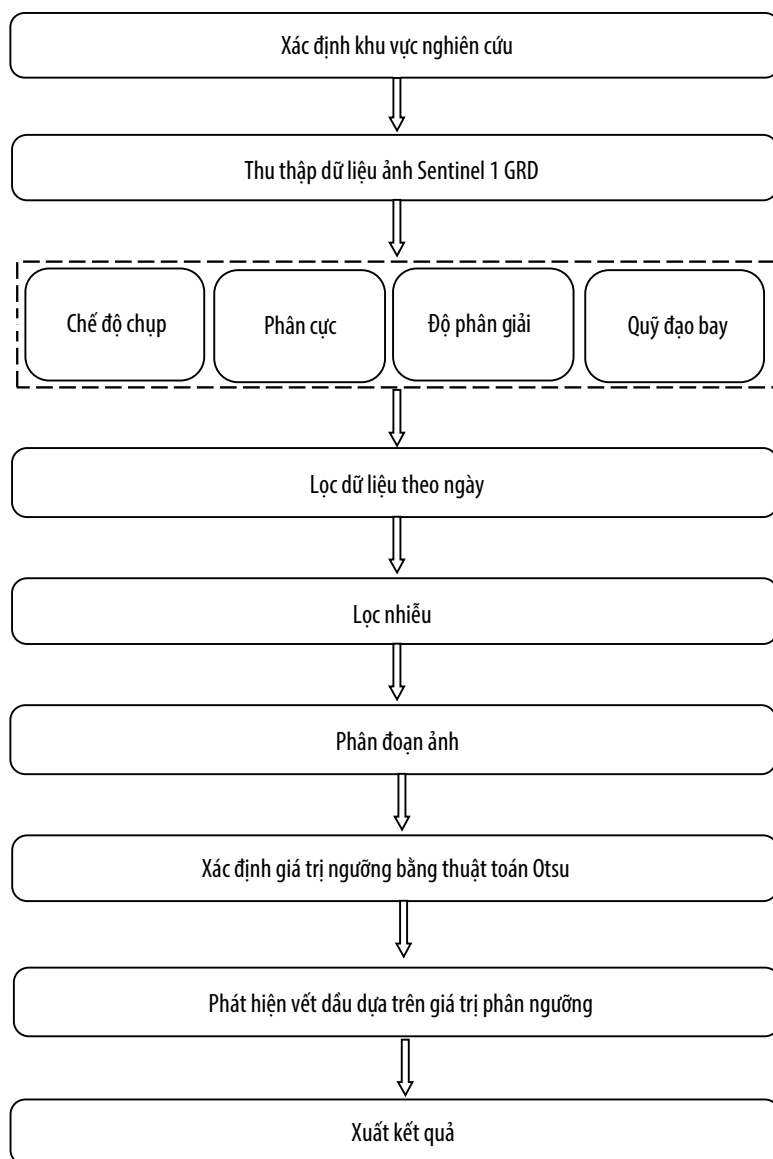
TT	Chế độ chụp	Góc nghiêng (°)	Độ phân giải không gian (m)	Kích thước dải chụp (km)	Phân cực
1	Stripmap	20 - 45	5 × 5	80	HH+HV, VH+VV, HH, VV
2	Interferometric wide-swath	29 - 46	5 × 20	250	HH+HV, VH+VV, HH, VV
3	Extra wide-swath	19 - 47	20 × 40	400	HH+HV, VH+VV, HH, VV
4	Wave	22 - 35 35 - 38	5 × 5	20	HH, VV

ven biển Mauritius. Tổng diện tích vùng biển bị ảnh hưởng bởi sự cố tràn dầu ở Mauritius ước tính 17 km² [19].

Trong nghiên cứu, ảnh SAR do vệ tinh Sentinel 1A chụp ngày 10/8/2020 được sử dụng để phân loại vết dầu tràn. Ngoài ra, trong bài báo cũng sử dụng ảnh viễn thám quang học Sentinel 2A và Landsat 8 chụp ngày 11/8/2020 để phân tích, đánh giá kết quả.

3. Phương pháp nghiên cứu

Trong nghiên cứu này, ảnh viễn thám radar Sentinel 1A được xử lý trên nền tảng điện toán đám mây GEE - kho dữ liệu khổng lồ ảnh vệ tinh đa nguồn, đa thời gian. Bên cạnh đó, GEE cũng cung cấp 1 trình soạn thảo mã dựa trên ngôn ngữ Javascript, trong đó các mã được phát triển để truy xuất, xử lý tập dữ liệu. Việc sử dụng nền tảng GEE cho phép người dùng không cần tải và lưu trữ dữ liệu ảnh viễn thám về máy tính, khắc phục được các hạn chế về hạ tầng lưu trữ. Sơ đồ quy



Hình 2. Sơ đồ phương pháp phân loại vết dầu trên ảnh Sentinel 1.

trình nghiên cứu nhằm phát hiện và phân loại vết dầu trên biển được trình bày trong Hình 2 theo các bước sau:

Bước 1: Xác định khu vực nghiên cứu và thu thập dữ liệu viễn thám

Đầu tiên, khu vực nghiên cứu được xác định trong nền tảng biên tập mã GEE bằng cách tạo hình dạng các khu vực bị ô nhiễm dầu trên biển. Sau đó, tiến hành thu thập dữ liệu ảnh Sentinel 1 đã được xử lý trước từ kho lưu trữ dữ liệu công khai của GEE. Có thể lựa chọn dữ liệu thông qua các đặc điểm như chế độ chụp, phân cực, độ phân giải, khu vực nghiên cứu, quỹ đạo bay của vệ tinh.

Sau đó, bộ lọc thứ 2 được xác định để chọn dữ liệu theo thời gian chụp cụ thể. Do đó, tập hợp dữ liệu có được ở trên đã được lọc theo thời gian trùng với khoảng thời gian xảy ra sự cố tràn dầu ở Mauritius (tháng 8/2020). Cuối cùng, ảnh Sentinel 1 thu thập được xử lý để loại bỏ nhiễu đốm (nhiều muối tiêu - speckle noise). Trong bước này, phép lọc trung bình (mean) được áp dụng để làm mịn ảnh.

Bước 2: Phân đoạn ảnh

Trên thực tế, vết dầu trên biển là những vệt dài, có màu sắc tối, đồng thời có xu hướng lan rộng ra xung quanh. Do đó, việc sử dụng đặc điểm tán xạ ngược của các điểm ảnh chỉ phát hiện được 1 phần của vết dầu. Để khắc phục hạn chế này, trong bài báo sử dụng đặc điểm tán xạ ngược của các điểm ảnh lân cận nhau nhằm tăng độ chính xác trong phát hiện vết dầu trên biển.

Ảnh Sentinel 1 được tiến hành phân đoạn (segmentation). Tất cả các điểm ảnh (pixels) được gom lại thành các cụm siêu điểm ảnh (super-pixel), trong đó, tâm của siêu điểm ảnh được gọi là tâm cụm. Nghiên cứu sử dụng thuật toán phân cụm không lặp lại đơn giản (simple non-iterative clustering, SNIC) để phân đoạn ảnh nhằm tạo ra các siêu điểm ảnh bao gồm các điểm ảnh có các đặc trưng tán xạ ngược giống nhau.

Bước 3: Xác định giá trị ngưỡng bằng thuật toán Otsu

Trong bước này, phương pháp phân ngưỡng tự động dựa trên thuật toán Otsu được sử dụng nhằm phân loại vết dầu với vùng biển xung quanh. Mục đích của việc sử dụng thuật toán Otsu nhằm tạo ra ngưỡng duy nhất để phân biệt vùng bị ô nhiễm dầu và các đối tượng khác. Phương pháp Otsu hiệu quả với dữ liệu ảnh SAR như Sentinel 1 do các đối tượng trên ảnh có cường độ tán xạ ngược khác biệt nhau rõ rệt.

Bước 4: Phân loại vết dầu và xuất kết quả

Dựa trên giá trị ngưỡng đã xác định từ Bước 3, ảnh Sentinel 1 được phân loại thành 2 lớp: vết dầu và không phải vết dầu. Lớp "vết dầu" gồm các điểm ảnh có giá trị tán xạ ngược nhỏ hơn giá trị của ngưỡng và ngược lại, lớp "không phải vết dầu" là các pixel có giá trị lớn hơn so với giá trị ngưỡng. Kết quả cuối cùng được xuất, lưu trữ ở

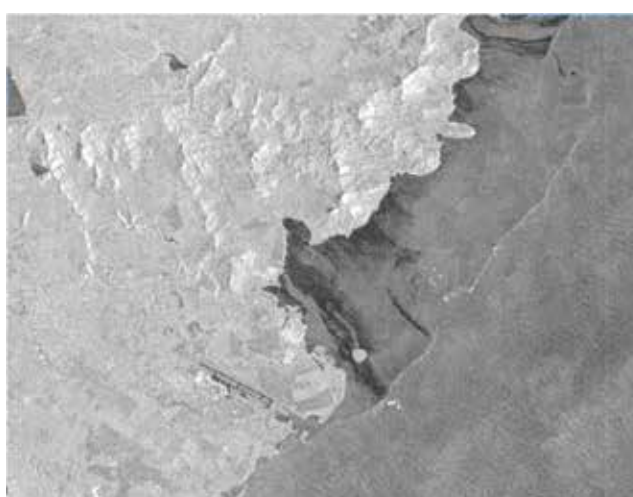
dạng raster hoặc vector phục vụ công tác quan trắc, giám sát ô nhiễm dầu.

4. Kết quả và thảo luận

Sau khi thu thập và tiền xử lý, dữ liệu ảnh SAR chụp từ vệ tinh Sentinel 1A ngày 10/8/2020 được sử dụng để tách vết dầu bằng phương pháp phân ngưỡng Otsu. Hình 3 thể hiện dữ liệu ảnh đầu vào chụp ở phân cực VH (Hình 3a) và VV (Hình 3b). Có thể nhận thấy, vết dầu trên ảnh Sentinel 1 ở phân cực VV được phân biệt rõ với vùng biển xung quanh và khu vực đất liền (Hình 3b). Trên ảnh Sentinel 1 phân cực VH, vết dầu có màu tối, nước biển có màu xám, khu vực đất liền có màu trắng sáng. Trong khi đó, ở phân cực VH, vết dầu bị lẫn với vùng biển xung quanh. Như vậy, để phát hiện và phân loại vết dầu từ ảnh SAR chụp từ vệ tinh Sentinel 1, cần lựa chọn dữ liệu ảnh ở phân cực VV.

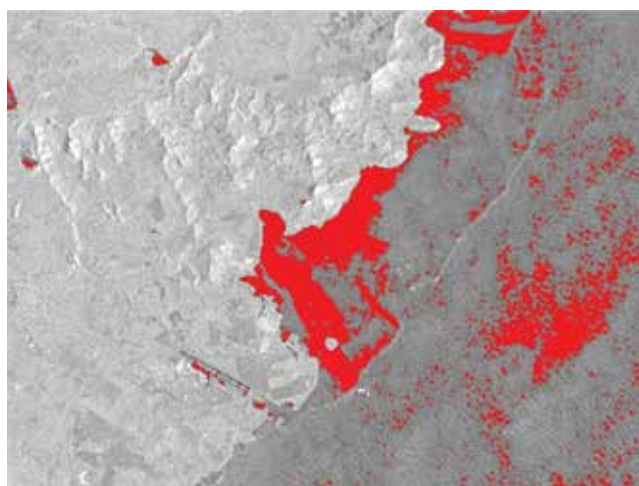


(a)

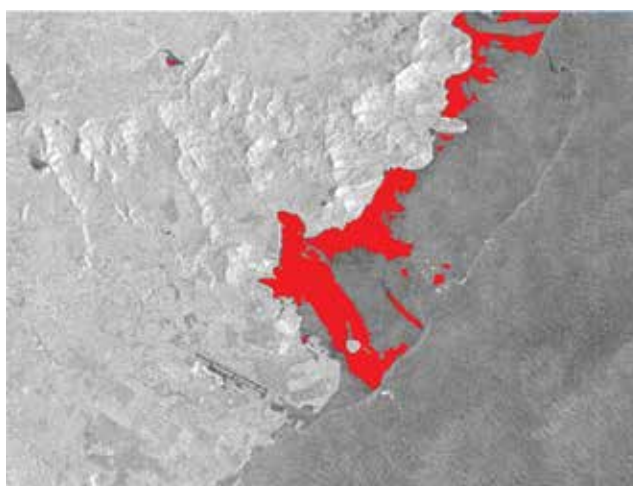


(b)

Hình 3. Ảnh Sentinel 1A khu vực nghiên cứu ở chế độ chụp phân cực VH (a) và VV (b).



(a)



(b)

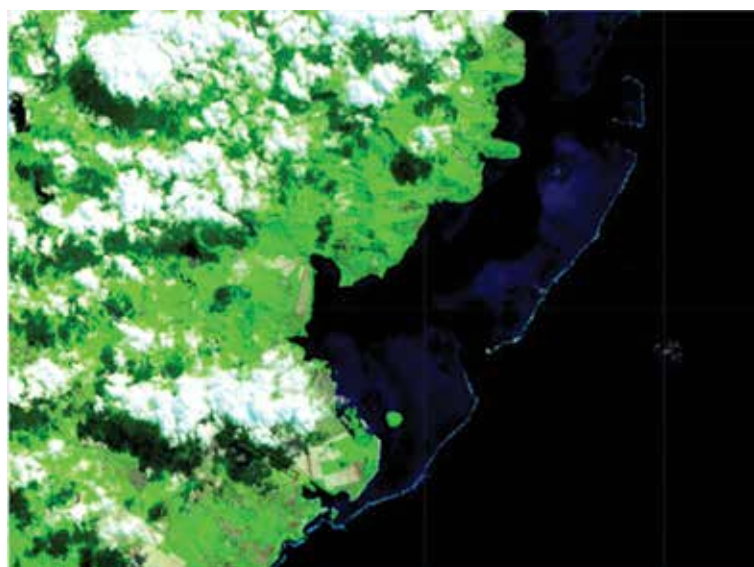
Hình 4. Kết quả phân loại vết dầu bằng cách sử dụng các điểm ảnh (a) và cụm siêu điểm ảnh (b), vết dầu có màu đỏ.

Hình 4 thể hiện kết quả phân loại vết dầu khu vực Mauritius từ ảnh Sentinel 1A phân cực VV bằng cách sử dụng phương pháp phân loại dựa trên điểm ảnh (Hình 4a) và phương pháp phân loại đề xuất dựa trên các cụm siêu điểm ảnh như sơ đồ trên Hình 2. Trong cả 2 phương án này đều sử dụng ngưỡng Otsu để tách ảnh thành 2 lớp: vết dầu và không phải vết dầu. Phân tích kết quả nhận được cho thấy, khi phân loại vết dầu bằng phương pháp phân loại dựa trên điểm ảnh, kết quả nhận được có độ chính xác không cao. Nhiều khu vực nước biển xung quanh bị nhận dạng nhầm lẫn là vết dầu do bị ảnh hưởng bởi nhiễu đốm. Các hạn chế này đã được khắc phục khi sử dụng phương pháp phân loại dựa trên các cụm siêu điểm ảnh trên cơ sở phân đoạn ảnh (Hình 4b).

Để đánh giá độ chính xác kết quả phân loại vết dầu trên ảnh Sentinel 1 bằng thuật toán phân ngưỡng Otsu, trong nghiên cứu lựa



(a)



(b)

Hình 5. Ảnh Landsat 8 (a) và Sentinel 2A (b) chụp ngày 11/8/2020 khu vực nghiên cứu.

chọn 64 mẫu ngẫu nhiên, phân bố đồng đều trong toàn ảnh. Các điểm mẫu này bao gồm cả các pixel thuộc lớp vết dầu và các pixel không phải là vết dầu. Kết quả nhận được cho thấy, số lượng điểm mẫu được phân loại đúng bằng phương pháp đề xuất trong nghiên cứu là 58/64 (tương đương độ chính xác 90,06%). Trong khi đó, khi phân loại dựa trên các điểm ảnh, số lượng điểm mẫu được phân loại đúng chỉ đạt 49/64 (tương đương độ chính xác 76,56%). Phương pháp phân loại bằng thuật toán Otsu dựa trên điểm ảnh có độ chính xác thấp hơn do các điểm ảnh ở bên ngoài vết dầu có giá trị tán xạ ngược thấp bị nhận dạng nhầm lẫn là vết dầu. Việc phân loại bằng thuật toán Otsu dựa trên siêu điểm ảnh có thể loại bỏ được nhiễu do kích thước của các điểm ảnh nhiễu là nhỏ hơn rất nhiều so với kích thước vết dầu.

Để đánh giá hiệu quả của việc sử dụng ảnh SAR chụp từ vệ tinh Sentinel 1 trong phát hiện và phân loại vết dầu, trong nghiên cứu cũng sử dụng dữ liệu ảnh viễn thám quang học Landsat 8 và Sentinel 2A cùng chụp ngày 11/8/2020 khu vực Mauritius (Hình 5). Ảnh Landsat 8 có độ phân giải không gian 30 m ở các kênh đa phổ, trong khi ảnh Sentinel 2A có độ phân giải không gian từ 10 - 60 m đối với các kênh phổ ở các dải sóng khác nhau. Có thể nhận thấy, vết dầu rất khó được nhận dạng trên ảnh viễn thám quang học. Trên ảnh Landsat 8 ở tổ hợp màu tự nhiên (Hình 5a), vết dầu có màu nâu nhạt, gần giống với các vùng nước có độ đục cao. Vết dầu trên ảnh Landsat 8 cũng rất dễ bị nhận dạng nhầm lẫn với khu vực phân bố san hô (có màu sáng xanh) ở khu vực ven biển Mauritius. Trong khi đó, bằng mắt thường gần như rất khó phát hiện và phân loại được vết dầu trên ảnh Sentinel 2A (Hình 5b). Mặc dù độ chính xác khi phát hiện và phân loại vết dầu bằng ảnh viễn thám quang học không cao như với ảnh SAR, việc kết hợp đa nguồn dữ liệu viễn thám cũng cho phép tăng dày dữ liệu đầu vào, giúp nâng cao khả năng giám sát sự di chuyển của vết dầu và ảnh hưởng của ô nhiễm tràn dầu trên biển. Do các dữ liệu viễn thám như Sentinel 1, Sentinel 2 và Landsat 8 đều được cung cấp miễn phí, việc kết hợp các loại dữ liệu này trên nền tảng GEE là tiếp cận phù hợp, giúp

nâng cao hiệu quả ứng dụng công nghệ viễn thám trong nghiên cứu, giám sát ô nhiễm tràn dầu.

5. Kết luận

Bài báo trình bày giải pháp phát hiện và phân loại vết dầu trên biển từ ảnh SAR chụp từ hệ thống vệ tinh Sentinel 1 sử dụng thuật toán phân ngưỡng tự động Otsu. Quá trình xử lý được thực hiện trên nền tảng GEE giúp tăng hiệu suất tính toán, khắc phục hạn chế về hạ tầng lưu trữ. Kết quả thử nghiệm với ảnh Sentinel 1A chụp ngày 10/8/2020 tại khu vực vùng biển Mauritius cho thấy, ảnh Sentinel 1 ở phân cực VV cho phép phát hiện và phân loại vết dầu tốt hơn so với ở phân cực VH. Độ chính xác phân loại vết dầu bằng thuật toán phân ngưỡng Otsu trên cơ sở phân đoạn ảnh (sử dụng các cụm siêu điểm ảnh) cũng cao hơn so với phương pháp phân loại dựa trên điểm ảnh. Kết quả nhận được trong nghiên cứu cũng cho thấy, việc kết hợp sử dụng đa nguồn dữ liệu viễn thám với các loại ảnh quang học, siêu cao tần được cung cấp miễn phí như Sentinel 1, Sentinel 2, Landsat 8 cho phép tăng dày nguồn dữ liệu đầu vào phục vụ giám sát và ứng phó với ô nhiễm tràn dầu trên biển.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Đình Dương, *Ô nhiễm dầu trên biển và quan trắc bằng viễn thám siêu cao tần*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2011, trang 107 - 137.
- [2] Trịnh Lê Hùng, "Phương pháp phân tích texture trong phát hiện vết dầu tràn bằng dữ liệu ảnh ENVISAT ASAR", *Tạp chí Dầu khí*, Số 12, trang 44 - 47, 2013.
- [3] Damián Mira Martínez, Pablo Gil, Beatriz Alacid, and Fernando Torres, "Oil spill detection using segmentation-based approaches", *Proceedings of the 6th International Conference on Pattern Recognition Applications and Methods*, 24 - 26 February 2017. DOI: 10.5220/0006191504420447.
- [4] Alaa Sheta, Mouhammd Alkasassbed, Malik Sh. Braik, and Hafsa Abu Ayyash, "Detection of oil spills in SAR images using threshold segmentation algorithms", *International Journal of Computer Applications*, Vol. 57, No. 7, pp. 10 - 15, 2012.
- [5] Fangjie Yu, Wuzi Sun, Jiaojiao Li, Yang Zhao, Yanmin Zhang, and Ge Chen, "An improved Otsu method for oil spill detection from SAR images", *Oceanologia*, Vol. 59, No. 3, pp. 311 - 317, 2017.
- [6] Régia T.S. Araújo, Fátima N.S. de Medeiros, Rodrigo C.S. Costa, Régis C.P. Marques, Rafael B. Moreira, and Jilseph L. Silva, "Locating oil spill in SAR images using wavelets and region growing", *IEA/AIE'2004: Proceedings of the 17th International Conference on Innovations in Applied Artificial Intelligence*, 2004.
- [7] Konstantinos Topouzelis, Vassilia Karathanassi, Petros Pavlakis, and Demetrius Rokos, "A new object - oriented methodology to detect oil spills using Envisat images", *Proceedings of Envisat Symposium, Montreux, Switzerland*, 23 - 27 April 2007.
- [8] Yonglei Fan, Xiaoping Rui, Guangyuan Zhang, Tian Yu, Xijie Xu, and Stefan Posld, "Feature merged network for oil spill detection using SAR images", *Remote Sensing*, Vol. 13, No. 16, 2021. DOI: 10.3390/rs13163174.
- [9] Iphigenia Keramitsoglou, Constantinos Cartalis, and Chris T. Kiranoudis, "Automatic identification of oil spills on satellite images", *Environmental Modelling and Software*, Vol. 21, No. 5, pp. 640 - 652, 2006. DOI: 10.1016/j.envsoft.2004.11.010.
- [10] Alireza Taravat and Fabio Del Frate, "Development of band rationing algorithm and neural networks to detection of oil spills using Landsat ETM+ data", *EURASIP Journal on Advances in Signal Processing*, 2012.
- [11] Polychronis Kolokoussis and Vassilia Karathanassi, "Oil spill detection and mapping using Sentinel 2 imagery", *Journal of Marine Science and Engineering*, Vol. 6, No. 1, 2018.
- [12] Sankaran Rajendran, Ponnumony Vethamony, Fadhil N. Sadooni, Hamad Al- Saad Al-Kuwari, Jassim A. Al-Khayat, Himanshu Govil, and Sobhi Nasir, "Sentinel-2 image transformation methods for mapping oil spill - A case study with Wakashio oil spill in the Indian ocean, off Mauritius", *MethodsX*, Vol. 8, 2021. DOI: 10.1016/j.mex.2021.101327.
- [13] Nobuyuki Otsu, "A threshold selection method from gray-level histograms", *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 62 - 66, 1979.
- [14] Liang-Kai Huang and Mao-Jiun J. Wang, "Image thresholding by minimizing the measures of fuzziness", *Pattern Recognition*, Vol. 28, No. 1, pp. 41 - 51, 1995. DOI: 10.1016/0031-3203(94)E0043-K.
- [15] Jui-Cheng Yen, Fu-Juay Chang, and Shyang Chang, "A new criterion for automatic multilevel thresholding", *IEEE Transactions on Image Processing*, Vol. 4, No. 3, pp. 370 - 378, 1995. DOI: 10.1109/83.366472.

[16] B. Brisco, N. Short, J.V.D. Sanden, R. Landry, and D. Raymond, "A semi-automated tool for surface water mapping with Radarsat-1", *Canadian Journal of Remote Sensing*, Vol. 35, No. 4, pp. 336 - 344, 2009. DOI: 10.5589/m09-025.

[17] Nguyễn Lê Mai Duyên và Trương Minh Thuận, "Kết hợp phương pháp phân ngưỡng và Graphcut trong phân tích ảnh y khoa để hỗ trợ chẩn đoán", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Duy Tân*, Tập 1, Số 32, trang 88 - 99, 2019.

[18] Trần Thanh Tùng và Mai Duy Khánh, "Nghiên cứu quy luật diễn biến doi cát ven bờ khu vực cửa Tiên Châu bằng ảnh vệ tinh Landsat", *Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Thủy lợi và Môi trường*, Số 71, trang 19 - 26, 2020.

[19] Owen Mulhern, "Mapping the Mauritius oil spill", 24/12/2021. [Online]. Available: https://earth.org/data_visualization/mapping-the-mauritius-oil-spill/.

APPLICATION OF SENTINEL 1 IMAGERY DATA TO DETECT AND CLASSIFY OIL SPILLS ON THE OCEAN

Trinh Le Hung, Le Van Phu

Le Quy Don Technical University

Email: trinhlehung@lqdtu.edu.vn

Summary

Sentinel is the name of a series of Earth observation missions (from Sentinel 1 to Sentinel 6) developed by the Copernicus initiative and operated by the European Space Agency (ESA). Sentinel satellite image data, which includes optical and radar images, provided completely free of charge, has been widely and effectively used in Earth research.

The paper presents a technical solution using Sentinel 1 satellite image in detecting and monitoring oil spill pollution at sea, testing for Mauritius sea area. The Otsu automatic thresholding method was applied to extract oil spills at sea from Sentinel 1A radar images. The processing was done on the Google Earth Engine (GEE) cloud computing platform. The results of the study contribute to improving the efficiency of the application of radar remote sensing data in early detection and classification of oil spills, supporting the response to oil spill pollution at sea.

Key words: Oil spill pollution, remote sensing, Otsu thresholding method, Sentinel imagery data.

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ PHƯƠNG PHÁP DRILLER VÀ WAIT & WEIGHT TRONG HOẠT ĐỘNG DẬP GIẾNG

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-06>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp Driller và Wait & Weight (W&W) thường được sử dụng trong hoạt động dập giếng khi giếng khoan xuất hiện chất lưu xâm nhập (kick). Trong đó, tập trung phân tích hiệu quả của 2 phương pháp này trên cơ sở so sánh áp suất cần khoan; áp suất tại van tiết lưu (choke); chiều sâu đặt chân đế ống chống; thể tích bể chứa dung dịch khoan gia tăng; thể tích khí xâm nhập vào giếng tới khối lượng riêng dung sai kick... Việc xác định mối quan hệ giữa chiều sâu đặt chân đế ống chống với gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa trước khi thành hệ tại chân đế ống chống xảy ra vỡ vỉa có ý nghĩa quan trọng trong quá trình dập giếng, đảm bảo thể tích chất lưu xâm nhập giãn nở và di cư tới chân đế ống chống, tránh gây vỡ vỉa, đảm bảo độ bền thành hệ tại chân đế ống chống.

Từ khóa: Dập giếng, phương pháp Driller, phương pháp W&W, gia tăng thể tích bể chứa.

1. Giới thiệu

Quá trình khoan giếng qua thành hệ chứa chất lưu (dầu, khí hoặc nước, hoặc 3 pha dầu - khí - nước) có áp suất nhất định do tác dụng của lực nén ép đất đá, dẫn tới áp suất đáy giếng khoan tăng lên đột ngột và chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng (hiện tượng kick). Khi đó, chất lưu xâm nhập cần được loại bỏ càng sớm càng tốt. Về cơ bản, 2 phương pháp dập giếng được sử dụng để kiểm soát giếng khoan hiện nay là phương pháp thợ khoan (Driller) và chờ (W&W) giúp duy trì áp suất đáy giếng không đổi, bằng hoặc lớn hơn so với áp suất lỗ rỗng trong quá trình bơm dập giếng [1].

- Phương pháp dập giếng Driller gồm: (i) Dung dịch khoan ban đầu được sử dụng để đưa chất lưu xâm nhập ra khỏi giếng; (ii) dung dịch dập giếng được trộn sẵn ở bể dung dịch trên giàn khoan và sẵn sàng được bơm xuống giếng. Giếng được dập hoàn toàn khi áp suất tại choke và áp suất tại cần khoan bằng 0.

- Phương pháp dập giếng W&W: Khi xuất hiện khí xâm nhập trong giếng khoan, bể dung dịch dập giếng có sẵn trên giàn được bơm trực tiếp xuống giếng vào bên trong cần

khoan chiếm chỗ thể tích dung dịch ban đầu và tiếp tục đi xuống choòng khoan rồi đi ra khoảng không vành xuyên để đẩy chất lưu xâm nhập ra bên ngoài choke. Khi chất lưu xâm nhập được loại bỏ (giếng được dập hoàn toàn), giếng khoan sẽ khôi phục khi thiết lập được áp suất thủy tĩnh lớn hơn áp suất thành hệ.

Việc lựa chọn phương pháp dập giếng tối ưu cho từng trường hợp cụ thể sẽ giúp vận hành kiểm soát giếng an toàn [2, 3]. Ngược lại, nếu không áp dụng phương pháp phù hợp sẽ làm tăng thời gian dừng sản xuất và gây khó khăn trong quá trình thi công khoan, dẫn tới tăng chi phí khoan giếng... Các khía cạnh cần được xem xét trước khi đưa ra quyết định trong hoạt động kiểm soát giếng thông thường [4 - 6]:

- + Áp suất bề mặt tối đa trong quy trình bơm dập giếng thấp hơn áp suất làm việc tối đa của choke;
- + Đảm bảo thành hệ đất đá cố kết yếu an toàn, thành hệ đất đá nông khoan qua không bị nứt vỉa, hoặc bị phá hủy trong khi bơm dập giếng;
- + Thời gian cần thiết cho toàn bộ hoạt động bơm dập giếng;
- + Sự phức tạp của việc xây dựng chương trình dập giếng.



Ngày nhận bài: 25/8/2020. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 25/8/2020 - 20/12/2021.

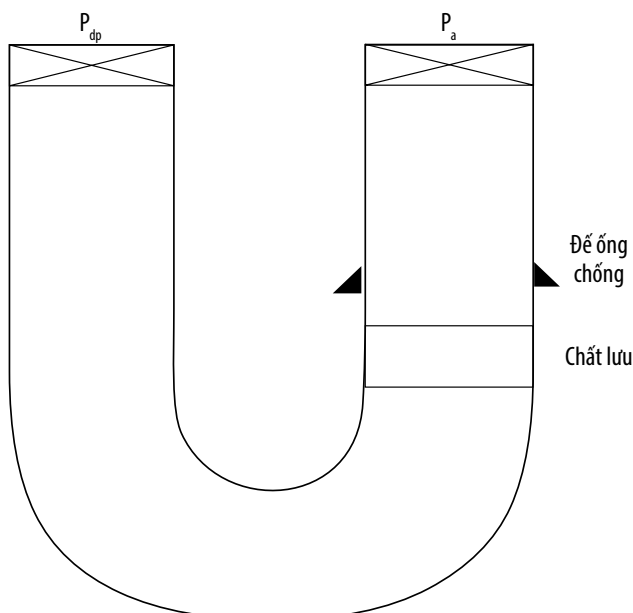
Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

Áp suất tại choke tăng khi khí xâm nhập được tuần hoàn ra bên ngoài bởi vì khí giãn nở và di cư do yếu tố nhiệt độ và áp suất cao, thể tích trong giếng khoan. Khi chiều cao của cột khí trong khoảng không vành xuyên tăng lên làm cho chiều cao của cột dung dịch giảm dẫn tới áp suất cột thủy tĩnh trong khoảng không vành xuyên giảm, áp suất đáy giếng trong giếng khoan giảm và thấp hơn áp suất thành hệ. Áp suất đáy giếng giảm không đủ cân bằng áp suất thành hệ, dẫn tới không kiểm soát được giếng sơ cấp bởi dung dịch khoan không thực hiện được. Nghiên cứu [7, 8, 11, 12] dự báo đường áp suất hồi trên miệng ống chống trong trường hợp khí xâm nhập trong khoảng không vành xuyên được đảm bảo là nút khí liên tục và chiếm toàn bộ diện tích ngang của khoảng không vành xuyên với giả thiết khí xâm nhập di chuyển ra bên ngoài cùng tốc độ khoảng không vành xuyên của dung dịch khoan. Các nghiên cứu [13 - 15] đề xuất các giải pháp kỹ thuật để kiểm soát khí xâm nhập vào giếng. Về cơ bản, sẽ kiểm soát áp suất đạt được thông qua việc duy trì áp suất dưới đáy giếng không đổi nhờ điều chỉnh áp suất tại choke.

Bài viết tập trung so sánh 2 phương pháp dập giếng thường được sử dụng là Driller và W&W bao gồm: Áp suất cần khoan và áp suất bề mặt tại choke; phân tích độ nhạy và so sánh dung sai kick; phân tích tiêu chuẩn gia tăng bể chứa dung dịch với chiều sâu đặt chân đế ống chống.

2. Đặc điểm áp suất tại bề mặt

Việc cân bằng tương đối giữa áp suất tại đáy giếng với áp suất thành hệ khoan qua có thể thực hiện được



Hình 1. Mô hình chữ U [16].

bằng cách điều chỉnh áp suất cần khoan và áp suất ống chống. Áp suất đáy giếng trong khi khoan là tổng của các áp suất tác dụng xuống đáy giếng ở trong khoảng không vành xuyên (áp suất tại choke, áp suất cần, áp suất cột thủy tĩnh, áp suất khí xâm nhập, tổn hao áp suất); áp suất đáy giếng tác dụng trong cần khoan là tổng của áp suất cột thủy tĩnh, tổn hao áp suất ma sát và áp suất cần khoan [16]. Khi đóng giếng, theo mô hình chữ U thì áp suất đáy giếng trong cần khoan bằng với áp suất đáy giếng ngoài cần khoan [16]. Giếng khoan được hoàn thành dập giếng khi áp suất cần khoan bằng áp suất bề mặt ống chống và đều bằng 0). Trong trường hợp không có sự hòa trộn khí vào dung dịch gốc nước và chiều cao của cột khí phát triển khi khí xâm nhập vào trong giếng; cấu trúc chuỗi cần khoan được mô phỏng chỉ là chuỗi cần khoan; chiều cao cột khí không ma sát và khí có khối lượng không đáng kể; bỏ qua tổn hao áp suất qua choke.

Dựa theo phương pháp dập giếng Driller và W&W, các thông số cần khoan và choke liên quan tới vị trí của cột khí, hay chiều cao cột khí phát triển và di cư bên trong khoảng không vành xuyên, tỷ trọng dung dịch dập giếng.

Theo mô hình chữ U, trong quá trình tuần hoàn bơm dập giếng tại thời gian t , áp suất đáy giếng tác dụng xuống đáy giếng trong khoảng không vành xuyên:

$$P_b = P_a + P_{ma}(t) + P_{fa}(t) \quad (1)$$

Áp suất bề mặt ống chống:

$$P_a = P_b - P_{ma}(t) - P_{fa}(t) \quad (2)$$

Áp suất đáy giếng tác dụng bên trong cần khoan:

$$P_b = P_{dp} + P_{md}(t) + P_{fd}(t) \quad (3)$$

Áp suất bề mặt cần khoan:

$$P_{dp} = P_b - P_{md}(t) - P_{fd}(t) \quad (4)$$

Trong đó:

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

$P_{ma}(t)$: Áp suất thủy tĩnh bên trong vành xuyên (psi);

$P_{fa}(t)$: Tổn hao áp suất ma sát bên trong vành xuyên (psi);

P_a : Áp suất tại bề mặt ống chống (psi);

P_{dp} : Áp suất bề mặt cần khoan (psi);

$P_{md}(t)$: Áp suất thủy tĩnh bên trong chuỗi cần khoan (psi);

$P_{fd}(t)$: Tổn hao áp suất bên trong cần khoan (psi).

Do ảnh hưởng của khí giãn nở và di cư theo mô hình khí thực, yếu tố nhiệt độ và áp suất bên trong giếng đang khoan, cột áp suất thủy tĩnh, tổn thất ma sát, áp suất của chất lưu xâm nhập của các mô hình 2 và 3 rất khác nhau trong quá trình tuần hoàn bơm đập giếng. Sự giãn nở của khí tuân theo định luật khí thực trong quá trình tuần hoàn đi lên. Mô hình thu được bằng cách sử dụng mô hình đã sửa đổi, chịu ảnh hưởng nhiều bởi nhiệt độ tuần hoàn.

3. Phương pháp đập giếng

3.1. Phương pháp đập giếng Driller

Theo phương pháp đập giếng Driller, sử dụng dung dịch khoan ban đầu với lưu lượng bơm chậm để đập giếng bằng cách di chuyển dòng chất lưu xâm nhập từ đáy giếng lên trên bề mặt; giữ ổn định áp suất đáy giếng không đổi. Sau đó, thực hiện bơm dung dịch khoan có tỷ trọng nặng để áp suất đáy giếng không đổi và lớn hơn áp suất thành hệ. Áp suất P_x của chất lưu xâm nhập tại các vị trí X tính từ miệng giếng trong khoảng không vành xuyên tới vị trí khí di cư tới (Hình 2) được xác định như sau:

$$P_x = P_a + \rho_m X \tag{5}$$

Trong đó:

X: Vị trí cột chất lưu xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên tính từ miệng giếng (ft);

Áp suất bề mặt trong khoảng không vành xuyên được xác định theo phương trình:

$$P_a = P_b - \rho_m(D - h_x) - P_f S_b / S_x \tag{6}$$

Chiều cao h_x của cột khí di chuyển lên trên trong khoảng không vành xuyên được xác định theo mô hình khí thực:

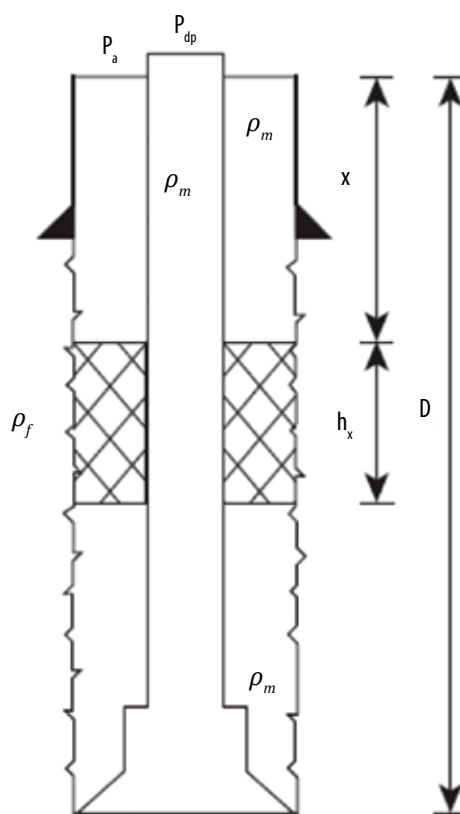
$$h_x = \frac{P_b Z_x T_x S_b}{P_x Z_b T_b S_x} h_b \tag{7}$$

Khối lượng riêng của chất lưu xâm nhập từ vỉa vào giếng phụ thuộc vào áp suất đáy giếng và nhiệt độ đáy giếng. Cụ thể:

$$\rho_f = \frac{S_g P_b}{53,3 Z_b T_b} \tag{8}$$

Kết hợp (5), (6) và (7) giải phương trình bậc 2 có ẩn số là P_x cho nghiệm là:

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_b \rho_m Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} \tag{9}$$



Hình 2. Sơ đồ phương pháp đập giếng Driller [19].

Với: $B = P_b - \rho_m(D - X) - P_f S_b / S_x$

Áp suất P_x là áp suất ở phía trên cột chất lưu di chuyển lên trên bên trong khoảng không vành xuyên trong quá trình bơm đập giếng. Khi đã xác định được P_x , áp suất bề mặt ống chống P_a được xác định như sau [16, 18 - 20]:

$$P_a = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_b \rho_m Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} - \rho_m X \tag{10}$$

3.2. Phương pháp đập giếng W&W

Phương pháp đập giếng W&W còn được gọi là phương pháp 1 tuần hoàn sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng nặng để đập giếng, sao cho áp suất đáy giếng cân bằng với áp suất vỉa. Áp suất đáy giếng trong cần khoan được dùng để xác định khối lượng riêng của dung dịch nặng đập giếng theo công thức (18). Hình 3 mô tả sơ đồ tuần hoàn dung dịch nặng đập giếng và áp suất miệng giếng tại choke với vị trí khí di cư X.

Áp suất P_x của chất khí xâm nhập tại vị trí X được biểu diễn như sau:

$$P_x = P_a + \rho_m X \tag{11}$$

Trong đó:

X là vị trí cột chất lưu xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên tính từ bề mặt (ft);

Áp suất đáy giếng ở khoảng không vành xuyên là tổng của các áp suất tác dụng xuống đáy giếng, từ đó suy ra áp suất bề mặt P_a trong khoảng không vành xuyên:

$$P_a = P_b - \rho_k(D - X - h_x - L) - \rho_m(L_{dvs} + X) - P_f \frac{S_b}{S_x} \quad (12)$$

Chiều cao của chất khí xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên được xác định theo mô hình khí thực:

$$h_x = \frac{P_b Z_x T_x S_b}{P_x Z_b T_b S_x} h_b \quad (13)$$

Tỷ trọng của chất lưu xâm nhập phụ thuộc vào áp suất đáy giếng, nhiệt độ đáy giếng và hệ số nén khí:

$$\rho_f = \frac{S_g P_b}{53,3 Z_b T_b} \quad (14)$$

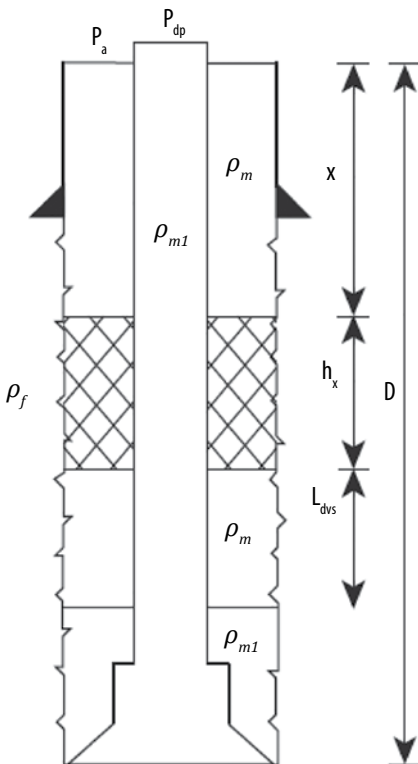
Kết hợp (11), (12) và (13) giải phương trình bậc 2 thu được áp suất P_x tại vị trí X như sau:

$$P_x = \frac{B_1}{2} + \sqrt{\frac{B_1^2}{4} + \frac{P_b \rho_k Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} \quad (15)$$

Với: $B_1 = P_b - \rho_k(D - X) - P_f \frac{S_b}{S_x} + L_{dvs}(\rho_k - \rho_m)$

Kết hợp (11) và (15), áp suất miệng ống chống P_a [16 - 19] được xác định như sau:

$$P_a = \frac{B_1}{2} + \sqrt{\frac{B_1^2}{4} + \frac{P_b \rho_k Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} - \rho_m X$$



Hình 3. Sơ đồ phương pháp dập giếng W&W [19].

Trong đó:

ρ_m : Gradient của dung dịch khoan (psi/ft), (0,052 × OWM);

ρ_k : Gradient của dung dịch dập giếng (psi/ft), (0,052 × KWM).

4. Phân tích các chỉ số

4.1. Khối lượng riêng dung dịch dập giếng

Để dập giếng, dung dịch nặng có khối lượng riêng thích hợp được chuẩn bị sẵn để bơm xuống giếng với mục đích tạo áp suất cột thủy tĩnh lớn hơn hay bằng với áp suất thành hệ. Áp suất cột thủy tĩnh do dung dịch có tỷ trọng nặng tạo ra được tính như sau [16]:

$$HSP_{nặng} = 0,052 \times KWM \times D \quad (16)$$

Áp suất đáy giếng trong cần khoan:

$$P_b = P_{dp} + P_{md} \quad (17)$$

P_{md} : Áp suất thủy tĩnh bên trong cần khoan (psi);

Từ phương trình (16) và (17), điều kiện để giếng khoan cân bằng là:

$$HSP_{nặng} = P_{dp} + P_{md}$$

Khối lượng riêng của dung dịch nặng dập giếng được xác định như sau [16]:

$$KWM = OWM + \frac{P_{dp}}{0,052D} \quad (18)$$

Trong đó:

KWM: Khối lượng riêng của dung dịch nặng (ppg);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng (ft);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg).

4.2. Hệ số lệch khí Z

Hệ số lệch khí Z được định nghĩa là tỷ lệ thể tích thực của n-mol khí ở điều kiện áp suất P, nhiệt độ T so với thể tích lý tưởng của khí đó tại cùng điều kiện P, T.

Để xác định hệ số Z, phổ biến nhất là sử dụng giản đồ của Standing và Katz [20] và 3 tương quan thực nghiệm Hall-Yarborough [21], Dranchuk-Abou-Kassem [22], Dranchuk-Purvis-Robinson [23]. Ba tương quan thực nghiệm này tính toán trực tiếp hệ số lệch khí Z dựa trên nền tảng là giản đồ Standing và Katz.

Nếu để xác định hệ số Z tại nhiều điểm dọc theo thân giếng, việc dò giản đồ Standing và Katz bằng tay là không khả thi, có thể xảy ra sai số lớn. Trong 3 tương quan thực nghiệm xác định hệ số Z trực tiếp thì tương quan Dranchuk-Abou-Kassem [22] có ưu điểm hơn cả do phạm vi áp dụng rộng ($0,2 < P_{pr} < 15$; $1 < T_{pr} < 3$) và sai số nhỏ.

$$f(\rho_r) = (R_1)\rho_r - \frac{R_2}{\rho_r} + (R_3)\rho_r^2 - (R_4)\rho_r^5 + (R_5)(1 + A_{11}\rho_r^2)\rho_r^2 e^{(-A_{11}\rho_r^2)} + 1 \quad (19)$$

$$R_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_4}{T_r^4} + \frac{A_5}{T_r^5}; \quad R_2 = \frac{0,27P_{pr}}{T_{pr}};$$

$$R_3 = A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2}; \quad R_4 = A_9 \left(\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right)$$

$$R_5 = \frac{A_{10}}{T_{pr}^3}$$

$$\rho_r = \frac{0,27P_{pr}}{ZT_{pr}}$$

Áp suất giả giảm: $P_{pc} = 576,8 - 131\gamma_g - 3,6\gamma_g^2$; $P_{pr} = P/P_{pc}$

Nhiệt độ giả giảm: $T_{pc} = 169,2 + 349,5\gamma_g - 74\gamma_g^2$; $T_{pr} = T/T_{pc}$

Với điều kiện: $0,57 < \gamma_g < 1,68$

Xác định hệ số nén Z theo từng chiều sâu trong khoảng không vành xuyên khi số liệu nhiệt độ, áp suất được tính bằng phương pháp lặp của Newton Raphson.

Trong đó:

P: Áp suất tại điểm xét trong giếng (psi);

T: Nhiệt độ tại điểm xét trong giếng (°C);

γ_g : Tỷ trọng của khí (sg);

A_1 : 0,3262

A_2 : -1,0700

A_3 : -0,5339

A_4 : 0,01569

A_5 : -0,05165

A_6 : 0,5475

A_7 : -0,7361

A_8 : 0,1884

A_9 : 0,1056

A_{10} : 0,6134

A_{11} : 0,7210

T_{pr} : Nhiệt độ giả giảm;

P_{pr} : Áp suất giả giảm.

4.3. Dung sai kick trong quá trình bơm đập giếng

Dung sai kick là chênh lệch tối đa cho phép giữa áp suất đáy giếng và áp suất thành hệ khoan qua. Dung sai kick còn được biểu diễn theo khối lượng riêng dung dịch tương đương theo chiều sâu. Dung sai kick phản ánh hệ số an toàn trong khi bơm

đập giếng, dung sai kick dự báo khả năng xử lý chất lưu xâm nhập (kick) trong giếng trong điều kiện cụ thể. Phương pháp đập giếng có thể được áp dụng khi dung sai kick lớn hơn 0. Khi thành hệ có dung sai kick càng lớn, cửa sổ an toàn khi bơm đập giếng càng lớn. Để đảm bảo hoạt động đập giếng an toàn, áp suất tại choke cần được duy trì thấp hơn áp suất thiết kế để tránh làm nứt vỉa, vỡ vỉa thành hệ dọc thân giếng thân trần, đặc biệt là khu vực chân đế ống chống.

Có 2 tiêu chuẩn xác định dung sai kick trong khi bơm đập giếng: (i) khí lên bề mặt tại choke và gây áp suất gần bằng áp suất làm việc của thiết bị bề mặt; (ii) áp suất đáy giếng tại chân đế ống chống gần với áp suất nứt vỉa tại chân đế ống chống. Áp suất làm việc tối đa tại choke được thiết kế an toàn và có biên độ đủ lớn để phục vụ công tác đập giếng. Trong trường hợp, áp suất tác dụng lên chân đế ống chống lớn hơn áp suất nứt vỉa (LOT) tại chân đế ống chống có thể do thành hệ đất đá tại khu vực lân cận chân đế ống chống bị nứt vỡ.

4.3.1. Dung sai kick trong phương pháp đập giếng Driller

Trong quá trình tuần hoàn đầu tiên của bơm đập giếng Driller, cột khí trong không gian vành xuyên tăng dần. Áp suất tác động thành hệ tại chân đế ống chống đạt tới áp suất tối đa khi cột khí tới chân đế ống chống. Giả sử áp suất tác động tại thời điểm đó tương đương với áp suất nứt vỉa của thành hệ đất đá tại chân đế ống chống, khi đó áp suất tối đa cho phép ở đáy giếng P_{bmax} được tính như sau [16]:

$$P_{bmax} = P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \left(D - CSD - \frac{V_{gc}}{S_a} \right) \quad (20)$$

Từ các thông số gồm áp suất đáy giếng, nhiệt độ tại đáy giếng và tại chân đế ống chống, thể tích khí tại chân đế ống chống được tính như sau:

$$V_{gc} = \frac{P_b Z_c T_c V_g}{P_{cf} Z_b T_b} \quad (21)$$

Khối lượng riêng dung sai kick của phương pháp đập giếng Driller được tính từ công thức (9) như sau:

$$K_d = \frac{P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \left(D - CSD - \frac{V_{gc}}{S_a} \right)}{0,052D} - KWM \quad (22)$$

Trong đó:

KWM: Khối lượng riêng dung dịch dập giếng (ppg);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

CSD: Chiều sâu đặt đế ống chống (ft);

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

V_{gc} : Thể tích khí xâm nhập tại chân đế ống chống (thùng);

Z_c : Hệ số nén của khí tại chân đế ống chống;

Z_b : Hệ số nén của khí tại đáy giếng;

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

P_{bmax} : Áp suất động lớn nhất (psi);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

V_g : Thể tích khí xâm nhập ban đầu vào giếng (thùng).

4.3.2. Dung sai kick trong phương pháp dập giếng W&W

Giống như phương pháp dập giếng Driller, điều kiện an toàn được đánh giá khi cột chất lưu xâm nhập tới chân đế ống chống. Tại thời điểm đó, dung sai kick là phương pháp xác định vị trí của dung dịch khoan có tỷ trọng nặng bên trong khoảng không vành xuyên. Nếu dung dịch dập giếng vẫn chưa đi vào khoảng không vành xuyên, dung sai kick được tính theo phương pháp Driller. Ngoài ra, có thể tính khi xem xét nứt vỉa xuất hiện khu vực thành hệ đất đá xung quanh chân đế ống chống và áp suất cho phép lớn nhất tác dụng xuống đáy giếng (gồm áp suất thủy tĩnh tác dụng bởi dung dịch ban đầu và chiều cao của cột dung dịch, cột áp suất thủy tĩnh gây ra do dung dịch dập giếng ở đoạn khoan giếng thân trần, áp suất nứt vỉa gây ra tại chân đế ống chống). Mô hình dung sai kick tính như sau [16]:

$$P_{bmax} = P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \frac{DS_d}{S_a} + 0,052 \times KWM \times h_k \quad (23)$$

Khi khí di cư tới chân đế ống chống, chiều cao của cột dung dịch nặng là:

$$h_k = h_o - \frac{DS_d}{S_a} - \frac{P_b V_g Z_c T_c}{S_a P_{cf} Z_b T_b} \quad (24)$$

Khối lượng riêng của dung sai kick trong trường hợp này tính như sau:

$$K_w = \frac{P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \frac{DS_d}{S_a} + 0,052 \times KWM \times h_k}{0,052D} - KWM \quad (25)$$

Trong đó: $L_{dvs} = DS_d/S_a$

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

S_d : Diện tích ngang trong cần khoan (in²);

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa tại đế ống chống (psi);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

KWM: Khối lượng riêng dung dịch dập giếng (ppg);

h_k : Chiều cao của cột dung dịch nặng dập giếng (ft);

P_{bmax} : Áp suất đáy giếng lớn nhất (psi);

V_g : Thể tích khí xâm nhập ban đầu (thùng);

h_o : Chiều dài đoạn giếng thân trần (ft).

4.3.3. Thể tích kick tối đa

Thể tích kick tối đa là tham số xác định dung sai kick tại đó chất lưu xâm nhập trong giếng tới hạn mà tại chân đế ống chống không xảy ra nứt vỉa thủy lực hay vỡ vỉa. Thể tích kick tối đa được tính như sau [3]:

$$MKV = \frac{(\rho_s - \rho_m)H_s - (\rho_f - \rho_m)D \times \text{AnnularCap}}{(\rho_m - \rho_k)}$$

Trong đó:

AnnularCap: Thể tích khoảng không vành xuyên (thùng/ft);

MKV: Thể tích kick tối đa (thùng);

ρ_s : Khối lượng riêng áp suất vỡ vỉa tại chân đế ống chống (ppg);

ρ_m : Khối lượng riêng dung dịch (ppg);

ρ_f : Khối lượng riêng áp suất đáy giếng quy đổi (ppg);

H_s : Chiều sâu đặt chân đế ống chống (ft);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

ρ_k : Khối lượng riêng chất lưu xâm nhập quy đổi (ppg).

4.4. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa

Khi tiến hành dập giếng theo phương pháp Driller hoặc W&W, thể tích bể chứa dung dịch khoan càng lớn thì công tác dập giếng càng an toàn. Trong vành xuyên, chiều cao cột chất lưu xâm nhập tăng thì chiều cao cột

của dung dịch giảm khiến áp suất tác dụng lên choke lớn. Áp suất tác dụng lên chân đế ống chống tăng mạnh do thể tích bể chứa dung dịch khoan tăng khi khí xâm nhập tới chân đế ống chống. Do đó, việc tính toán tiêu chuẩn bể chứa dung dịch khoan phù hợp với dung sai kick là cần thiết.

4.4.1. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo phương pháp đập giếng Driller

Để tránh thành hệ cố kết yếu bị nứt vỡ khi cột khí xâm nhập di cư tới chân đế ống chống, chiều cao tối đa của cột khí di cư được xác định như sau [16]:

$$h_g = \frac{P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times OWM \times CSD}{0,052 \times OWM} \quad (26)$$

Thể tích của cột khí tới hạn ở đáy giếng cho biết mức tăng tới hạn của bể chứa dung dịch. Theo mô hình khí thực, thể tích gia tăng tới hạn được biểu diễn như sau:

$$V_d = \frac{P_{cf} V_c T_b Z_b}{P_b T_c Z_c} \quad (27)$$

$$= \frac{P_{cf} T_b Z_b S_a (P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times OWM \times CSD)}{0,052 \times OWM \times P_b T_c Z_c}$$

Trong đó:

P_{dp} : Áp suất đóng cần khoan (psi);

h_g : Chiều cao lớn nhất của cột khí di cư tới chân đế ống chống (ft);

CSD: Chiều sâu từ bề mặt tới chân đế ống chống (ft);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

$V_c = h_g S_a$: Thể tích của cột khí tại đế ống chống;

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

P_{cf} : Áp suất nứt vỡ thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

Z_c : Hệ số nén khí tại chân đế ống chống;

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

Z_b : Hệ số nén khí tại đáy giếng.

4.4.2. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo phương pháp đập giếng W&W

Nếu không có dung dịch khoan tỷ trọng nặng đập giếng trong khoảng không vành xuyên, khi cột khí di cư tới chân đế ống chống thì tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo công thức (27). Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa khi khí di cư tới chân đế ống chống được biểu diễn như sau [16]:

$$V_d = \frac{P_{cf} V_c T_b Z_b}{P_b T_c Z_c} \quad (28)$$

$$= \frac{P_{cf} T_b Z_b S_a (P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times D (1 - S_d / S_a) - 0,052 \times KWM (CSD + DS_d / S_a - D))}{0,052 \times KWM \times P_b T_c Z_c}$$

Trong đó:

P_{dp} : Áp suất đóng cần khoan (psi);

P_{cf} : Áp suất nứt vỡ thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

KWM: Khối lượng riêng dung dịch đập giếng (ppg);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

V_c : Thể tích khí tại chân đế ống chống;

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft)

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

Z_b : Hệ số nén của khí tại đáy giếng;

Z_c : Hệ số nén của khí tại đế ống chống;

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

S_d : Diện tích ngang bên trong cần khoan (in²);

4.5. Kết quả và thảo luận

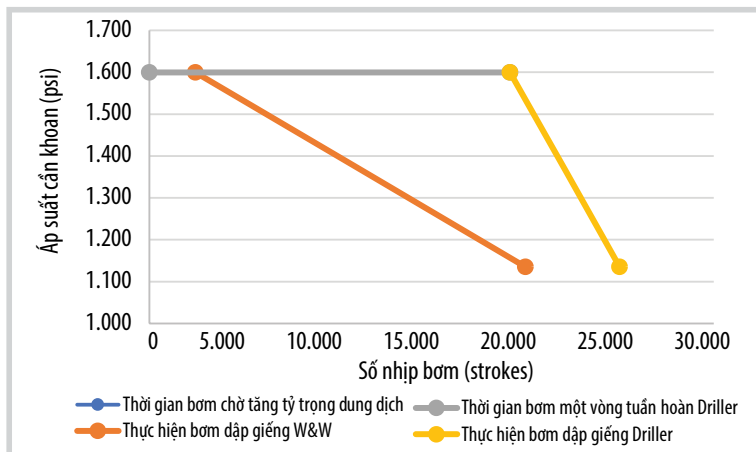
Tổng thể tích bên trong bộ cần khoan và ngoài khoảng không vành xuyên là 1.918 thùng, tương ứng với 19.180 nhíp bơm. Thời gian bơm chờ tính từ khi dung dịch thường được bơm từ bề mặt tới chèo khoan (2 giờ 2 phút, tương ứng với 2.444 nhíp bơm) để tăng tỷ trọng dung dịch từ 15,5 ppg lên 16 ppg. Hình 4 so sánh áp suất cần khoan của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W với các số liệu trong Bảng 1.

Với phương pháp Driller, áp suất cần khoan được giữ không đổi để đảm bảo cho áp suất đáy giếng ổn định trong tuần hoàn thứ 1. Trong tuần hoàn thứ 2, áp suất cần khoan giống phương pháp đập giếng W&W bởi vì đều sử dụng dung dịch có tỷ trọng nặng đi vào giếng để khôi phục và tạo ra áp suất đáy giếng cân bằng với áp suất thành hệ.

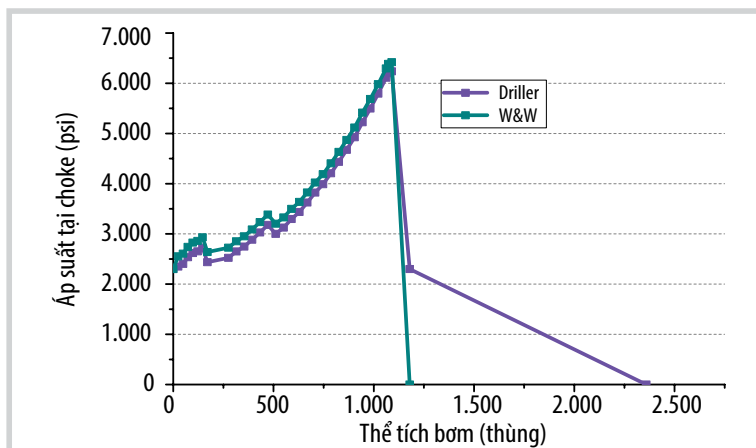
Với phương pháp W&W, thiết bị miệng giếng chịu áp suất cần khoan thấp hơn. Ngoài ra, thời gian thiết bị miệng giếng chịu áp suất cao cũng ngắn hơn so với với phương pháp Driller do cần 2

Bảng 1. Số liệu đập giếng khoan X [24]

Thông số	Giá trị
Chiều sâu thẳng đứng, TVD	19.400 ft
Chiều sâu đặt đế ống chống, TVD	15.200 ft
Đường kính giếng thân trần	7 $\frac{7}{8}$ "
Đường kính ngoài ống chống, OD	9 $\frac{5}{8}$ "
Đường kính trong ống chống, ID	8,535"
Chiều dài cần khoan, ft	18.740
Đường kính ngoài cần khoan, OD	4,5"
Đường kính trong cần khoan, ID	3,64"
Đường kính ngoài cần nặng, OD	6,25"
Đường kính trong cần nặng, ID	2,25"
Chiều dài cần nặng	660 ft
Dung dịch gốc nước (OWM), ppg	15,5 ppg
Áp suất đóng cần khoan, psi	500 psig
Áp suất đóng ống chống, psi	2.300 psig
Gia tăng bể chứa dung dịch	83 thùng
Gradient áp suất nứt vỉa tại đế ống chống	0,98 psi/ft
Nhiệt độ ngoài trời	100 °F
Giả thiết gradient nhiệt độ trong giếng,	1,5°F/100 ft
Tỷ trọng khí	0,6 sg
Áp suất bơm đập giếng	1.100 psi
Lưu lượng bơm	20 spm
Thể tích 1 nhịp bơm	0,1 thùng



Hình 4. So sánh áp suất cần khoan trong khi bơm đập giếng của Driller và W&W.



Hình 5. So sánh áp suất tại choke của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W.

tuần hoàn. So sánh áp suất tại choke của phương pháp đập giếng Driller và phương pháp W&W được biểu diễn trên Hình 5. Có thể thấy áp suất bề mặt tại choke của 2 phương pháp là tương đối giống nhau trước khi dung dịch khoan có tỷ trọng nặng được bơm vào vành xuyên (đối với phương pháp W&W). Sau đó, do tác dụng của áp suất thủy tĩnh của dung dịch khoan có tỷ trọng nặng mà áp suất tại choke của phương pháp W&W thấp hơn so với áp suất tại choke của phương pháp đập giếng Driller. Áp suất tại choke tăng nhanh chóng khi chiều cao cột khí bên trong khoảng không vành xuyên tăng lên và di chuyển tới thiết bị bề mặt (choke). Áp suất tại choke của phương pháp W&W lớn nhất khi khí xâm nhập tới miệng giếng và thấp hơn so với phương pháp Driller. Giai đoạn cuối cùng, áp suất thủy tĩnh trong khoảng không vành xuyên đủ để cân bằng áp suất thành hệ. Do vậy, áp suất tại choke giảm xuống 0.

Phân tích độ nhạy của thể tích khí xâm nhập, hay thể tích bể chứa, ảnh hưởng tới khối lượng riêng của dung sai kick K_d của phương pháp Driller và K_w của phương pháp W&W. Sử dụng các công thức (21 - 25) để tính khối lượng riêng của dung sai kick và phân tích độ nhạy thể tích bể chứa cho 7 thùng, 14 thùng, 21 thùng, 25 thùng và 83 thùng.

Hình 6 biểu diễn các kịch bản gia tăng bể chứa dung dịch với khối lượng riêng dung sai kick quy đổi. Hình 6 cho thấy dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W giảm dần đều khi thể tích bể chứa dung dịch tăng thêm. Do khối lượng riêng dung sai kick của phương pháp đập giếng W&W lớn hơn so với khối lượng riêng dung sai kick của Driller, từ đó kết luận phương pháp W&W cung cấp khoảng biên lớn hơn để đập giếng và loại bỏ khí xâm nhập so với phương pháp Driller.

Phân tích sự ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống (8.000 ft, 10.000 ft, 12.000 ft, 14.000 ft, 15.200 ft) tới chiều cao dâng tối đa của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên đối với 2 phương pháp Driller và W&W, giả thiết các thông số đập giếng khác không thay đổi (khối lượng riêng dung dịch đập giếng: 16 ppg, khối lượng riêng dung dịch

Bảng 2. Thông số chất lưu xâm nhập

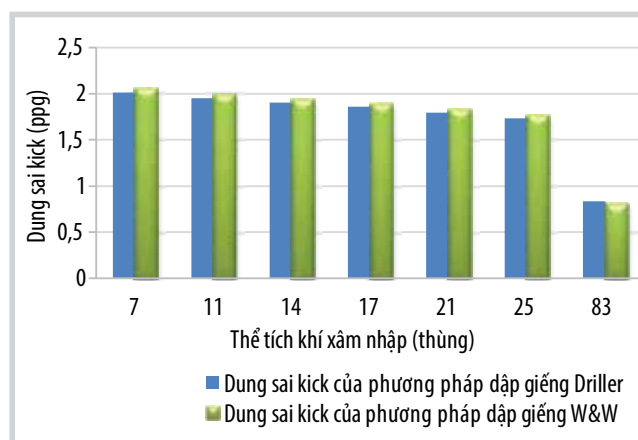
Thông số	Tại đáy giếng	Chân đế ống chống
Hệ số lệch khí (Z)	1,621	1,6055
P_{pc}	496.904	496.904
Nhiệt độ tại điểm xét ($^{\circ}R$)	851	788
Áp suất tại điểm xét (psi)	16136,4	14896
Áp suất giả giảm (P_{pr})	32,47	29,98
Nhiệt độ giả giảm (T_{pr})	2.416	2.237

Bảng 3. So sánh dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W

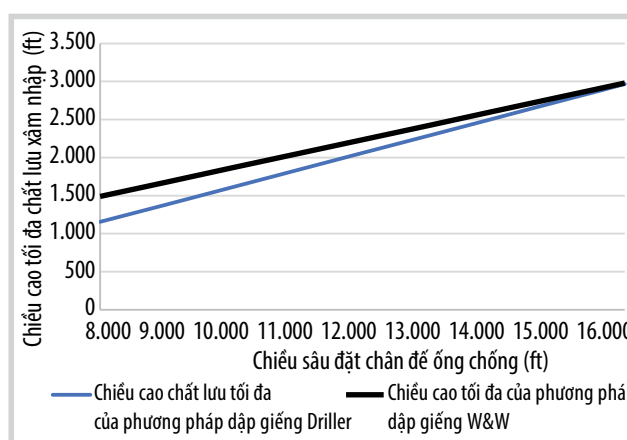
Thể tích chất lưu tại chân đế ống chống (thùng)	Thể tích chất lưu xâm nhập (thùng)	Dung sai kick K_d của phương pháp Driller (ppg)	Dung sai kick K_w của phương pháp W&W (ppg)
7.022	7	2,0132	2,054
11.034	11	1,9512	1,9881
14.043	14	1,9047	1,9387
17.052	17	1,8582	1,8893
21.065	21	1,7962	1,8234
25.077	25	1,7342	1,7574
83.255	83	0,835	0,8018

Bảng 4. So sánh chiều cao chất lưu tối đa trong vành xuyên và thể tích chất lưu kick tối đa của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W

Chiều cao tối đa của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên (ft)		Thể tích chất lưu kick lớn nhất (thùng)	
Phương pháp W&W	Phương pháp Driller	Phương pháp W&W	Phương pháp Driller
1.490,7	1.155,4	81,3	104,8
1.863,4	1.608,3	113,1	131,0
2.236,1	2.061,3	145	157,3
2.608,8	2.514,3	177	183,5
2.832,4	2.786,1	195,9	199,2
2.981,4	2.967,3	208,7	209,7



Hình 6. So sánh dung sai kick với các kích bản thể tích khí xâm nhập của phương pháp Driller và W&W.



Hình 7. Ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới chiều cao của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên của phương pháp đập giếng Driller và W&W.

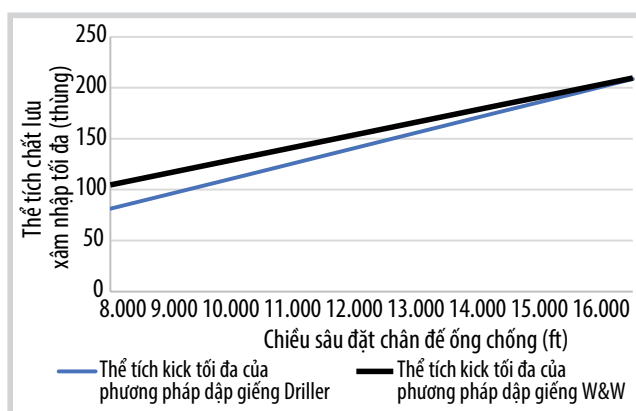
ban đầu: 15,5 ppg, khối lượng riêng áp suất đáy giếng quy đổi: 16 ppg, khối lượng riêng áp suất vỡ vỉa quy đổi: 18,85 ppg, và tỷ trọng khí xâm nhập: 0,73 ppg).

Hình 9 biểu diễn tiêu chuẩn tăng bể chứa dung dịch với các kích bản đặt chân đế ống chống ở các chiều sâu khác nhau. Việc xác định mối quan hệ giữa chiều sâu đặt

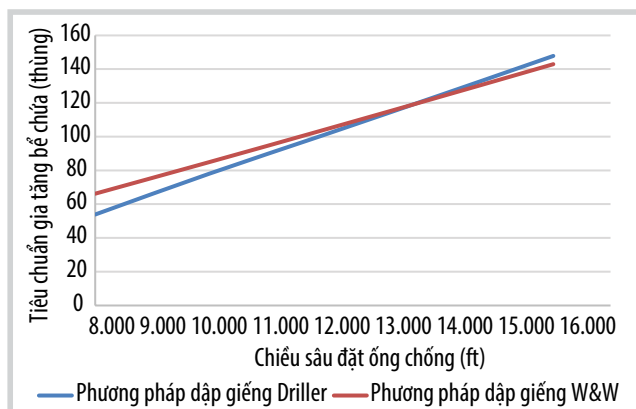
chân đế ống chống với gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa trước khi thành hệ tại chân đế ống chống xảy ra vỡ vỉa có ý nghĩa quan trọng trong quá trình đập giếng, đảm bảo thể tích chất lưu xâm nhập giãn nở và di cư tới chân đế ống chống, tránh gây vỡ vỉa, đảm bảo độ bền thành hệ tại chân đế ống chống.

Bảng 5. Phân tích độ nhạy ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp đập giếng Driller và W&W

Chiều sâu đặt chân đế ống chống (ft)	Độ lệch khí tại đáy giếng (Z_b)	T_b ($^{\circ}R$)	Độ lệch khí tại chân đế ống chống (Z_c)	T_c ($^{\circ}R$)	Áp suất vỡ vỉa tại đế ống chống, P_{cf} (psi)	Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp Driller (thùng)	Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp W&W (thùng)
8.000	1,621	851	1,014	680	7.840	53,83	66,15
10.000	1,621	851	1,2005	710	9.800	78,11	84,96
12.000	1,621	851	1,3686	740	11.760	101,02	104,05
14.000	1,621	851	1,5208	770	13.720	124,27	123,39
15.200	1,621	851	1,6055	788	14.896	138,35	135,1
16.000	1,621	851	1,6594	800	15.680	147,8	142,95



Hình 8. Ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới thể tích chất lưu xâm nhập tối đa của phương pháp đập giếng Driller và W&W.



Hình 9. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa ở các chiều sâu ống chống khác nhau của phương pháp đập giếng Driller và W&W.

5. Kết luận

Nghiên cứu so sánh 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W có thể rút ra các kết luận sau:

Áp suất tác dụng lên bề mặt ống chống của phương pháp W&W thấp hơn so với phương pháp Driller.

Dung sai kick với các kịch bản gia tăng thể tích bể chứa, tiêu chuẩn gia tăng bể chứa dung dịch khoan với chiều sâu đặt đế ống chống của 2 phương pháp Driller và

W&W, so sánh kết quả để tham chiếu trước khi thực hiện đập giếng an toàn.

Trong quá trình đập giếng, áp suất tác dụng lên thiết bị bề mặt tại choke của phương pháp W&W thấp hơn so với phương pháp Driller.

Dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W giảm với các kịch bản tăng thể tích bể chứa, dẫn tới rủi ro lớn hơn trong hoạt động bơm đập giếng. Bể chứa dung dịch khoan của 2 phương pháp tăng lên khi tăng chiều sâu đặt chân đế ống chống, cho thấy đặt chân đế ống chống càng sâu thì hoạt động đập giếng càng an toàn.

Tài liệu tham khảo

[1] Liv A. Carlsena, Gerhard Nygaard, and Michael Nikolaou, "Evaluation of control methods for drilling operations with unexpected gas influx", *Journal of Process Control*, Vol. 23, No. 3, pp. 306 - 316, 2013. DOI: 10.1016/j.jprocont.2012.12.003.

[2] Jon Espen Skogdalen, Ingrid B. Utne, and Jan Erik Vinnem, "Developing safety indicators for preventing offshore oil and gas deepwater drilling blowouts", *Safety Science*, Vol. 49, No. 8 - 9, pp. 1187 - 1199, 2011. DOI: 10.1016/j.ssci.2011.03.012.

[3] J.O.L. Nunes, A.C. Bannwart, and P.R. Ribeiro: "Mathematical modeling of gas kicks in deep water scenario", *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia*, 9 - 11 September 2002.

[4] B. Avignon and A. Simondin, "Deep water drilling performance", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September - 2 October 2002*.

[5] D. Bertin, J. Lassus-Dessus, and B. Lopez, "Well control guidelines for Griassol", *SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland, 9 - 11 March 1999*.

- [6] O.L.A. Santos, "A study on blowouts in ultra-deep waters", *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25 - 28 March 2001*.
- [7] J.L. LeBlanc and R.L. Lewis, "A mathematical model of a gas kick", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 20, No. 8, pp. 888 - 898, 1968. DOI: 10.2118/1860-PA.
- [8] L.R. Records, R.H. Everett, and W.J. Bergeron, *Blowout control of drilling wells*. The Stooksberry Tank Company Well Control Unit, Inc, 1962.
- [9] L.R. Records and R.H. Everett, "New well-control unit speeds safer handling of blowouts", *Oil and Gas Journal*, 1962.
- [10] L.R. Records, "Mud systems and well control", *Pet. Eng.*, 1972.
- [11] H.F. Spoerker and T. Tushl, "Behavior and shape of gas kicks in well bores", *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, February 2010*. DOI: 10.2118/128276-MS.
- [12] William Lyons, *Working guide to drilling equipment and operations*. Elsevier-Gulf Publishing, 2010.
- [13] D.W. Rader, A.T. Bourgoyne, and R.H. Ward, "Factors affecting bubble-rise velocity of gas kicks", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 27, No. 5, 1975.
- [14] S.I. Jardine, D.B. White and John Billingham, "Computer-Aided real-Time kick analysis and control", *SPE Drilling & Completion*, Vol. 9, No. 3, pp. 199 - 204, 1994. DOI: 10.2118/25711-PA.
- [15] Dominique Dupuis, Didier Augis, Andre Sagot, Thierry Delahaye, Ulysse Cartalos, and Bruno Burban, "Validation of kick control method and pressure loss predictions on a slim hole well", *SPE/IADC Drilling Conference, Netherlands, February 1995*. DOI: 10.2118/29348-MS.
- [16] Jerome Jacob Schubert, *Well control*. Texas A&M University, 1995.
- [17] Jr. Adam T. Bourgoyne, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, and Jr.F.S. Young, *Applied drilling engineering*. SPE Richardson, 1986.
- [18] David Watson, Terry Brittenh, and Preston L. Moore, *Advanced well control*. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [19] Robert D. Grace, *Advanced blowout & well control*. Gulf Publishing Company Houston, 1994.
- [20] Marshall B. Standing, and Donald L. Katz, "Density of natural gases", *Transactions of the AIME*, Vol. 146, No. 1, pp. 140 - 149, 1942. DOI: 10.2118/942140-G.
- [21] K.R. Hall and L. Yarborough, "A new equation of state for Z-factor calculations", *Oil Gas Journal*, Vol. 71, No. 25, 1973.
- [22] P.M. Dranchuk and H. Abou-Kassem, "Calculations of Z factors for natural gases using equations of state", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 14, No. 3, pp. 34 - 36, 1975. DOI: 10.2118/75-03-03.
- [23] P.M. Dranchuk, R.A. Purvis, and D.B. Robinson, "Computer calculation of natural gas compressibility factors using the standing and katz correlation", *Annual Technical Meeting, Edmonton, 7 - 11 May 1973*. DOI: 10.2118/73-112.
- [24] David Watson, Terry Brittenham, and Preston L. Moore, "Advanced well control", *Society of Petroleum Engineers*, Richardson, Texas, 2003.

EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF DRILLER'S AND WAIT & WEIGHT METHODS IN WELL KILLING OPERATIONS

Nguyen Huu Truong
Petrovietnam University
Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The article presents the Driller's method and Wait and Weight (W&W) method which are widely used to kill wells when there is inflow of formation fluid into the well. In particular, it focuses on analysing the effectiveness of these two methods on the basis of comparing drill pipe pressure, surface pressure at choke.

Key words: Well kill, Driller's method, W&W method.



THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ: BẢO ĐẢM ĐỘC LẬP, TỰ CHỦ VÀ CÂN ĐỐI VỀ NĂNG LƯỢNG

Làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính nhấn mạnh trong bất kỳ hoàn cảnh nào cũng phải bảo đảm độc lập, tự chủ và cân đối về năng lượng, không phụ thuộc vào bên ngoài; phải có kịch bản cho các vấn đề tình thế, đột xuất, bất ngờ.



Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Hiền Anh

Ngày 16/3/2022, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính đã làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) về tình hình sản xuất kinh doanh năm 2021, 2 tháng đầu năm 2022 và kế hoạch năm 2022.

Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao sự nỗ lực, cố gắng của Petrovietnam trong



Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính phát biểu chỉ đạo tại cuộc làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Nhật Bắc

thời gian qua. Năm 2021, Petrovietnam đã đoàn kết, thống nhất, tích cực triển khai và hoàn thành tốt nhất có thể nhiệm vụ được giao, các mục tiêu, yêu cầu đặt ra, thể hiện ở chỉ tiêu khai thác dầu thô và các công việc liên quan; chỉ tiêu tài chính và xử lý một số vấn đề tồn đọng.

Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ chia sẻ với các khó khăn, thách thức của Petrovietnam, có những vấn đề có thể giải quyết được ngay, nhưng cũng có những khó khăn phụ thuộc vào nhiều yếu tố như thể chế, cơ chế, chính sách và liên quan tới nước ngoài.

Thủ tướng Phạm Minh Chính khẳng định Chính phủ sẽ tập trung cùng với Petrovietnam và các bộ, ngành, cơ quan liên quan giải quyết các vấn đề này tích cực nhất, phân loại, lựa chọn các vấn đề trọng tâm trọng điểm, có ảnh hưởng lớn, dễ làm trước, khó làm sau; trên cơ sở giữ đúng nguyên tắc, chủ trương, đường lối, chính sách của Đảng, Nhà nước, phù hợp tình hình cụ thể và mang lại hiệu quả cao.

Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ qua các thời kỳ đều rất quan tâm để Petrovietnam phát triển ổn định, lành mạnh và ngày càng có hiệu quả. Trong

thời gian qua, lãnh đạo Chính phủ đã làm việc với Petrovietnam về xử lý các vấn đề tồn đọng liên quan tới Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và các vấn đề khác...

Nhấn mạnh quan điểm chỉ đạo quan trọng cần quán triệt, Thủ tướng Chính phủ nêu rõ, Việt Nam đang xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ để góp phần bảo vệ vững chắc độc lập, chủ quyền, toàn vẹn lãnh thổ và chủ động, tích cực hội nhập quốc tế toàn diện, sâu rộng. Trong bất kỳ hoàn cảnh nào, phải bảo đảm độc lập, tự chủ và cân đối về năng lượng, không phụ thuộc vào bên ngoài, đáp ứng nhu cầu sản xuất, kinh doanh, quốc phòng an ninh, an sinh xã hội...; phải đặt lợi ích quốc gia, dân tộc lên trên hết, trước hết để hành động, thực hiện được mục tiêu này.

Năm 2022, tình hình địa chính trị, địa kinh tế, cạnh tranh chiến lược đang diễn ra phức tạp, khó dự báo, liên quan trực tiếp tới hoạt động dầu khí. Những địa bàn, đối tượng mà Petrovietnam đang hợp tác đều chịu tác động bởi những yếu tố này. Do đó, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam phải nhanh chóng thích ứng tình hình và linh hoạt xử lý các vấn đề cụ thể thuộc chức năng, thẩm quyền, góp

phần xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ, bảo đảm cân đối lớn về năng lượng.

Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo phải chủ động đẩy mạnh khai thác, tập trung lực lượng, lãnh đạo, chỉ đạo, tận dụng tối đa thời cơ thuận lợi nhất hiện nay, nếu tranh thủ được tốt nhất, hiệu quả nhất thì sẽ hóa giải được những khó khăn, thách thức. Đây cũng là nhiệm vụ được Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo ngay từ cuối Quý III/2021, với dự báo khi dịch bệnh được kiểm soát thì việc phục hồi, phát triển kinh tế - xã hội trong nước và quốc tế sẽ dẫn tới nhu cầu cao về năng lượng.

Thủ tướng Chính phủ lưu ý, phải nắm chắc tình hình, vừa xử lý các vấn đề cụ thể, thường xuyên, vừa chuẩn bị cho vấn đề lâu dài và đột xuất, bất ngờ có thể xảy ra. Về lâu dài, cần phải tiếp tục bổ sung, hoàn thiện chiến lược phát triển năng lượng, chiến lược phát triển ngành Dầu khí; đồng thời có kịch bản cho các vấn đề tình thế, đột xuất, bất ngờ.

Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu phải nghiên cứu, tính toán, thúc đẩy đầu tư, nhưng là đầu tư cho phát triển để lợi nhuận có được tiếp tục tạo ra lợi nhuận lớn hơn; rà soát, lựa chọn các đối tác hợp tác phù hợp nhất; lựa chọn các ngành nghề thực sự hiệu quả, bổ sung cho nhau, tránh tình trạng xung đột giữa các ngành nghề sản xuất kinh doanh hoặc đầu tư vào lĩnh vực không phải là thế mạnh, tránh manh mún, dàn trải, khắc phục những hạn chế trong đầu tư ngoài ngành trước đây.

Thủ tướng Chính phủ cơ bản đồng tình với các đề xuất, kiến nghị của Petrovietnam tại cuộc làm việc. Trong đó, có những vấn đề đã và đang tiếp tục được xử lý. Với những vấn đề đã được cấp có thẩm quyền cho chủ trương giải quyết, thì Petrovietnam cần phối hợp chặt chẽ

Năm 2021, Petrovietnam đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, tổng doanh thu đạt trên 627 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 28%, nộp ngân sách Nhà nước đạt hơn 112 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 89%. Đặc biệt, 4/5 dự án chậm tiến độ, kém hiệu quả đã được đưa ra khỏi danh sách 12 dự án khó khăn, thua lỗ của ngành Công Thương; Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đã đốt lửa lần đầu thành công Tổ máy số 1 vào ngày 23/2/2022.

Trong 2 tháng đầu năm 2022, sản lượng khai thác dầu của Petrovietnam đạt gần 1,8 triệu tấn, vượt 24% kế hoạch. Tuy nhiên, hoạt động của Petrovietnam đã và đang đối diện với nhiều khó khăn, thách thức về phạm vi hoạt động, về xu hướng chuyển dịch năng lượng, về cơ chế chính sách đặc thù. Đặc biệt, những biến động phức tạp địa chính trị, tranh chấp quốc tế, nhất là xung đột vũ trang ở Ukraine dẫn đến sự biến động giá và ảnh hưởng đến cung - cầu dầu thô, xăng dầu, phân bón...

với các bộ, ngành, cơ quan xử lý dứt điểm theo lộ trình cụ thể.

Với những vấn đề chưa được các cấp có thẩm quyền cho chủ trương thì Petrovietnam phối hợp với các bộ, ngành, cơ quan liên quan đề xuất, kiến nghị trọng tâm, trọng điểm, nêu rõ các vấn đề khó, mới, nhạy cảm, phức tạp, còn ý kiến khác nhau để các cấp có thẩm quyền xem xét, quyết định.

Với các dự án cụ thể, Thủ tướng Chính phủ đề nghị tập trung đánh giá đúng tình hình, phân tích rõ nguyên nhân, đề xuất giải pháp, lộ trình xử lý, đặc biệt là tập trung giải quyết vấn đề liên quan đến Nhà máy Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Thời gian qua, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ đã chỉ đạo quyết liệt và việc xử lý các vấn đề liên quan tới Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đang được triển khai tích cực, đạt kết quả; cần tiếp tục rút kinh nghiệm, phát huy cách làm tại dự án này để giải quyết các vấn đề tại các dự án khác.

Thủ tướng Chính phủ đề nghị Petrovietnam cùng tích cực tham gia vào quá trình xây dựng Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII)

trên tinh thần không vì lợi ích cục bộ của ngành, đơn vị mà tất cả vì lợi ích quốc gia, dân tộc.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam cùng các cơ quan liên quan nắm chắc tình hình, phối hợp chặt chẽ trong việc bảo đảm quốc phòng, an ninh, trong đó có an ninh kinh tế, kiên định các nguyên tắc bất di bất dịch như giữ vững độc lập, chủ quyền, toàn vẹn lãnh thổ, nhưng linh hoạt, phù hợp với tình hình cụ thể, tính toán, cân nhắc việc gì tốt nhất cho đất nước thì làm, kết hợp hài hòa, hợp lý, hiệu quả giữa quốc phòng, an ninh, kinh tế, bảo đảm an sinh xã hội và đời sống nhân dân...

Thủ tướng Chính phủ đề nghị lãnh đạo Petrovietnam động viên đội ngũ cán bộ, công nhân viên chức, người lao động tiếp tục đoàn kết, thống nhất, phấn đấu, nỗ lực vượt qua khó khăn, thách thức, cùng Đảng, Nhà nước và nhân dân giải quyết vấn đề rất quan trọng là bảo đảm cân đối năng lượng cả trước mắt và lâu dài, góp phần xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ.

Hà Văn

*Giếng khoan Kèn Bầu 2X, Lô 114, bể Sóng Hồng, thềm lục địa Việt Nam
được giàn khoan SAGA thi công. Ảnh: Trương Hoài Nam*



PETROVIETNAM

PHẦN ĐẦU TĂNG TRƯỞNG 10% SO VỚI NĂM 2021

Trước diễn biến phức tạp của giá dầu thế giới, Phó Thủ tướng Chính phủ Lê Văn Thành đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam rà soát kế hoạch sản xuất kinh doanh, tài chính, lợi nhuận năm 2022 với mục tiêu phần đầu tăng trưởng 10% so với năm 2021.



“Trụ đỡ” quan trọng của nền kinh tế

Ngày 11/3/2022, Phó Thủ tướng Chính phủ Lê Văn Thành đã làm việc với Petrovietnam về tình hình sản xuất kinh doanh, tiến độ triển khai các dự án trọng điểm, đồng thời chỉ đạo tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc, kiến nghị của Petrovietnam.

Đánh giá cao vai trò và đóng góp đặc biệt quan trọng của Petrovietnam đối với nền kinh tế đất nước, Phó Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh: “Ngành Dầu khí có bước trưởng thành lớn mạnh, có cơ sở vật chất được đầu tư tiên tiến, hiện đại, tương đương trình độ khu vực và quốc tế trên tất

cả lĩnh vực, từ khâu thăm dò, khai thác đến chế biến”.

Là tập đoàn kinh tế nhà nước có quy mô lớn nhất, Petrovietnam có tổng giá trị tài sản 870 nghìn tỷ đồng; đến nay đã khai thác được trên 430 triệu tấn dầu thô, 165 tỷ m³ khí, đạt doanh thu trên 430 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước 115 tỷ USD.

Trong nhiều năm qua, Petrovietnam đã phát huy vai trò là trụ đỡ quan trọng của nền kinh tế, đóng góp đặc biệt quan trọng trong việc đảm bảo an ninh chủ quyền biển đảo, an ninh kinh tế, an ninh năng lượng và an ninh lương thực. Petrovietnam có đội ngũ cán bộ được đào tạo bài bản, trưởng

thành qua thực tiễn, có trình độ quản lý hiện đại, làm chủ công nghệ thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí...

Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định, Petrovietnam không chỉ là doanh nghiệp Nhà nước, kinh doanh vì lợi nhuận đơn thuần, mà là tập đoàn kinh tế có vai trò đặc biệt quan trọng đối với phát triển kinh tế và bảo vệ Tổ quốc.

Petrovietnam vinh dự được Đảng, Nhà nước giao trách nhiệm quản lý khai thác sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên quý báu, có giá trị đặc biệt lớn để phục vụ xây dựng đất nước. Phó Thủ tướng Chính phủ cho rằng đây là vinh dự rất lớn, đồng



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP



Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVN



Phó Thủ tướng Chính phủ Lê Văn Thanh kiểm tra tiến độ thi công Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVN

thời cũng là trách nhiệm rất cao, Tập đoàn cần phát huy hiệu quả cao nhất nguồn tài nguyên quý giá của đất nước.

Phấn đấu tăng trưởng 10% so với 2021

Theo Phó Thủ tướng Chính phủ, thực tiễn hiện nay đòi hỏi các bộ, ngành phải đổi mới tư duy trong lãnh đạo, chỉ đạo, điều hành, theo hướng phân cấp, phân quyền, hỗ trợ Petrovietnam khẩn trương đẩy nhanh tiến độ thăm dò, khai thác, gắn với tăng cường chế biến dầu khí, đáp ứng đủ nhu cầu trong nước.

Trong bối cảnh giá dầu thô đang ở mức cao; xu thế chuyển dịch năng lượng diễn ra trên phạm vi toàn cầu với mục tiêu giảm

nhANH NĂNG LƯỢNG HÓA THẠCH ĐỂ ƯU TIÊN sử dụng năng lượng sạch, năng lượng tái tạo... Phó Thủ tướng Chính phủ cho rằng, giá trị của các nguồn năng lượng hóa thạch nếu không được phát huy ở thời điểm hiện tại sẽ vĩnh viễn mất đi trong tương lai.

Trữ lượng dầu khí của Việt Nam đứng thứ 26 thế giới (khoảng 1,5 tỷ m³) nhưng sản lượng khai thác hiện nay chỉ đứng thứ 34 thế giới. Như vậy, tốc độ hiện thực hóa tiềm năng dầu khí chưa cao. Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu “phải đưa được nguồn tài nguyên này vào phục vụ nền kinh tế hiệu quả nhất, phải chế biến sâu hiệu quả nhất”.

Trước diễn biến phức tạp của giá dầu

thế giới, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn rà soát lại kế hoạch sản xuất kinh doanh, tài chính, lợi nhuận năm 2022 với tinh thần “thời cơ đến thì phải tiến công”, phấn đấu tăng trưởng 10% so với năm 2021.

Bên cạnh đó, Phó Thủ tướng yêu cầu Petrovietnam xây dựng đề án phát triển điện gió ngoài khơi để phát huy kinh nghiệm, trang thiết bị và công nghệ, trình cấp có thẩm quyền phê duyệt; xây dựng phương án khai thác hiệu quả nguồn khí; tập trung chỉ đạo, có phương án xử lý dứt điểm các dự án đầu tư kém hiệu quả, trước mắt sớm đưa các nhà máy nhiệt điện (Thái Bình 2, Long Phú 1) vào hoạt động.

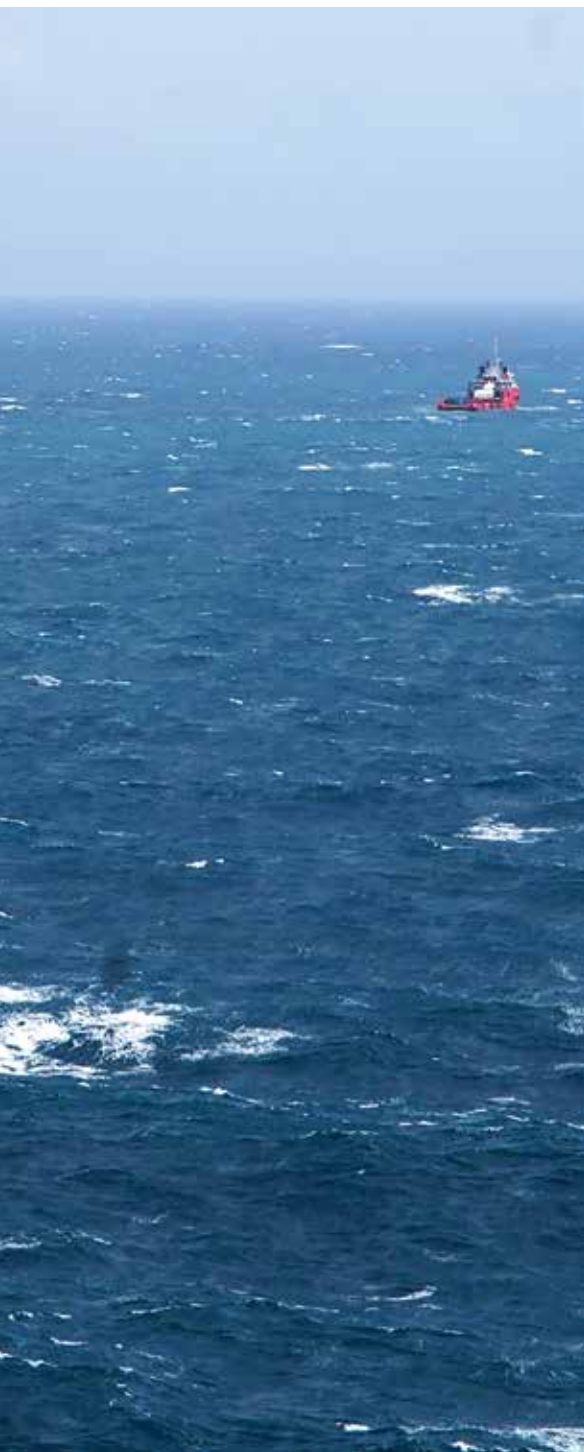
Đức Tuấn

Thử vỉa tại giếng CT-6X, mỏ Cá Tầm, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: Phan Ngọc Trung



CHÍNH PHỦ YÊU CẦU TIẾP TỤC THẢO LUẬN, LẤY Ý KIẾN HOÀN THIỆN DỰ ÁN LUẬT DẦU KHÍ

Tại Nghị quyết số 22/NQ-CP ngày 28/2/2022, Chính phủ giao Bộ Công Thương tiếp tục thảo luận, lấy ý kiến tham vấn các cơ quan liên quan, xin ý kiến các cơ quan của Quốc hội, hoàn thiện Dự án Luật Dầu khí bảo đảm tiến độ, chất lượng dự án Luật theo yêu cầu của Chính phủ, báo cáo Thủ tướng Chính phủ trước khi trình Quốc hội.



Về quan điểm tiếp cận xây dựng và hoàn thiện Dự án Luật Dầu khí, Chính phủ xác định yêu cầu đặt lợi ích quốc gia, dân tộc lên trên hết, trước hết, gắn với xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ, bảo đảm ổn định kinh tế vĩ mô, các cân đối lớn của nền kinh tế nhất là về năng lượng; bảo vệ, khai thác hiệu quả tài nguyên, chủ quyền quốc gia bao gồm cả chủ quyền pháp lý, xây dựng thể

chế hội nhập, khẳng định vị thế của Việt Nam là quốc gia có trách nhiệm với cộng đồng quốc tế; tăng cường năng lực quản lý nhà nước, đẩy mạnh phân cấp, tránh lợi ích cục bộ của các bộ, các ngành. Chính phủ, các bộ tập trung xây dựng chính sách, thể chế, chiến lược, quy hoạch, kế hoạch, thanh tra, kiểm tra, giám sát, không can thiệp, làm thay hoạt động đầu tư, kinh doanh của doanh nghiệp. Doanh nghiệp chịu trách nhiệm trước pháp luật về hoạt động kinh doanh theo quy định của pháp luật.

Cơ bản thống nhất quan điểm về các vấn đề lớn của Dự án Luật Dầu khí, Chính phủ giao Bộ Công Thương tiếp tục thảo luận, lấy ý kiến tham vấn các cơ quan liên quan, xin ý kiến các cơ quan của Quốc hội, hoàn thiện Dự án Luật Dầu khí bảo đảm tiến độ, chất lượng dự án Luật trình Quốc hội.

Chính phủ yêu cầu Bộ Công Thương phối hợp chặt chẽ với các bộ, cơ quan liên quan nghiên cứu tiếp thu tối đa ý kiến thành viên Chính phủ hoàn thiện Dự án Luật Dầu khí theo hướng: Hoàn thiện quy định nguyên tắc các vấn đề tài chính cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) trong dự thảo Luật nhằm minh bạch cơ chế tài chính đặc thù của Petrovietnam, bảo đảm thống nhất, đồng bộ với pháp luật ngân sách Nhà nước, kế toán, kiểm toán và bảo đảm lợi ích Nhà nước.

Hoàn thiện quy định phân cấp cho Hội đồng thành viên Petrovietnam quyết định, chịu trách nhiệm việc góp vốn tham gia các hợp đồng dầu khí gắn với cơ chế kiểm tra, giám sát chặt chẽ theo thẩm quyền của Bộ Công Thương, các bộ liên quan và Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp.

Quy định rõ trách nhiệm của cơ quan đại diện chủ sở hữu, Hội đồng thành viên Petrovietnam trong việc phê duyệt các vấn đề liên quan đến sử dụng vốn Nhà nước của Petrovietnam và doanh nghiệp 100% vốn của Petrovietnam khi thực hiện hoạt động dầu khí, nhằm khắc phục vướng mắc về quy trình, thủ tục góp vốn, đầu tư, xây dựng trên đất liền, trên biển, kiểm soát rủi ro của Petrovietnam và doanh nghiệp 100% vốn của Petrovietnam phù hợp với nguyên tắc quản lý, sử dụng vốn Nhà nước, quyền đầu tư kinh doanh, trách nhiệm của doanh nghiệp, trong đó quy định rõ vai trò, trách nhiệm quản lý nhà nước theo ngành, lĩnh vực của Bộ Công Thương, các bộ và quyền đại diện chủ sở hữu vốn Nhà nước của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp.

Chính phủ yêu cầu Bộ Công Thương phối hợp chặt chẽ với Bộ Tài chính, Bộ Xây dựng, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tư pháp bảo đảm phân định, lý giải rõ căn cứ áp dụng quy định chung và quy định đặc thù áp dụng Luật Dầu khí trong quá trình sửa đổi Luật Giá; Luật Đầu tư; Luật Quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp; Luật Ngân sách Nhà nước, pháp luật thuế... bảo đảm thống nhất, đồng bộ của hệ thống pháp luật và phù hợp với các Điều ước quốc tế mà Việt Nam là thành viên.

Bộ Công Thương tập trung hoàn thiện Dự án Luật Dầu khí, bảo đảm chất lượng dự án Luật theo yêu cầu của Chính phủ, báo cáo Thủ tướng Chính phủ trước khi trình Quốc hội.

Huy Hoàng



KÝ HỢP ĐỒNG EPC DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN NHƠN TRẠCH 3 & 4

Với tổng mức đầu tư 1,4 tỷ USD, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 là dự án nhiệt điện đầu tiên tại Việt Nam sử dụng nhiên liệu LNG; góp phần thực hiện “Cam kết phát thải ròng về 0 vào năm 2050” của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26).

Ngày 14/3/2022, tại Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) và Liên danh nhà thầu Samsung C&T Corporation, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) đã ký Hợp đồng EPC Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 cùng các thỏa thuận liên quan khác.

Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 (quy mô công suất 1.500 MW) là dự

án trọng điểm quốc gia thuộc Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) được Chính phủ giao cho PV Power làm chủ đầu tư. Đây là dự án nhiệt điện đầu tiên tại Việt Nam sử dụng nhiên liệu LNG, góp phần thực hiện “Cam kết phát thải ròng về 0 vào năm 2050” của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26).

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng: Khi đi vào vận hành, Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 sẽ cung cấp cho lưới điện Quốc gia khoảng 9 tỷ kWh, vì vậy PV Power cần tập trung triển khai các phần việc khác, đảm bảo tiến độ, chất lượng theo kế hoạch, kịp thời đồng bộ với các dự án khác nằm trong chuỗi dự án LNG mà Tập đoàn và các đơn vị đang triển khai.



Kho LNG Thoi Vai dự kiến sẽ cung cấp nhiên liệu LNG cho Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Ảnh: PV GAS

Thứ trưởng Bộ Xây dựng Lê Quang Hùng tin tưởng với kinh nghiệm, năng lực cùng sự nỗ lực, quyết tâm của chủ đầu tư cũng như các nhà thầu, Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 sẽ được triển khai đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng, sớm đưa vào vận hành, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Chủ tịch HĐQT PV Power Hồ Công Kỳ Khẳng định Hợp đồng EPC của Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 được ký kết giữa PV Power và Liên danh nhà thầu Samsung C&T - Lilama được xem là hợp đồng quan trọng nhất, quyết định cơ bản sự thành công và hiệu quả của dự án.

Giá trị hợp đồng trên 940 triệu USD (trong đó phần trong nước thực hiện



Lãnh đạo PV Power và Liên danh nhà thầu Samsung C&T - Lilama ký Hợp đồng EPC Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Ảnh: Hiền Anh.

chiếm 39%). Thiết bị chính gồm turbine khí, turbine hơi, máy phát điện, lò thu hồi nhiệt và hệ thống điều khiển (DCS) do General Electric (GE) cung cấp; turbine khí thuộc thể hệ H, có công nghệ tiên tiến, hiện đại nhất thế giới vào thời điểm hiện nay.

Trong giai đoạn tiếp theo, PV Power mong muốn tiếp tục nhận được sự quan tâm, chỉ đạo của Chính phủ, các Bộ, Ban, Ngành, UBND tỉnh Đồng Nai, Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và các cơ quan liên quan... để hoàn thiện Hợp đồng mua bán điện, Hợp đồng mua bán khí, việc đầu tư các đường dây đồng bộ với tiến độ của dự án, các thủ tục thuê đất của dự án...

Lãnh đạo PV Power cam kết sẽ tổ chức triển khai dự án đảm bảo tuân thủ các quy định pháp luật, an toàn và đạt chất lượng cao nhất, phần đầu đưa Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 vào vận hành đúng tiến độ như cam kết trong Hợp đồng EPC.

Cùng ngày, PV Power và GE đã ký kết Thỏa thuận khung (HOA) về bảo trì, sửa chữa dài hạn Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Thỏa thuận khung này là tiền đề để các bên có cơ sở đi đến việc đàm phán, ký kết Hợp đồng bảo trì sửa chữa dài hạn

thiết bị chính (LTMA) cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4.

Việc thu xếp vốn cho dự án đã được PV Power triển khai tích cực trong thời gian qua, với cơ cấu vốn chủ sở hữu 25% và các khoản vốn vay 75% từ các nguồn vốn tín dụng xuất khẩu (600 triệu USD); vay thương mại nước ngoài (300 triệu USD) và vay trong nước (4.000 tỷ đồng).

Trên cơ sở đó, PV Power đã ký gia hạn Thư ủy quyền cho Tổ hợp ngân hàng CitiBank (Mỹ) và ING (Hà Lan) điều phối, thu xếp vốn tín dụng xuất khẩu (ECA) cho Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Đồng thời, PV Power và SMBC (Nhật Bản) ký Thư chỉ định khoản vay 200 triệu USD tài trợ dự án đầu tư của PV Power.

Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 dự kiến lần lượt được đưa vào vận hành trong năm 2024 - 2025, hàng năm sẽ cung cấp ổn định cho lưới điện Quốc gia khoảng 9 tỷ kWh. Dự án góp phần thúc đẩy chuyển dịch năng lượng sạch tại Việt Nam; tăng nguồn thu ngân sách cho địa phương; đồng thời tạo công ăn việc làm cho hàng nghìn lao động trong thời gian xây dựng cũng như trong giai đoạn vận hành.

Thúy Hằng



CÔNG CỤ ĐIỀU TIẾT BIẾN ĐỘNG THỊ TRƯỜNG DẦU THÔ - XĂNG DẦU TẠI VIỆT NAM

Giá dầu thế giới biến động liên tục trong thời gian qua ảnh hưởng trực tiếp đến giá xăng dầu thành phẩm trên thế giới, giá bán lẻ xăng dầu trong nước cũng như các vấn đề liên quan đến cung ứng, sản xuất... Để nâng cao hiệu quả điều hành thị trường, quản trị rủi ro giá cả các mặt hàng, ổn định nguồn cung, hài hòa lợi ích giữa các đơn vị đầu mối kinh doanh xăng dầu... cần nghiên cứu và áp dụng các giải pháp linh hoạt, phù hợp với tình hình thực tế của Việt Nam nhằm giảm thiểu các tác động bất lợi từ sự biến động này.

Kho xăng dầu PVOIL. Ảnh: PVOIL



Tăng dự trữ dầu thô và xăng dầu

Sau cuộc khủng hoảng dầu mỏ lần thứ 2 trong thập niên 80 của thế kỷ XX, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã yêu cầu các quốc gia thành viên tăng mức dự trữ dầu mỏ và các sản phẩm dầu mỏ lên 90 ngày nhập ròng. Thời gian dự trữ 90 ngày do IEA quy định là có căn cứ khoa học vì cho dù chiến tranh có ảnh hưởng tới cung ứng dầu mỏ, nhưng thời gian và tiến trình

của chiến tranh hiện đại hóa đều có tính kiểm soát. Dự trữ chiến lược trong 90 ngày có thể “chống đỡ” trong vòng hơn nửa năm, đến khi đó sản lượng khai thác có thể khôi phục về trạng thái bình thường.

Trong lịch sử, Mỹ và IEA đã 4 lần sử dụng kho dự trữ cho các tình huống khẩn cấp gồm: Chiến dịch “Bảo tấp sa mạc” rút 33,75 triệu thùng dầu từ kho dự trữ chiến lược (1991); rút 20,8 triệu thùng dầu và

sản phẩm từ kho dự trữ chiến lược để ứng phó với bão Katrina (2005); rút 30,8 triệu thùng từ kho dự trữ để đối phó với tình trạng thiếu hụt nguồn cung do nội chiến tại Libya (2011); rút 61,7 triệu thùng từ kho dự trữ chiến lược để ứng phó với tình trạng thiếu hụt nguồn cung do xung đột Liên bang Nga - Ukraine (2022).

Từ kinh nghiệm của Mỹ và các nước IEA, có thể thấy việc xây dựng hạ tầng dự trữ dầu thô, xăng dầu là đặc biệt cần thiết nhằm ứng phó với biến động của giá dầu thô, xăng dầu thế giới; rủi ro về đứt gãy nguồn cung và ổn định giá bán lẻ xăng dầu trong nước. Hệ thống hạ tầng dự trữ, cung ứng xăng dầu trên thế giới nói chung và của Việt Nam nói riêng luôn có sự gắn kết với mỗi vùng lãnh thổ, vùng kinh tế, giúp đáp ứng đầy đủ và ổn định nhu cầu tiêu thụ xăng dầu cho phát triển kinh tế.

Hiện nay, sức chứa hệ thống dự trữ xăng dầu của Việt Nam được chia thành 3 nhóm: dự trữ sản xuất, dự trữ quốc gia và dự trữ thương mại.

Đối với dự trữ sản xuất, ước tính tổng dự trữ sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn và các nhà máy chế biến khí ngưng tụ (condensate) ước đạt gần 870 nghìn tấn (sản phẩm xăng dầu quy đổi). Nếu so với mức tiêu thụ ròng năm 2019 khoảng 17,8 triệu tấn (hơn 20 triệu m³ thì dự trữ sản xuất đáp ứng được khoảng 18 - 19 ngày tiêu thụ (tương ứng với khoảng 24 ngày nhập ròng).

Trong khi đó, dự trữ quốc gia hiện tại ở mức tương đối thấp, chỉ khoảng 500 nghìn m³ tương ứng với khoảng 5 - 10 ngày. Việt Nam hiện chưa đầu tư xây dựng riêng hệ thống dự trữ quốc gia mà chủ yếu giao cho doanh nghiệp đầu mối lớn thực hiện như: Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex), Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL)... Điều này khá thuận tiện



trong việc đảm bảo chất lượng xăng dầu dự trữ (xăng dầu dự trữ được luân chuyển mới định kỳ), đồng thời giảm đáng kể chi phí hao hụt tồn chứa, vận chuyển do tận dụng được cơ sở vật chất của các kho xăng dầu thương mại.

Đối với dự trữ thương mại, tổng sức chứa hệ thống kho xăng dầu thương mại trên toàn quốc vào khoảng 4,1 triệu m³ về cơ bản đáp ứng được quy định dự trữ bắt buộc 20 ngày tại Nghị định số 95/NĐ-CP ngày 1/11/2021. Tuy nhiên, trong bối cảnh nguồn lực dành cho việc dự trữ dầu thô, xăng dầu còn chưa cao, Việt Nam có thể cân nhắc các giải pháp sau đây:

Với dự trữ sản xuất, các nhà máy lọc dầu sẽ tiếp tục được nâng cấp mở rộng nhằm đáp ứng yêu cầu về chất lượng xăng dầu cũng như phát thải (Euro V), do đó sức chứa dầu thô và xăng dầu thành phẩm sẽ tiếp tục cần được mở rộng.

Với dự trữ quốc gia, các doanh nghiệp

đầu mối tiếp tục tận dụng sức chứa sẵn có để chứa các mặt hàng xăng dầu dự trữ quốc gia, song cần có các quy định cụ thể hơn về việc dành riêng sức chứa hàng dự trữ quốc gia. Dựa trên tình hình phát triển kinh tế cũng như nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong thời gian tới, Việt Nam cần tăng dần lượng dự trữ quốc gia lên khoảng 15 - 20 ngày nhập ròng hoặc xây dựng riêng kho dự trữ xăng dầu quy mô lớn (đáp ứng 30 - 40 ngày nhập ròng); nghiên cứu xây dựng kho dự trữ dầu thô quốc gia (trong Quyết định số 1030/QĐ-TTg ngày 13/7/2017 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt "Quy hoạch hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035").

Với dự trữ thương mại, cần ưu tiên nâng cấp, mở rộng sức chứa của hệ thống kho xăng dầu hiện hữu để có thể tận dụng được cơ sở hạ tầng sẵn có, giảm bớt các thủ tục so với đầu tư kho mới cũng như tiết kiệm được quỹ đất chung. Ước tính hệ

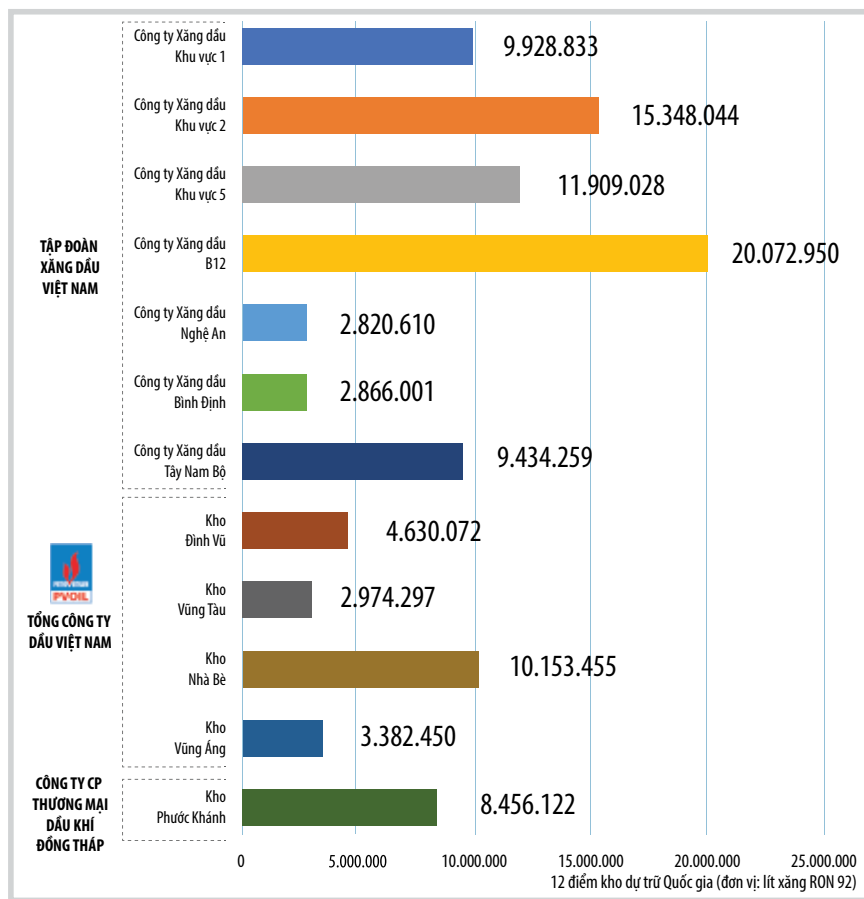
thống kho xăng dầu trên cả nước có thể mở rộng thêm khoảng 2,5 triệu m³ tại các kho đầu mối, ngoại quan và 1 triệu m³ tại các kho trung chuyển và kho tuyến sau, đủ để đáp ứng nhu cầu dự trữ xăng dầu trong dài hạn. Ngoài ra, về lâu dài có thể một số kho xăng dầu phải ngưng hoạt động do vấn đề môi trường hoặc quy hoạch của các địa phương.

Vi vậy, tùy thuộc vào điều kiện về khả năng xây dựng cảng nước sâu, quỹ đất năng lượng... mỗi khu vực cung ứng chính nên xem xét lựa chọn 1 - 2 vị trí phù hợp để các địa phương có cơ sở thu hút đầu tư các kho xăng dầu quy mô lớn.

Đảm bảo chất lượng dự báo

Trong giai đoạn giá biến động mạnh như hiện nay, Việt Nam cần đầu tư mạnh hơn cho công tác dự báo. Thực tế cho thấy, kết quả dự báo của Việt Nam còn hạn chế do số liệu thống kê chưa đủ lớn và chất lượng dữ liệu chưa đảm bảo...

Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



Trong khi đó, các quốc gia phát triển, các đầu tàu kinh tế như Mỹ, Trung Quốc, Liên minh châu Âu (EU) hay các tổ chức lớn như Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) đều có cơ quan chuyên trách dự báo trong lĩnh vực năng lượng và dầu khí. Nhờ đó, các thống kê hay kết quả dự báo giá dầu, tình hình cung - cầu, tồn kho dầu thô, sản phẩm luôn là định chuẩn cho việc ra quyết định của các nước trong việc điều hành thị trường.

Theo số liệu thống kê của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), chất lượng dự báo của các tổ chức quốc tế (như Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) hay Wood Mackenzie) khá tốt với sai số dự báo chỉ ở mức 5 - 7%. Vì vậy, VPI đang sử dụng các dữ liệu phân tích dự báo của các tổ chức này phục vụ cho hoạt động dự báo thị trường dầu khí, từ đó có các khuyến nghị phục vụ cho công tác điều hành sản xuất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Đồng thời, VPI đã xây dựng các mô hình dự báo biến động giá bằng cách sử dụng mạng neural nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN) và thuật toán học có giám sát (supervised learning) trong học máy (machine learning) nhằm phân tích, tính toán dữ liệu lớn (big data), xác định tín hiệu tốt nhất để đưa ra dự báo xu hướng có độ tin cậy cao nhất về tình hình cung - cầu, tồn trữ sản phẩm để hỗ trợ các doanh nghiệp trong việc quản lý, ra quyết định, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Từ các dự báo này, các cơ quan quản lý nhà nước có thêm căn cứ để điều chỉnh giá linh hoạt, chủ động và ra quyết định hợp lý, ổn định giá xăng dầu, giá đầu vào và chỉ số giá tiêu dùng, hài hòa tổng thể lợi ích của toàn bộ nền kinh tế.

Để ứng phó hiệu quả với biến động giá dầu, Việt Nam có thể nghiên cứu áp dụng công cụ phái sinh đối với thị trường dầu thô. Hiện nay, Việt Nam đã hình thành

thị trường phái sinh hàng hóa, nhưng đối với dầu thô hiện mới chỉ có thị trường giao dịch vật chất mà chưa xây dựng được thị trường tương lai (thị trường phái sinh). Một số ngân hàng thương mại có cung cấp dịch vụ phái sinh nhưng chủ yếu chỉ đóng vai trò trung gian cung cấp dịch vụ, hưởng phí giao dịch. Hiện nay chỉ có Sở Giao dịch Hàng hóa Việt Nam (MXV) liên kết với các tổ chức thanh toán bù trừ/sở giao dịch hàng hóa trên thế giới (CME, ICE, NYMEX, OSE, SGX...) và cung cấp một số ít loại hàng hóa liên quan đến năng lượng nhưng do các vấn đề về thủ tục, các doanh nghiệp nhà nước chưa thể áp dụng. Vì vậy, các cơ quan chức năng cần sớm xem xét hoàn thiện hệ thống cơ sở pháp lý cho việc vận hành thị trường trong thời gian tới, đặc biệt là các văn bản hướng dẫn cụ thể để doanh nghiệp triển khai như vấn đề chuyển đổi ngoại tệ, cơ chế hạch toán kế toán lãi/lỗ từ các giao dịch phái sinh...

Đoàn Tiến Quyết

KHU KINH TẾ VÂN PHONG VÀ CƠ HỘI PHÁT TRIỂN CHUỖI GIÁ TRỊ DẦU KHÍ



Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng trao đổi với Bí thư Tỉnh ủy Khánh Hòa Nguyễn Hải Ninh về Quy hoạch Khu kinh tế Vân Phong và cơ hội để Petrovietnam tham gia đầu tư tại địa phương. Ảnh: PVN.

Ngày 12/3/2022, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đã tham gia cùng đoàn công tác của Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính khảo sát, kiểm tra tình hình triển khai các dự án, công trình trọng điểm tại tỉnh Khánh Hòa, đặc biệt là quy hoạch xây dựng Khu kinh tế Vân Phong.

Với tổng diện tích khoảng 150 nghìn ha, Khu kinh tế Vân Phong đang được xây dựng và phát triển trở thành khu kinh tế tổng hợp, với cảng trung chuyển container quốc tế, công nghiệp lọc hóa dầu, trung chuyển dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ giữ vai trò chủ đạo.

Đặc biệt, vịnh Vân Phong là cửa ngõ thông ra các dự án dầu khí ngoài khơi như Lô 124 (ENI điều hành), Lô 125 & 126 (SOCO điều hành) có tiềm năng dầu khí cao; đem lại cơ hội rất lớn về phát triển chuỗi giá trị khai thác, lọc hóa dầu, sản xuất hydrogen, kho LNG và điện khí; đồng thời kết nối, tận dụng cơ sở hạ tầng hiện hữu như kho ngoại quan xăng dầu Vân Phong.

Làm việc với Tỉnh ủy Khánh Hòa ngày 15/2/2022, Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đã trao đổi về cơ hội tham gia đầu tư tại địa phương phù hợp với chiến lược phát triển của Petrovietnam cũng như định hướng về xây dựng chuỗi giá trị trong lĩnh vực năng lượng từ khâu khai thác tới chế biến sâu sản phẩm, phát triển điện khí... nhằm tạo ra giá trị sử dụng tài nguyên cao nhất cũng như xanh hóa ngành công nghiệp năng lượng của Việt Nam.

Xuân Phúc

PV DRILLING MỞ RỘNG THỊ TRƯỜNG SANG INDONESIA



Giàn PV Drilling II dự kiến khoan tại Indonesia từ đầu Quý III/2022. Ảnh: PVN.

nhà thầu phụ PT. Jimmulya, PV Drilling đã đạt được hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling II để phục vụ chiến dịch khoan tại vùng biển Natuna, Lô A, Indonesia. Giàn PV Drilling II dự kiến khoan tại Indonesia từ đầu Quý III/2022.

Indonesia là thị trường tiềm năng nhưng doanh nghiệp nước ngoài rất khó thâm nhập do Chính phủ Indonesia có các chính sách bảo hộ nghiêm ngặt nhằm tạo lợi thế cho doanh nghiệp trong nước. Hợp đồng đầu tiên tại Indonesia là cơ hội để PV Drilling khẳng định năng lực và chất lượng dịch vụ tại Indonesia, tiến tới cung cấp thêm các dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan tại thị trường tiềm năng này trong thời gian tới.

Thu Hà

Ngày 1/3/2022, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ khoan tại Indonesia. Thông qua

GIÀN PV DRILLING I VẬN HÀNH AN TOÀN LIÊN TỤC 15 NĂM

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) cho biết giàn khoan tự nâng PV Drilling I đã đạt thành tích 15 năm vận hành an toàn, không có sự cố gây mất thời gian lao động (zero LTI).

Cụ thể, PV Drilling I đã thi công 109 giếng khoan với hiệu suất hoạt động trung bình đạt 98,28%, tổng doanh thu ước đạt 574,6 triệu USD. Đặc biệt, trong chiến dịch khoan của Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (SNN 3P, 2014), giàn khoan tự nâng PV Drilling I đã khoan tổng độ sâu đo được là 7.300 mMD, trong đó có 3.039 mMD đá granite và 2.700 mMD khoan với độ lệch > 85°.

Đặc biệt, PV Drilling I có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 25.000 ft (tương đương 7.600 m) là giàn khoan tiên phong chinh phục thị trường nước



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I. Ảnh: PVN.

ngoài, hoàn thành xuất sắc chiến dịch khoan của Total E&P Myanmar (2017) và Dự án Samarang giai đoạn 3 của Petronas (2020).

Hồng Minh

PV POWER VẬN HÀNH AN TOÀN VÀ ỔN ĐỊNH CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN

Trong bối cảnh nhiên liệu đầu vào (như dầu, khí, than) tăng cao, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp để đảm bảo đủ nhiên liệu, vận hành an toàn và ổn định các nhà máy điện, đáp ứng tối đa yêu cầu huy động điện của EVN/AO.

Đồng thời, PV Power bám sát thị trường điện để chào giá vận hành trên cơ sở tối ưu hiệu quả để hoàn thành các chỉ tiêu sản lượng, doanh thu, lợi nhuận kế hoạch.

Các nhà máy vận hành vượt kế hoạch sản lượng điện như: Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, Nhà máy Thủy điện Hòa Na, Nhà máy Thủy điện Đăkdrinh...

Trong năm 2022, PV Power đặt mục tiêu tổng sản lượng điện 13,9 tỷ kWh,



PV Power đạt sản lượng trên 2 tỷ kWh điện trong 2 tháng đầu năm 2022. Ảnh: PVN.

tổng doanh thu 24.242 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 1.012 tỷ đồng. Lũy kế 2 tháng đầu năm 2022, PV Power đã sản xuất

2.082 triệu kWh điện, tổng doanh thu ước đạt 3.720 tỷ đồng.

Thúy Hằng

PV GAS CHUẨN BỊ NHẬP KHẨU VÀ KINH DOANH LNG TẠI VIỆT NAM



Kho LNG Thị Vải dự kiến chạy thử trong Quý IV/2022. Ảnh: PV GAS.

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết Chi nhánh Kinh doanh LNG (PV GAS LNG) đang chuẩn bị nhập khẩu và kinh doanh LNG tại Việt Nam, trước mắt là cho giai đoạn chạy thử Kho LNG Thị Vải (dự kiến trong Quý IV/2022).

Đối với các hợp đồng mua LNG theo chuyển, PV GAS LNG đã ký 8 MSPA (Mas-

ter Sale & Purchase Agreement) với các nhà cung cấp từ châu Mỹ, châu Âu, châu Úc, châu Á - Thái Bình Dương và Trung Đông; đang tiếp tục đàm phán để sớm ký MSPA với các nhà cung cấp LNG khác trên thế giới.

Bên cạnh đó, PV GAS LNG tập trung nghiên cứu thị trường, đa dạng hóa

nguồn cung; xây dựng chiến lược kinh doanh LNG trong giai đoạn 2022 - 2025; cùng đơn vị tư vấn, hoàn thành báo cáo thị trường tiêu thụ khí của Dự án mở rộng Kho LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn; xây dựng cơ chế/công thức giá mua/bán LNG/khí tái hóa.

Về nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2022, PV GAS LNG cho biết đang xây dựng phương án tổ chức kinh doanh hiệu quả để cấp cho khách hàng công nghiệp giai đoạn 2023 - 2027 phù hợp với tình hình thị trường LNG quốc tế và nhu cầu thị trường trong nước; triển khai lựa chọn nhà cung cấp, thu xếp nguồn LNG phục vụ cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 phù hợp với lộ trình đàm phán các Thỏa thuận thương mại liên quan (GSA, PPA) và tiến độ nhận khí; mở rộng thị trường tiêu thụ LNG và gia tăng hiệu quả khai thác chuỗi dự án LNG.

Hồ Cẩm

PVFCO ĐẢM BẢO ĐỦ NGUỒN CUNG PHÂN BÓN PHÚ MỸ



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCO.

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCO) đang duy trì hoạt động ổn định, đảm bảo đủ nguồn cung phân bón Phú Mỹ cho thị trường trong bối cảnh tình hình địa chính trị, dịch

bệnh trên thế giới diễn biến phức tạp và khó lường. Ngay từ năm 2021, PVFCO đã chuẩn bị đủ nguyên liệu kali, DAP cho sản xuất NPK của cả năm 2022 và nguồn hàng kinh doanh đủ cho 6 tháng đầu năm 2022;

đồng thời dự phòng sẵn sàng các phương án thay thế trong trường hợp nguồn cung hoặc chuỗi logistic bị gián đoạn.

Trong 2 tháng đầu năm 2022, các nhà máy của PVFCO luôn vận hành vượt công suất, chất lượng sản phẩm tiếp tục được nâng cao, sản lượng sản xuất phân bón đạt gần 180 nghìn tấn. Dự kiến trong Quý I/2022, tổng sản lượng sản xuất Đạm Phú Mỹ và NPK Phú Mỹ sẽ đạt hơn 260 nghìn tấn.

Bên cạnh đó, PVFCO cũng đẩy mạnh công tác điều độ, tiêu thụ hàng hóa (sản lượng kinh doanh trong 2 tháng đầu năm 2022 đạt gần 190 nghìn tấn phân bón và hóa chất các loại); tăng cường các hoạt động tư vấn, hướng dẫn kỹ thuật sử dụng phân bón hiệu quả, tiết kiệm...

Thúy Hằng

PVU VÀ VIETSE HỢP TÁC ĐÀO TẠO, TƯ VẤN CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

Ngày 17/3/2022, Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) và Tổ chức Sáng kiến về Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam (VIETSE) đã ký Biên bản ghi nhớ hợp tác đào tạo, tư vấn về chuyển dịch năng lượng Việt Nam.

Theo Biên bản ghi nhớ, PVU và VIETSE sẽ tăng cường hợp tác nghiên cứu, tư vấn và đào tạo trong các lĩnh vực hydrogen, năng lượng tái tạo và tối ưu hiệu quả năng lượng; thiết kế các chương trình đào tạo liên quan đến các lĩnh vực hợp tác, cung cấp nguồn nhân lực chất lượng và chuyên gia trình độ cao tham gia các dự án; chia sẻ thông tin và truyền thông về cung cấp năng lượng bền vững, dịch vụ năng lượng hiện đại, năng lượng tái tạo và sử dụng năng lượng hiệu quả...

TS. Phan Minh Quốc Bình - Hiệu trưởng PVU hy vọng thông qua sự hợp tác với VIETSE - tổ chức chuyên về chuyển dịch năng lượng, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)



Hiệu trưởng PVU Phan Minh Quốc Bình và Giám đốc điều hành VIETSE Ngô Thị Tố Nhiên ký Biên bản ghi nhớ. Ảnh: PVU.

và PVU sẽ khai thác được lợi thế, nguồn lực của các bên trong việc thúc đẩy các nghiên cứu, tư vấn, đào tạo. Từ đó, tư vấn các giải pháp kỹ thuật, kinh tế, chính sách, quản trị, đào tạo phát triển nguồn nhân lực cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng như cho Chính phủ Việt Nam trong vấn đề chuyển dịch năng lượng.

Theo Giám đốc điều hành VIETSE Ngô

Thị Tố Nhiên, VIETSE đã và đang kết hợp cùng các tổ chức trong và ngoài nước thực hiện đào tạo, cấp chứng chỉ nghề quốc tế, đào tạo nguồn nhân lực cho các lĩnh vực như điện mặt trời, điện gió... Ngoài ra, VIETSE cũng tạo cơ hội cho các sinh viên thực thi các ý tưởng nghiên cứu có giá trị nhằm góp phần vào quá trình chuyển dịch năng lượng xanh và bền vững.

Hồng Minh

DVS CUNG CẤP THAN CHO NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SÔNG HẬU 1

Ngày 14/3/2022, Ban QLDA Điện lực Dầu khí Sông Hậu 1 và Liên danh nhà thầu DVS đã ký Hợp đồng cung cấp nhiên liệu than phục vụ quá trình vận hành thương mại Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Thời gian thực hiện hợp đồng là 365 ngày, phù hợp với tiến độ vận hành của Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 trong năm 2022.

Tiến độ triển khai Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 đến nay đạt 99,98%; công tác chạy thử đã cơ bản hoàn thành, sẵn sàng hoàn thiện các thủ tục để đưa các tổ máy vào vận hành thương mại.

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 công suất 1.200 MW nằm trong Quy hoạch chung của Trung tâm Điện lực Sông Hậu. Khi đi vào hoạt động, Nhà máy sẽ cung cấp



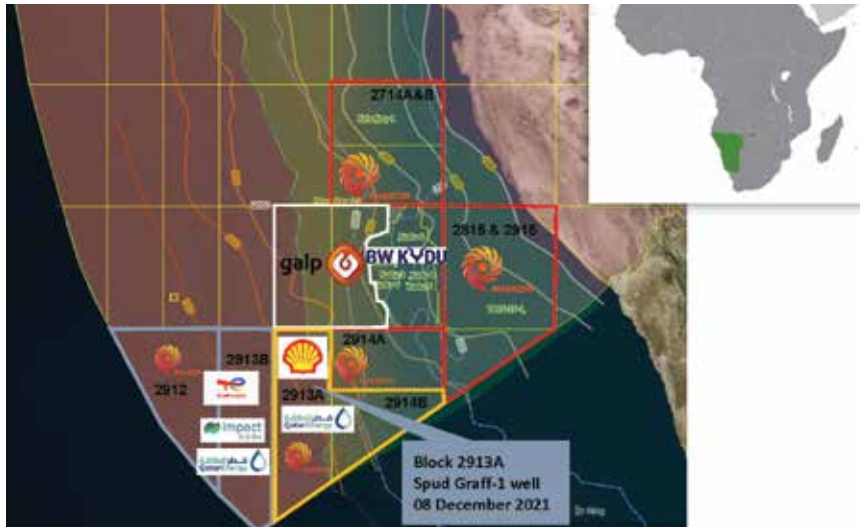
Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: PVN.

vào lưới điện quốc gia khoảng 7,3 tỷ kWh/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia và phát triển kinh tế khu

vực Đồng bằng sông Cửu Long nói chung, tỉnh Hậu Giang nói riêng.

Thúy Hằng

NAMCOR CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI NAMIBIA



Vị trí giếng Graff-1 ngoài khơi Namibia. Nguồn: NAMCOR.

NAMCOR cùng các đối tác Shell và Qatar Energy công bố phát hiện dầu nhẹ ở giếng thăm dò Graff-1, thuộc

giấy phép PEL 39, bể Orange, ngoài khơi Namibia, cách trung tâm Oranjemund 270 km.

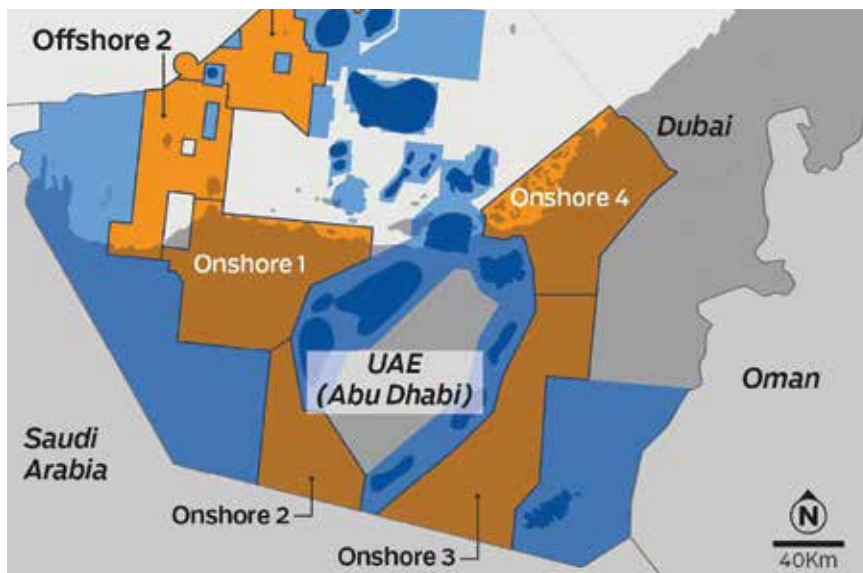
Giếng Graff-1 được khoan bằng tàu Valaris DS-10 ở khu vực sâu 2.000 m nước, tổng chiều sâu khoan đạt 5.376 m, với trữ lượng ước tính 250 - 300 triệu thùng dầu.

Chương trình khoan thăm lượng sẽ được thực hiện để phân tích chất lượng vỉa chứa. Giếng thăm dò thứ 2 sau giếng Graff-1 được lên kế hoạch khoan để xác định trữ lượng thu hồi dầu khí tiềm năng tại khu vực này.

Khu vực giấy phép PEL 39 có tổng diện tích 12.299 km² do Shell Namibia (45%) điều hành cùng các đối tác QatarEnergy (45%) và NAMCOR (10%).

Linh Chi (theo NAMCOR)

ENI PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI ABU DHABI



Các lô dầu khí tại UAE. Nguồn: ADNOC.

Eni công bố kết quả khoan giếng thăm dò XF-002, Lô 2 ngoài khơi Abu Dhabi (UAE) thuộc khu vực nước sâu 115 ft với trữ lượng khí tại chỗ ước tính từ 1,5 - 2 tỷ ft³.

Giếng bắt gặp khí tại các vỉa chứa chất lượng tốt kỷ Jurassic. Hoạt động khoan tiếp tục được tiến hành tại các đối tượng thăm dò sâu hơn thuộc hệ tầng Khuff và

Pre-Khuff. Dự kiến chiến dịch khoan sẽ hoàn thành trong Quý II/2022.

Eni (70%) điều hành Lô 2 ngoài khơi UAE cùng đối tác PTTEP (30%). Eni cũng tham gia điều hành 3 giấy phép khai thác khác cùng ADNOC bao gồm: Lower Zakum (5%), Umm Shaif & Nasr (10%) và Ghasha (25%).

Trần Anh (theo Eni)

TOTALENERGIES CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU KHÍ LỚN TẠI GIẾNG VENUS-1X



Vị trí giếng Venus-1X ngoài khơi Namibia. Nguồn: Total.

TotalEnergies công bố phát hiện dầu nhẹ và khí đồng hành tại cấu tạo triển vọng thuộc Lô 2913B, giấy phép PEL 56, bể Orange, phía Nam ngoài khơi Namibia.

Giếng Venus-1X được khoan bằng tàu Maersk Voyager đến tổng chiều sâu 6.296 m, bắt gặp dầu nhẹ tại vỉa cát kết chất lượng cao tuổi Lower Cretaceous.

Lô 2913B (PEL 56) được điều hành bởi TotalEnergies (40%) cùng các đối tác QatarEnergy (30%), Impact Oil and gas (20%) và NAMCOR (10%).

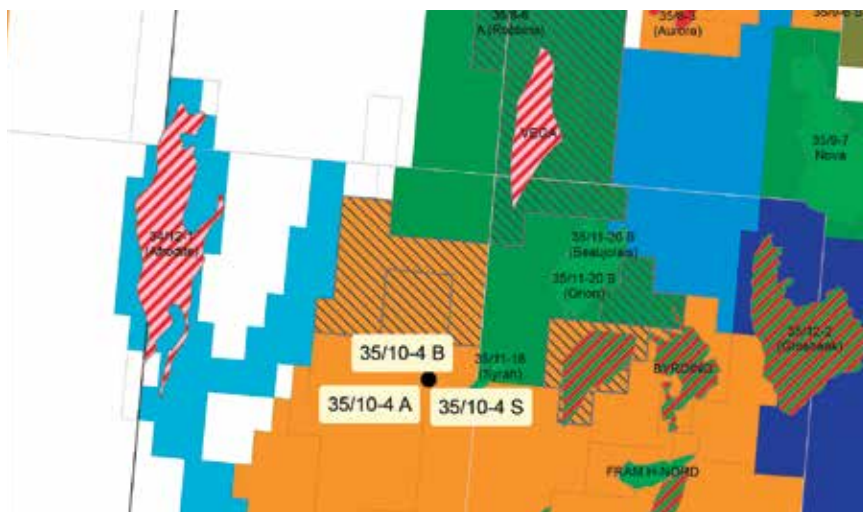
Linh Chi (theo TotalEnergies)

EQUINOR KHOAN GIẾNG THĂM DÒ KVEIKJE

Longboat Energy công bố triển khai hoạt động khoan tại giếng thăm dò Kveikje.

Đây là cấu tạo triển vọng chính thuộc giấy phép PL293B, phía Bắc mỏ Troll, Biển Bắc Na Uy, bao gồm nhiều mỏ khai thác và cơ sở hạ tầng quan trọng. Giếng Kveikje cách phát hiện Swisher 8 km và cách phát hiện Toppand 10 km.

Giếng Kveikje 35/10-8S được khoan bằng giàn khoan bán chìm Deepsea Stavanger. Cấu tạo triển vọng Kveikje nằm tại hệ tầng Eocene Balder, có đặc tính vỉa chất lượng cao, có tiềm năng tốt hơn nữa tại các cấu tạo triển vọng thứ cấp Rokke thuộc hệ tầng Paleocene và n'Roll thuộc hệ tầng Late Cretaceous.



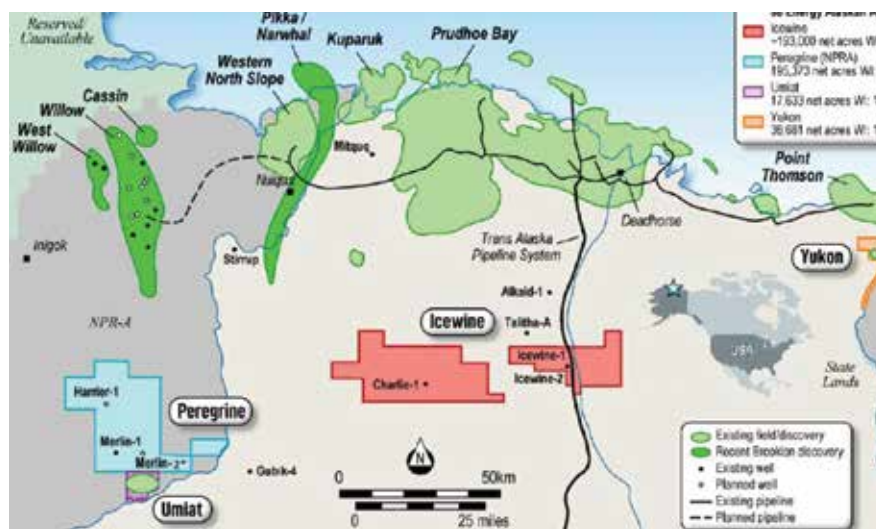
Vị trí Lô 35/10 tại biển Bắc Na Uy. Nguồn: NPD.

Giếng Kveikje có tổng trữ lượng tiềm năng ước tính 36 - 79 triệu thùng dầu quy đổi, tỷ lệ khoan thành công Kveikje là 55%.

Tổng trữ lượng tiềm năng tại 2 cấu tạo triển vọng Rokke và n'Roll là 127 triệu thùng dầu quy đổi, tỷ lệ khoan thành công đạt 14 - 34%.

Trần Anh (theo Equinor)

88 ENERGY KHOAN GIẾNG THĂM LƯỢNG MERLIN-2



Vị trí giếng thăm lượng Merlin-2. Nguồn: 88 Energy.

Ngày 9/3/2022, 88 Energy cho biết đã tiến hành khoan giếng thăm lượng Merlin-2 thuộc Dự án Peregrine, khu vực NPR-A, North Slope, Alaska.

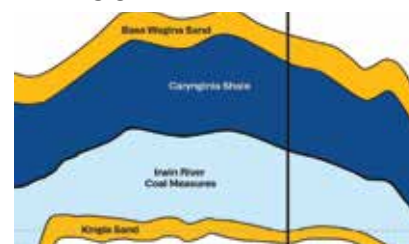
Giếng thăm lượng Merlin-2 dự kiến được khoan đến tổng chiều sâu khoảng 8.000 ft. Trữ lượng tiềm năng chưa được xác minh khoảng 652 triệu thùng dầu ở các đối tượng thăm dò triển vọng N18, N19 và N20 thuộc hệ tầng Nanushuk.

Chương trình khai thác thử nghiệm tại giếng Merlin-2 đã được thiết kế và thiết bị đang đặt ở chế độ chờ trong quá trình vận hành ban đầu.

Dự án Peregrine có diện tích 195.000 mẫu Anh liền kề, do 88 Energy sở hữu (100%) và điều hành.

Linh Chi (theo 88 Energy)

STRIKE ENERGY PHÁT HIỆN KHÍ TẠI GIẾNG SOUTH ERREGULLA-1



Cấu trúc phát hiện khí Erregulla. Nguồn: Strike.

Strike Energy công bố phát hiện khí tại vỉa cát kết Kingia (và Wagina), South Erregulla, thuộc giấy phép EP503, bể Perth, phía Tây Australia.

Giếng South Erregulla-1 được khoan đến tổng chiều sâu 4.980 m, tại vỉa đá phiến Holmwood. Giếng bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm 52 m tại độ sâu 4.844 m. Áp suất đo được tại vỉa khoảng 6.800 psi, độ rỗng trung bình đạt từ 13,3 - 20,2%, không có tiếp xúc khí - nước. Phát hiện khí South Erregulla Kingia mở rộng diện tích mỏ khí West Erregulla được phát hiện trước đó.

Strike Energy sở hữu (100%) và điều hành khu vực giấy phép EP503.

Trần Anh (theo Strike)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Trong Báo cáo thị trường dầu (Oil Market Report), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2022 ở mức trung bình 99,7 triệu thùng/ngày, với mức tăng trưởng chỉ đạt 2,1 triệu thùng/ngày (giảm 1 triệu thùng/ngày so với dự báo công bố trước đó). Nguyên nhân do giá hàng hóa tăng cao và các lệnh trừng phạt quốc tế áp dụng đối với Liên bang Nga sẽ làm suy giảm đáng kể tăng trưởng kinh tế toàn cầu [1].

Xung đột giữa Liên bang Nga và Ukraine đã đưa an ninh năng lượng trở lại vị trí hàng đầu trong các chương trình nghị sự và cuộc khủng hoảng nguồn cung lớn nhất trong nhiều thập kỷ này có thể dẫn đến những thay đổi lâu dài đối với thị trường năng lượng.

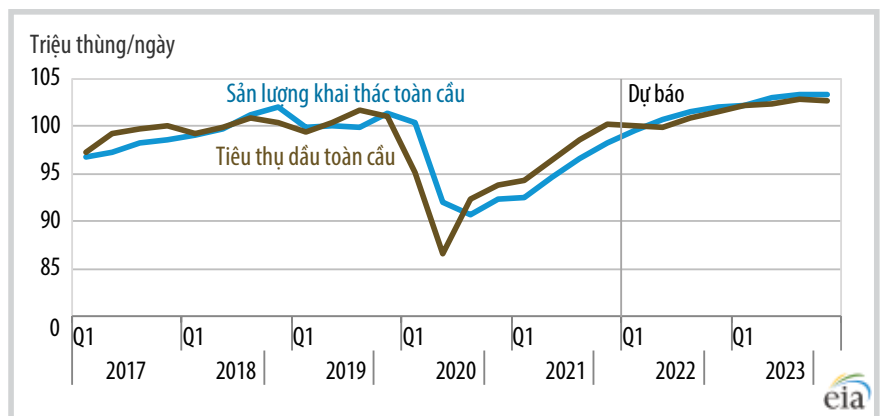
Viễn cảnh về sự gián đoạn quy mô lớn đối với sản xuất dầu của Liên bang Nga có thể tạo ra “cú sốc” đối với nguồn cung dầu toàn cầu. IEA ước tính từ tháng 4/2022, sản lượng khai thác dầu của Liên bang Nga có thể giảm 3 triệu thùng/ngày. Trong khi OPEC+ tăng nguồn cung ở mức khiêm tốn 0,4 triệu thùng/tháng, IEA cho rằng chỉ có Saudi Arabia và UAE có thể bù đắp sự thiếu hụt sản lượng của Liên bang Nga.

IEA ước tính sản lượng lọc dầu toàn cầu trong năm 2022 đã được điều chỉnh giảm 860 nghìn thùng/ngày so với Báo cáo tháng trước, do không bù đắp được sản lượng thiếu hụt từ Liên bang Nga (ước tính giảm 1,1 triệu thùng/ngày). Sản lượng tiêu thụ của các nhà máy lọc dầu trên toàn cầu trong năm 2022 dự kiến sẽ tăng 2,9 triệu thùng/ngày so với năm 2021 lên 80,8 triệu thùng/ngày. Mặc dù nhu cầu giảm, thị trường sản phẩm vẫn tiếp tục khan hiếm kéo dài trong cả năm 2022.

Tổng kho dự trữ của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) đã giảm 22,1 triệu thùng trong tháng 1/2022, xuống mức 2.621 triệu thùng, thấp hơn 335,6 triệu thùng so với tồn kho trung bình

giai đoạn 2017 - 2021 và là mức thấp nhất kể từ tháng 4/2014. Các kho dự trữ kỳ hạn 57,2 ngày, giảm 13,6 ngày so với năm 2021. Dữ liệu sơ bộ của Mỹ, châu Âu và Nhật Bản cho thấy kho dự trữ có thể giảm thêm 29,8 triệu thùng trong tháng 2/2022.

Thị trường chứng kiến giá dầu Brent giảm xuống dưới 100 USD/thùng sau khi chạm mức cao nhất gần 140 USD/thùng vào ngày 8/3/2022. Không thể phủ nhận kinh tế toàn cầu bị tác động mạnh khi Liên bang Nga dừng xuất khẩu dầu thô. IEA nhận định khả năng nguồn cung của Liên bang Nga sẽ ngừng hoạt động từ tháng 4/2022 và sản lượng tiêu thụ dầu thô Urals rất hạn chế dù được chào bán với mức thấp kỷ lục.



Hình 1. Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [3].

Một số doanh nghiệp nhập khẩu dầu tại châu Á chỉ quan tâm đến dầu giá rẻ của các nhà cung cấp truyền thống ở khu vực Trung Đông, Mỹ Latinh và châu Phi. Các nhà máy lọc dầu, đặc biệt là ở khu vực châu Âu, đang tranh giành nguồn cung và có nguy cơ cao phải giảm công suất hoạt động.

IEA nhận định rất ít dấu hiệu gia tăng nguồn cung từ khu vực Trung Đông, hoặc có sự phân bổ lại các dòng chảy thương mại. Ngoài liên minh OPEC+, tăng trưởng nguồn cung sẽ chủ yếu đến từ Mỹ, Canada, Brazil và Guyana.

Trong trường hợp các nước không tăng nhanh sản lượng khai thác, sẽ phải sử dụng các kho dự trữ dầu chiến lược để cân

bằng thị trường trong ngắn hạn. Ngay cả trước khi Liên bang Nga tấn công Ukraine, kho dự trữ của OECD vào thời điểm cuối tháng 1/2022 đã thấp hơn 335 triệu thùng so với mức dự trữ trung bình 5 năm và ở mức thấp nhất trong 8 năm gần đây. Các kho dự trữ khẩn cấp của IEA sẽ rút thêm dầu từ nguồn dự trữ chiến lược (nếu cần), ngoài 62,7 triệu tấn dầu thô và sản phẩm như đã cam kết [1].

Trong Báo cáo “Macro oils short-term outlook”, Wood Mackenzie dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ tăng từ 95,7 triệu thùng/ngày vào năm 2021 lên 101,4 triệu thùng/ngày vào năm 2022 và 103,8 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Nhu cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn

cầu được dự báo sẽ tăng lên mức trung bình 100,7 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và 103,1 triệu thùng/ngày trong năm 2023.

Wood Mackenzie dự báo giá dầu Brent trong năm 2022 sẽ đạt trung bình 99,6 USD/thùng (dự báo trước đó là 84,25 USD/thùng) và trong năm 2023 sẽ đạt trung bình 84,2 USD/thùng (dự báo trước đó là 77 USD/thùng) [2].

Triển vọng nguồn cung dầu toàn cầu trong tháng 3/2022 bị chi phối bởi 2 rủi ro lớn đối với công tác dự báo: tác động của các lệnh trừng phạt đối với Liên bang Nga và khả năng dỡ bỏ các lệnh trừng phạt đối với Iran. Liên bang Nga là nước sản xuất dầu lớn thứ 2 thế giới với 11 triệu thùng/ngày, trong đó xuất khẩu khoảng 4,6 triệu thùng/ngày. Sản lượng dầu của Nga đã tăng từ 11,02 triệu thùng/ngày (1/2022) lên 11,07 triệu thùng/ngày (2/2022). Wood Mackenzie điều chỉnh giảm sản lượng trung bình của Liên bang Nga 70.000 thùng/ngày trong Quý II/2022, dự báo sản lượng dầu thô và condensate

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [3]

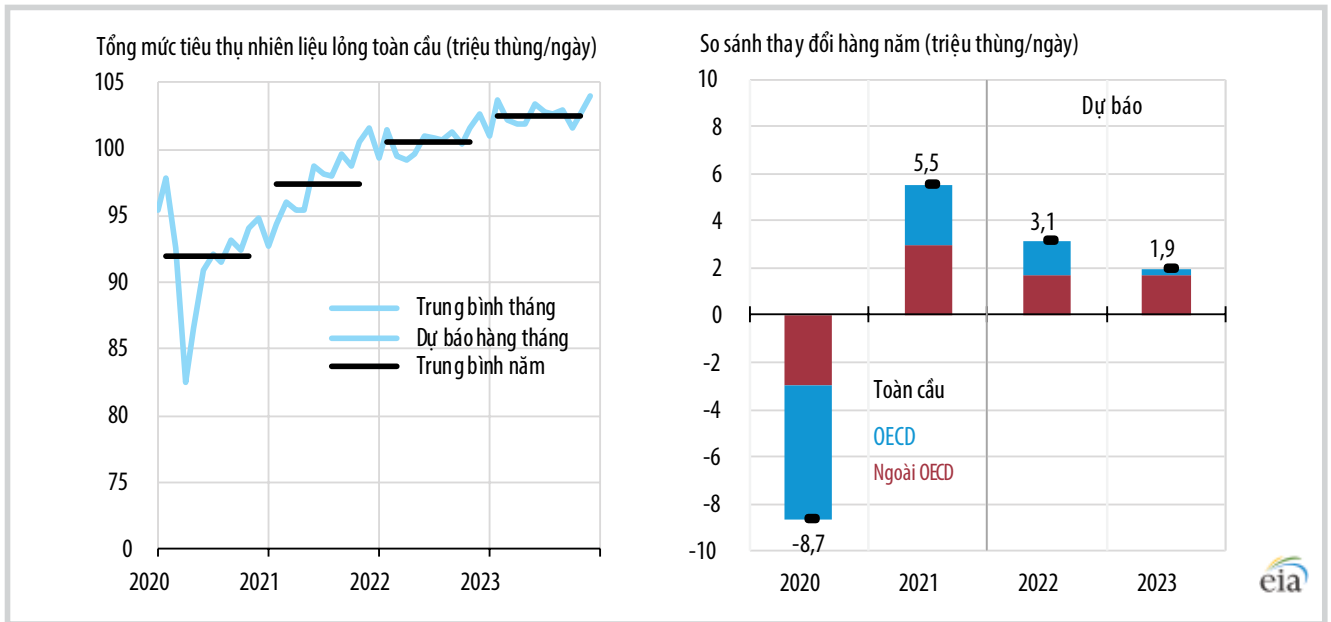
Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Năm	2020	2021	2022	2023
1	Nguồn cung toàn cầu	93,87	95,55	101,00	102,97
1.1	Ngoài OPEC	63,12	63,89	66,56	68,31
1.2	OPEC	30,75	31,66	34,44	34,66
2	Tiêu thụ toàn cầu	91,98	97,48	100,61	102,55
2.1	OECD	42,03	44,60	46,03	46,31
2.2	Ngoài OECD	49,95	52,88	54,57	56,24

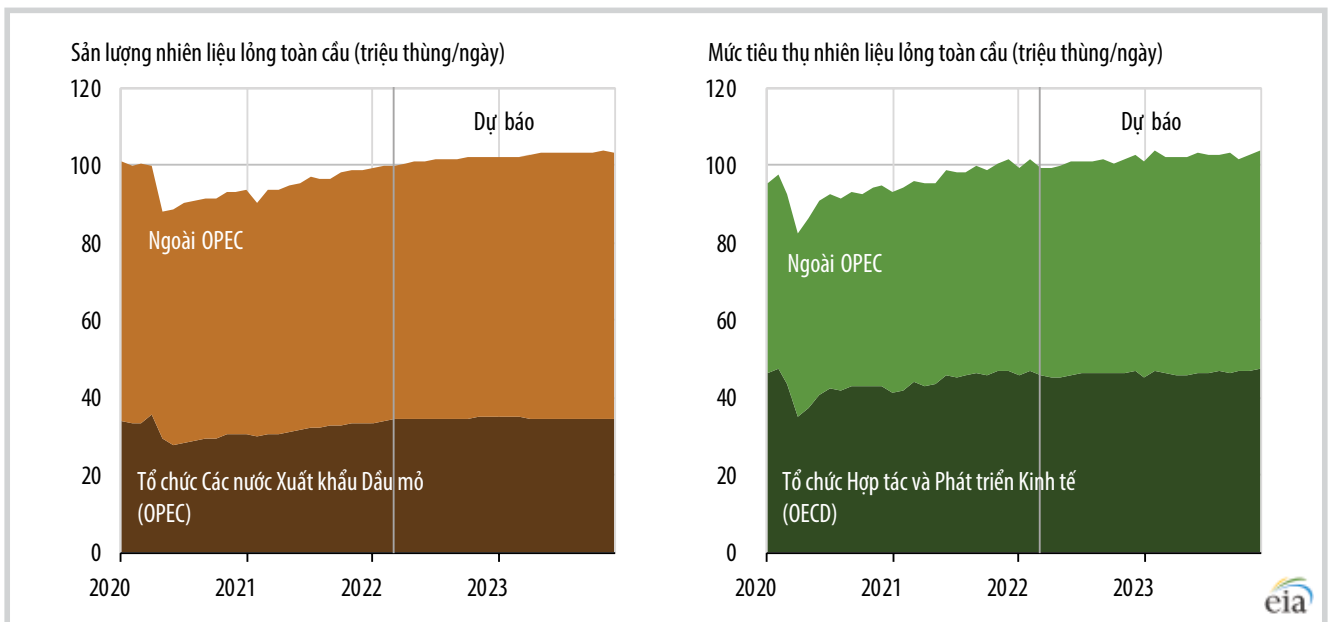
Bảng 2. Dự báo tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu trong năm 2022 [3]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

Thời gian	2022												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Khu vực													
Bắc Mỹ	24,53	24,35	24,05	24,19	24,52	24,85	24,90	25,09	24,48	24,75	24,96	24,97	
Canada	2,31	2,34	2,26	2,23	2,29	2,35	2,39	2,45	2,40	2,37	2,40	2,40	
Mexico	1,59	1,64	1,64	1,63	1,64	1,66	1,65	1,64	1,60	1,62	1,60	1,70	
United States	20,62	20,36	20,15	20,32	20,58	20,83	20,85	21,00	20,47	20,75	20,96	20,86	
Trung và Nam Mỹ	6,05	6,34	6,41	6,32	6,28	6,44	6,43	6,46	6,49	6,51	6,40	6,49	
Brazil	2,75	2,95	3,00	2,91	2,85	2,96	2,92	2,99	3,04	3,05	2,94	2,97	
Châu Âu	13,48	14,39	14,12	14,10	13,78	14,28	14,37	14,21	14,60	14,38	14,05	13,82	
Á - Âu	4,74	4,98	4,61	4,52	4,65	4,85	5,02	5,12	5,04	4,87	4,99	5,05	
Liên bang Nga	3,43	3,68	3,38	3,29	3,43	3,64	3,70	3,83	3,73	3,55	3,66	3,71	
Trung Đông	9,12	8,95	8,53	8,41	8,90	9,31	9,34	9,40	9,28	8,97	8,57	8,72	
Châu Á - Thái Bình Dương	37,00	37,89	37,26	37,21	36,97	36,69	36,45	36,07	36,86	36,25	37,90	38,96	
Trung Quốc	15,46	15,65	15,55	16,06	15,85	15,69	15,63	15,16	16,02	15,10	16,08	16,55	
Nhật Bản	3,76	3,97	3,58	3,24	2,99	3,03	3,16	3,26	3,18	3,23	3,47	3,96	
Ấn Độ	4,79	5,15	5,14	5,08	5,17	5,08	4,82	4,71	4,79	4,92	5,13	5,18	
Châu Phi	4,38	4,49	4,51	4,51	4,47	4,56	4,41	4,42	4,49	4,63	4,67	4,58	
OECD	45,65	46,72	45,71	45,20	45,10	45,94	46,20	46,44	46,02	46,21	46,51	46,77	
Ngoài OECD	53,66	54,66	53,78	54,06	54,48	55,03	54,72	54,34	55,20	54,15	55,02	55,82	
Tiêu thụ dầu mỏ toàn cầu	99,30	101,38	99,49	99,26	99,58	100,98	100,92	100,77	101,23	100,36	101,53	102,58	



Hình 2. Tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [3].



Hình 3. So sánh cung - cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [3].

cả năm 2022 sẽ đạt mức 11,2 triệu thùng/ngày. Nếu các lệnh trừng phạt với Tehran được dỡ bỏ, xuất khẩu dầu của Iran có thể tăng thêm 1 triệu thùng/ngày trong vòng 6 - 9 tháng.

Nguồn cung dầu thô của OPEC được Wood Mackenzie dự báo sẽ tăng từ 26,3 triệu thùng/ngày năm 2021 lên mức trung bình 28,9 triệu thùng/ngày năm 2022 và 29,4 triệu thùng/ngày năm 2023.

Phân tích chi tiết của Wood Mackenzie cho thấy Saudi Arabia, UAE và Kuwait có khả năng tăng sản lượng khoảng 2,5 triệu thùng/ngày trong Quý I/2022.

Theo đó, Saudi Arabia và UAE có kế hoạch tăng nguồn cung thêm 390.000 thùng/ngày năm 2022 và 360.000 thùng/ngày năm 2023. Nguồn cung từ Venezuela dự kiến tăng 62.000 thùng/ngày năm 2022 và 70.000 thùng/ngày năm 2023.

Nguồn cung từ Iran dự kiến tăng 70.000 thùng/ngày năm 2022 và 40.000 thùng/ngày năm 2023.

Wood Mackenzie cũng dự báo nguồn cung ngoài OPEC đạt trung bình 61,3 triệu thùng/ngày trong năm 2022, tăng 2,8 triệu thùng/ngày so với năm 2021, chủ yếu nhờ vào sản lượng gia tăng từ Bắc Mỹ và Liên bang Nga. Nguồn cung ngoài OPEC dự kiến sẽ tiếp tục tăng 1,8 triệu thùng/ngày

Bảng 3. Kế hoạch sản lượng của OPEC+ trong 4 tháng đầu năm 2022. Nguồn: OPEC
Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Tháng		1	2	3	4
	Quốc gia					
1	Algeria		972	982	992	1.002
2	Angola		1.406	1.421	1.435	1.450
3	Congo		300	303	306	309
4	Guinea Xích đạo		117	118	120	121
5	Gabon		172	173	175	177
6	Iraq		4.281	4.325	4.370	4.414
7	Kuwait		2.585	2.612	2.639	2.665
8	Nigeria		1.683	1.701	1.718	1.735
9	Saudi Arabia		10.122	10.227	10.331	10.436
10	UAE		2.916	2.946	2.976	3.006
11	Azerbaijan		661	668	675	681
12	Bahrain		189	191	193	195
13	Brunei		94	95	96	97
14	Kazakhstan		1.572	1.589	1.605	1.621
15	Malaysia		548	554	559	565
16	Mexico		1.753	1.753	1.753	1.753
17	Oman		812	821	829	838
18	Nga		10.122	10.227	10.331	10.436
19	Sudan		69	70	71	71
20	Nam Sudan		119	121	122	123
Tổng	OPEC		24.554	24.808	25.061	25.315
	Ngoài OPEC		15.940	16.086	16.233	16.379
	OPEC+		40.494	40.894	41.294	41.694

ngày và đạt 63,1 triệu thùng/ngày vào năm 2023, do sản lượng NGL gia tăng từ Mỹ, Canada và Brazil [2].

Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO) của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho rằng dự báo thị trường dầu mỏ còn nhiều yếu tố khó lường như ảnh hưởng bởi xung đột giữa Liên bang Nga và Ukraine, các quyết định về sản lượng của OPEC+ và việc gia tăng tốc độ sản xuất dầu khí của Mỹ [3].

EIA dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đạt trung bình 101 triệu thùng/ngày trong năm 2022 (tăng 5,45 triệu thùng/ngày so với năm 2021) và sau đó tăng lên mức 102,97 triệu thùng/ngày trong năm 2023 (Bảng 1). Tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu được dự báo đạt trung bình 100,6 triệu thùng/ngày năm 2022 (tăng 3,1 triệu thùng/ngày so với năm 2021) và sẽ tiếp tục tăng 1,9 triệu

thùng/ngày, lên mức trung bình 102,6 triệu thùng/ngày cho cả năm 2023 (Bảng 2, Hình 1 - 3) [3].

IEA dự báo giá dầu Brent sẽ đạt trung bình 117 USD/thùng vào tháng 3/2022, gần 116 USD/thùng trong Quý II/2022, 102 USD/thùng vào nửa cuối năm 2022 và khoảng 105 USD/thùng trong năm 2022. Giá dầu Brent trung bình năm 2023 được dự báo sẽ giảm xuống còn gần 89 USD/thùng. Tuy nhiên, IEA cho rằng dự báo giá này còn nhiều yếu tố không chắc chắn và giá thực tế sẽ chủ yếu phụ thuộc vào mức độ áp đặt các lệnh trừng phạt đối với Liên bang Nga (ảnh hưởng đến sản lượng dầu của Nga hoặc việc bán dầu của Nga trên thị trường toàn cầu).

Tại Hội nghị Bộ trưởng lần thứ 26, OPEC+ đã tái khẳng định thỏa thuận và cơ chế điều chỉnh sản lượng hàng tháng được thông qua tại Hội nghị Bộ trưởng lần

thứ 19 và duy trì đà tăng sản lượng hàng tháng ở mức tăng 0,4 triệu thùng/ngày trong tháng 4/2022 [4].

Goldman Sachs đã nâng dự báo giá dầu Brent giao ngay lên 135 USD/thùng trong năm 2022 và 115 USD/thùng trong năm 2023. Giá dầu Brent có thể tăng lên 175 USD/thùng nếu xuất khẩu dầu của Nga bị cắt giảm 4 triệu thùng/ngày [5].

Chốt phiên giao dịch ngày 18/3/2022, giá dầu WTI giao tháng 4 đạt 104,54 USD/thùng, giá dầu Brent giao tháng 5 đạt 105,07 USD/thùng.

Hạnh Nguyên

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, “Oil market report”, 3/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-march-2022>.

[2] Wood Mackenzie, “Macro oils short-term outlook: March 2022”, 4/3/2022. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/reports/oil-markets-macro-oils-short-term-outlook-march-2022-150012109>.

[3] EIA, “Short-term energy outlook”, 8/3/2022. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

[4] OPEC, “26th OPEC and non-OPEC ministerial meeting concludes”, 2/3/2022. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/6830.htm.

[5] Goldman Sachs, “Oil: Squaring Russia’s missing barrels”, 7/3/2022. [Online]. Available: <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/squaring-russias-missing-barrels/report.pdf>.

CHẾ TẠO PHỤ GIA NHŨ TƯƠNG NƯỚC TRONG DẦU KÍCH CỠ NANO VÀ HỆ NHŨ TƯƠNG NƯỚC TRONG DẦU KHOÁNG

Phương pháp phổ biến nhất để chế tạo nhũ tương kích cỡ nano (từ 20 đến 500 nm) là sử dụng các hệ máy khuấy có tốc độ và kích thước cánh khuấy khác nhau như: thiết bị phối trộn tốc độ cao (high speed blender), thiết bị đồng hóa áp suất cao (high pressure homogenizer), thiết bị tạo keo (colloid mill), thiết bị phối trộn tĩnh (static mixer) để tạo hệ nhũ tương dầu - nước từ hỗn hợp dầu khoáng và nước. Tuy nhiên, sản phẩm có độ bền không cao, các hạt nhũ tương dễ co cụm và tăng kích thước, dẫn đến hệ nhũ tương bị tách lớp và phá hủy.

Một số hệ nhũ tương nano được chế tạo bằng cách khác như: (i) sử dụng glyceryl triacetate và chất hoạt động bề mặt; (ii) sử dụng các triglyceride có mạch carbon chứa nhiều hơn 12 nguyên tử carbon để làm pha dầu... cũng không bền theo thời gian và dễ bị phá hủy.

Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu phương pháp chế tạo

hệ nhũ tương kích cỡ nano với độ bền ổn định và dễ sử dụng, với các thành phần chính gồm: dầu diesel (10 - 20%), nước (1 - 10%), biodiesel (20 - 35%), glycerine (4 - 15%) và chất hoạt động bề mặt (25 - 50%), kích thước của các hạt nhũ tương nước trong dầu trong khoảng 2 - 30 nm.

Quy trình chế tạo phụ gia nhũ tương kích cỡ nano gồm các bước:

- Bổ sung lần lượt glycerine, dầu diesel và nước vào bình chứa có sẵn biodiesel, khuấy đều ở tốc độ 100 - 500 vòng/phút, nhiệt độ trong khoảng 25 - 30°C và thời gian 10 - 60 phút;

- Bổ sung chất hoạt động bề mặt vào hỗn hợp thu được và khuấy đều ở tốc độ 100 - 500 vòng/phút, ở khoảng nhiệt độ từ 25 - 30°C trong thời gian từ 10 - 60 phút. Hệ phụ gia nhũ tương kích cỡ nano thu được có kích thước 2 - 30 nm.

Quy trình chế tạo hệ nhũ tương kích cỡ nano nước trong dầu khoáng gồm các bước sau:

- Trộn nước và dầu với tỷ lệ thể tích

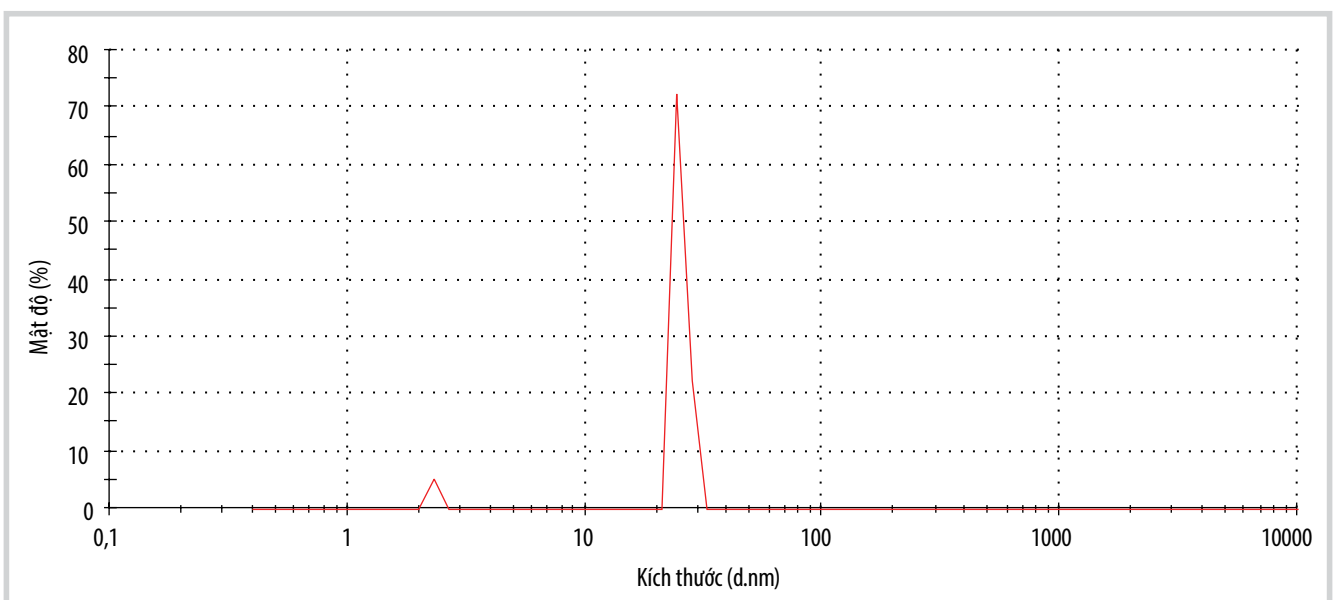
nước/dầu trong khoảng 5 - 10%, khuấy nhẹ ở nhiệt độ từ 25 - 30°C, tốc độ khuấy 100 - 500 vòng/phút trong khoảng 10 - 20 phút;

- Bổ sung phụ gia nhũ tương kích cỡ nano vào hỗn hợp thu được với tỷ lệ thể tích phụ gia/hỗn hợp trong khoảng từ 15 - 40%, khuấy nhẹ ở nhiệt độ 25 - 30°C, tốc độ khuấy 100 - 500 vòng/phút trong khoảng 10 - 20 phút;

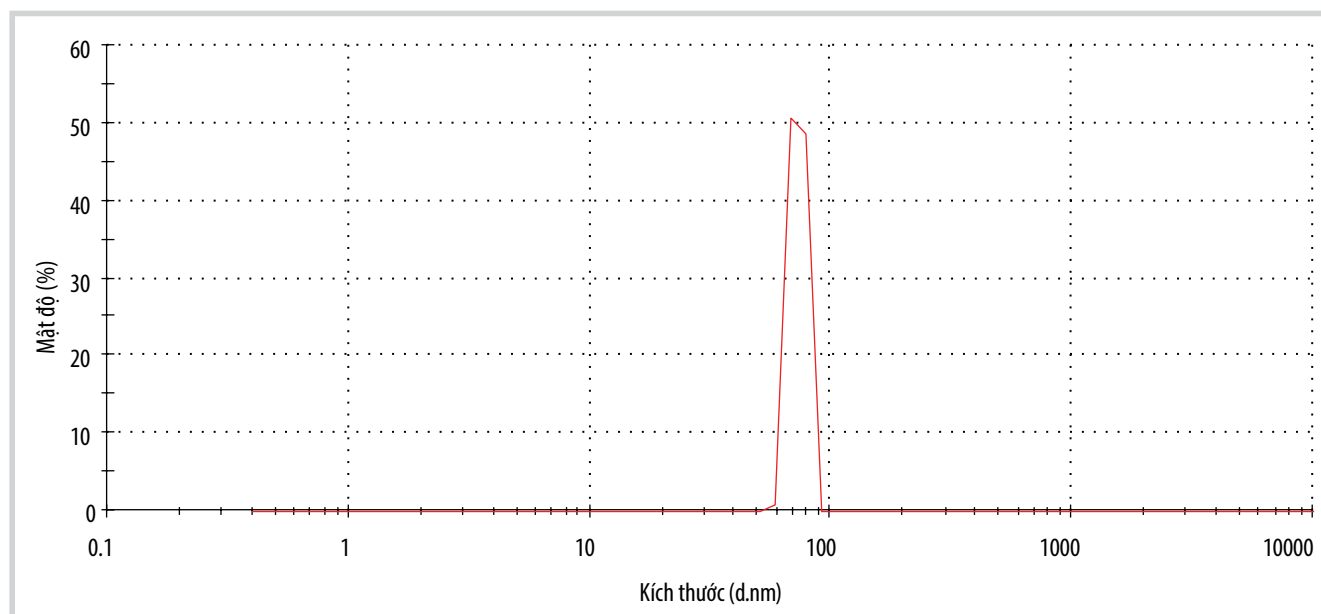
- Khuấy hỗn hợp này với tốc độ 100 - 500 vòng/phút ở nhiệt độ từ 25 - 30°C, trong khoảng 10 - 20 phút.

Hệ nhũ tương thu được có tính chất sau: Nhiệt trị 35 - 40 MJ/kg; độ nhớt động học tại nhiệt độ 40°C đạt 2 - 4 mm²/s; tỷ trọng 0,86 - 0,9 kg/m³; kích thước hạt 50 - 200 nm.

Viện Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thử nghiệm hệ nhũ tương dầu khoáng nước làm nhiên liệu động cơ và so sánh với dầu diesel trên động cơ Vikyno EV2600-NB (động cơ diesel 1 xy lạnh, 4 kỳ, đã qua sử dụng, công suất và số vòng quay tối đa



Hình 1. Kích thước hạt nhũ của hệ phụ gia.



Hình 2. Kích thước hạt nhũ của hệ nhũ tương nước - Diesel.

lần lượt là 25 HP và 2.400 vòng/phút) trên băng thử công suất Froude DFX3, và vận hành động cơ ở cùng điều kiện và chế độ thử nghiệm lần lượt đối với 2 loại nhiên liệu.

Kết quả thử nghiệm cho thấy, độ mờ khói khí phát thải khi động cơ sử dụng nhiên liệu nhũ tương dầu khoáng giảm trung bình 7% so với dầu diesel gốc khoáng trên toàn miền tốc độ thử nghiệm từ 1.000 vòng/phút đến 2.200 vòng/phút. Thành phần khí thải NO_x và CO_2 của nhiên

liệu nhũ tương giảm so với nhiên liệu dầu diesel gốc khoáng (tương ứng giảm 10% đối với NO_x , giảm 5% đối với CO_2).

Từ kết quả nghiên cứu này, Viện Dầu khí Việt Nam đã được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ cấp Bằng độc quyền Giải pháp hữu ích "Phụ gia nhũ tương nước trong dầu kích cỡ nano, quy trình sản xuất phụ gia nhũ tương nước trong dầu kích thước cỡ nano và quy trình sản xuất hệ nhũ tương nước trong dầu khoáng".

Giải pháp này cho phép dễ dàng chế tạo được nhũ tương dầu khoáng - nước với kích cỡ nano, ổn định trong thời gian dài, có thể sử dụng làm nhiên liệu đốt thay thế dầu khoáng hoặc làm dầu tách khuôn bê tông trong lĩnh vực xây dựng với hiệu quả tốt hơn so với các hệ nhũ tương thông thường.

Nguyễn Mạnh Huấn (giới thiệu)

VPI NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN PHÂN BÓN NANOCARBON NHẢ CHẬM

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu và ứng dụng vật liệu nanocarbon trong sản xuất phân bón, với kỹ thuật bọc lớp màng nanocarbon lên urea, DAP, kali và phân hỗn hợp NPK, giúp nâng cao hiệu quả sử dụng phân bón, tăng năng suất cây trồng khoảng 7%/ha so với sử dụng phân bón thông thường.

Vật liệu nanocarbon (carbon nanotubes và graphene) đang được xem là vật liệu tiên phong trong nhiều lĩnh vực với kỳ vọng có thể nâng cao hiệu quả sử dụng phân bón, giảm thất thoát chất dinh dưỡng và giảm thiểu tác động đến môi trường.

Đối với sản phẩm phân bón, nitrogen được xem là nguồn dinh dưỡng chính cho sự sinh trưởng của thực vật, bên cạnh tác dụng của lân và kali đối với rễ, hoa và việc tổng hợp đường bột, cellulose giúp cây khỏe mạnh và trái lớn nhanh.

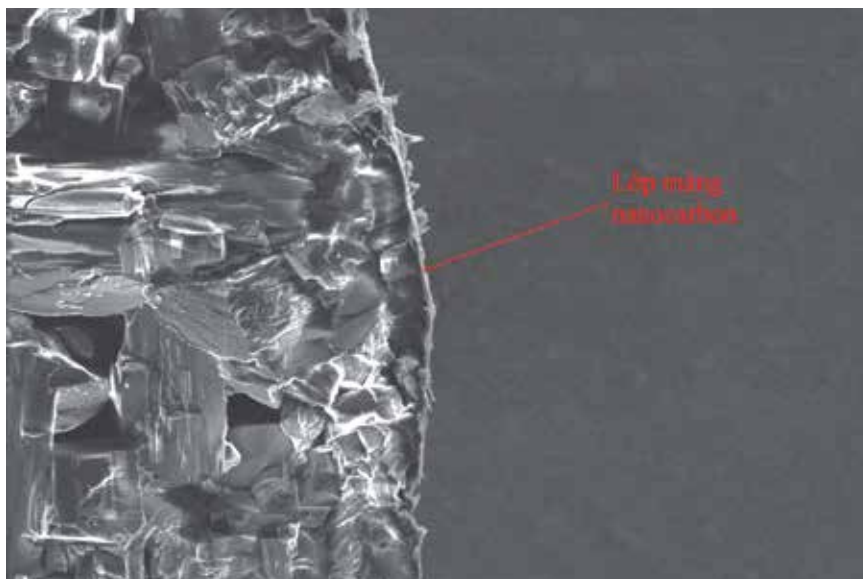
Tuy nhiên, nitrogen hòa tan rất nhanh trong nước, bay hơi do sự hình thành các hợp chất nitrogen dạng khí (NH_3 , NO_x), hấp phụ hoặc hấp thụ bên do nitrogen tương tác với các chất hữu cơ, khoáng chất trong đất và phân rã nitrogen do vi sinh vật. Nhiều nghiên cứu trên thế giới đã được thực hiện nhằm tăng khả năng hấp thụ nitrogen cho cây trồng hiệu quả mang lại còn hạn chế.

Sự phát triển của công nghệ nano hiện nay, đặc biệt là nanocarbon, đã cung cấp giải pháp để làm chậm quá trình giải phóng nitrogen từ phân bón. Cụ thể, nanocarbon được sử dụng như vi chất dinh dưỡng cho cây trồng, đồng thời tác động đến quá trình hấp thụ các chất dinh dưỡng khác, quá trình nảy mầm và tăng trưởng của thực vật.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu và ứng dụng vật liệu nanocarbon trong sản xuất phân bón, với kỹ thuật bọc lớp màng nanocarbon lên urea, DAP, kali và phân hỗn hợp NPK. Sau khi được bọc lớp màng nanocarbon khoảng 1 - 2 μm , sản phẩm phân bón của VPI tăng khoảng



Hình 1. Đạm (urea) Phú Mỹ và Cà Mau trước và sau khi được bọc lớp màng nanocarbon



Hình 2. Ảnh SEM lớp màng nanocarbon bọc lên urea

0,1 - 0,2% khối lượng, giữ nguyên hàm lượng dinh dưỡng (%N trong urea, %P trong DAP, %K trong KCl) của phân bón ban đầu.

Theo TS. Huỳnh Minh Thuận - Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí, VPI: “Kết quả thử nghiệm thực tế trên cây cải xanh tại Lâm Đồng cho thấy, urea được bọc lớp màng nanocarbon giúp thời gian phân giải dinh dưỡng trong môi

trường nước chậm hơn đáng kể, tăng năng suất cây trồng khoảng 7%/ha so với sử dụng phân bón thông thường”. Ngoài ra, sự kết hợp cả 3 loại phân bón (urea, DAP, KCl) theo công nghệ này cũng làm tăng năng suất cây trồng trong cùng điều kiện so sánh, là tiền đề để VPI đẩy mạnh áp dụng nanocarbon vào lĩnh vực phân bón trong thời gian tới.

Huỳnh Minh