

Dầu Khí



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

■ SỐ 4 - 2021

ISSN 2615-9902





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
TS. 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

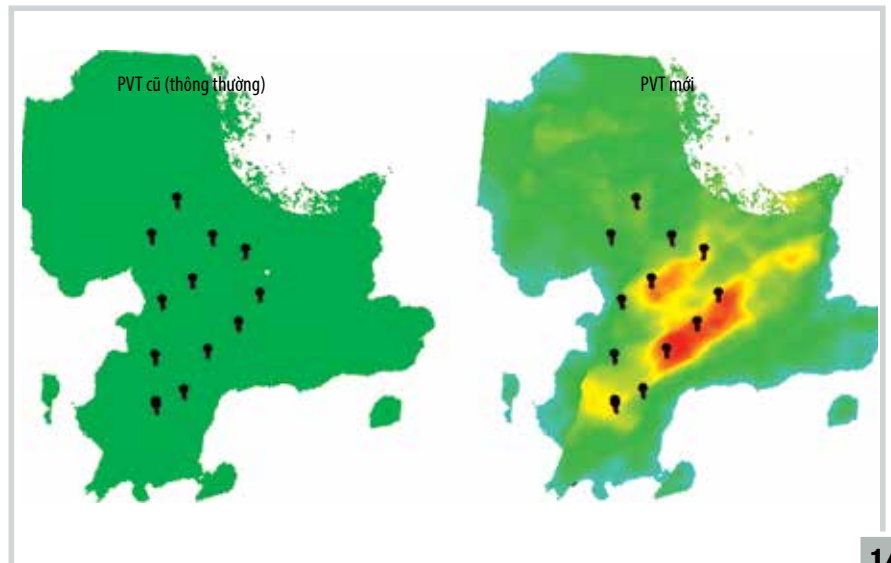
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Phan Ngọc Trung



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Hoàn thiện hệ hóa phẩm xử lý acid vùng cận đáy giếng vỉa cát kết tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

14. Ứng dụng phương trình trạng thái trong chính xác hóa phân bố đặc tính chất lưu cho vỉa dầu có động thái lưu biến phức tạp

20. Quản lý giếng bơm ép nước bằng phương pháp điện trở điện dung và đồ thị Hall



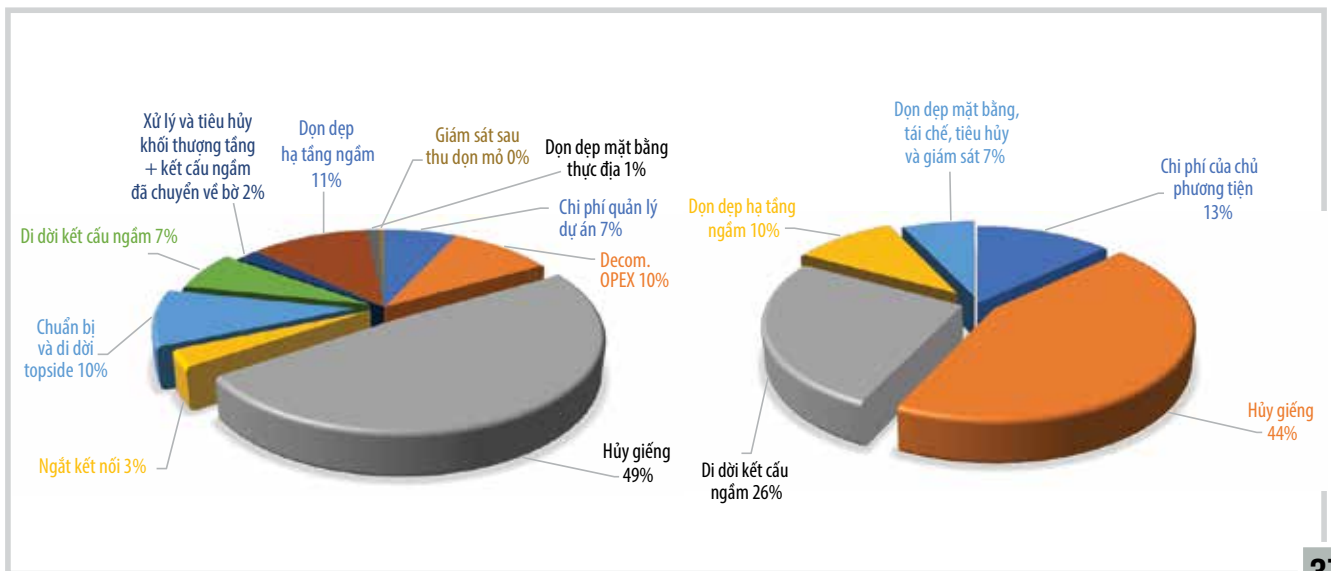
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

26. Đánh giá khả năng sản xuất melamine từ nguồn nguyên liệu dịch urea của Nhà máy Đạm Cà Mau



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

37. Ước tính chi phí thu dọn mỏ: Tổng quan và liên hệ thực tiễn phục vụ định hướng quản lý



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

47. Nghiên cứu đề xuất bộ chỉ số đánh giá kết quả bảo vệ môi trường (EKPI) cho các doanh nghiệp dầu khí tại Việt Nam

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Completing the chemical systems for near-wellbore acidising treatment of sandstone formations at Bach Ho and Rong fields4

Using Equation of State (EOS) to enhance characterisation of petroleum reservoir fluids with complex behaviours 14

Water injection management using capacitance resistance method and Hall plot20

Preliminary evaluation of possible melamine production using urea solution from Ca Mau fertilizer plant as a feedstock26

Decommissioning cost estimation: Overview and practical details for management orientation37

Study to propose an environmental key performance index for oil and gas companies in Vietnam47

HOÀN THIÊN HỆ HÓA PHẨM XỬ LÝ ACID VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG VĨA CÁT KẾT TẠI MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG

Nguyễn Văn Ngọ¹, Lê Văn Công^{1,3}, Đỗ Thành Trung¹, Nguyễn Quốc Dũng², Đào Quốc Tuy³

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

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

³Đại học Bách khoa Hà Nội

Email: conglv@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-01>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu quá trình hoàn thiện hệ hóa phẩm xử lý acid vùng cận đáy giếng vĩa cát kết tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Thành phần chính của hệ acid (hàm lượng HF và tỷ lệ HCl/HF) được cải thiện theo hướng tiếp thu thành tựu khoa học công nghệ được áp dụng cho đối tượng đá cát kết; tăng khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn từ Fe(III) và Al(III). Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất hướng tiếp tục hoàn thiện hệ acid và công nghệ triển khai phù hợp với giai đoạn cuối đời mỏ.

Từ khóa: Xử lý acid, vùng cận đáy giếng, chống kết tủa thứ cấp.

1. Giới thiệu

Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng nói chung và xử lý acid vùng cận đáy giếng nói riêng giúp phục hồi năng suất khai thác giếng sau thời gian khai thác. Để xử lý acid vĩa cát kết, các công ty dầu khí thường sử dụng kiểu hệ acid có thành phần như trong Bảng 1.

HF có vai trò chính trong hòa tan nhiễm bẩn vô cơ từ các aluminosilicate (các loại khoáng sét, các khoáng thuộc họ feldspar...) và SiO₂. Quá trình tương tác của HF với aluminosilicate và SiO₂, các ion Al³⁺, Si⁴⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Fe³⁺, Fe²⁺, Na⁺, K⁺... được giải phóng và cùng với việc pH của dung dịch tăng, một số chất mới khó tan hoặc ít tan được hình thành trong dung dịch acid sau phản ứng. Trong số đó có H₂SiF₆ và các phức chất chứa F⁻ như: AlF₂⁺, AlF₂⁺, AlF₃, AlF₆³⁻... Phản ứng thứ cấp trong trường hợp xuất hiện các ion Na⁺, K⁺, Ca²⁺ sẽ tạo các chất kết tủa như Na₂SiF₆, Na₃AlF₆, K₂SiF₆, CaSiF₆... Sự hình thành vật liệu kết tủa trong không gian rỗng mới được giải phóng khỏi aluminosilicate sẽ gây bít nhét. HCl được bổ sung để giải quyết vấn đề đẩy cân bằng phản ứng về phía khó tạo các chất kết tủa, trong đó có các chất Na₂SiF₆, Na₃AlF₆, K₂SiF₆, CaSiF₆ này.

Tổ hợp HCl + HF trở thành thành phần chính của hỗn hợp acid với tên gọi "Mud acid". Một sản phẩm khác của phản ứng giữa HF với aluminosilicate là SiO₂, được tạo ra và tồn tại dưới dạng hạt rất mịn hấp phụ trên bề mặt kênh dẫn, hoặc có thể dưới dạng Si(OH)₄ kết tủa bít lại một phần các khoang rỗng.

Đến nay chưa có phương pháp giúp ngăn cản sự hình thành các kết tủa này. Acid acetic và chất kiểm soát kết tủa thứ cấp đều góp phần vào việc chống kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn. Chất ức chế ăn mòn và trợ ức chế cho nhiệt độ cao có chức năng giảm thiểu sự ăn mòn thép của hệ hóa phẩm acid đối với thiết bị dùng trong tàng chứa, vận chuyển; trong bơm hỗn hợp acid vào vùng cận đáy giếng.

Xử lý acid vùng cận đáy giếng vĩa cát kết bằng kiểu hệ acid có thành phần chính là HCl + HF, phụ thuộc chính vào việc lựa chọn thành phần hợp lý của hệ acid trong điều kiện cụ thể của đối tượng đá vĩa dự kiến được xử lý. Ngoài kinh nghiệm liên quan tới sự hiểu biết, đánh giá khả năng phản ứng của hệ acid với đá vĩa, sự thay đổi điều kiện vĩa, khi chọn thành phần hỗn hợp acid xử lý, cần tập trung vào: (i) chọn thành phần chính của hệ acid (hàm lượng HF và tỷ lệ HCl/HF); (ii) kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn; (iii) ăn mòn, và (iv) nhiệt độ đáy giếng. Bài báo này đề cập tới việc lựa chọn thành phần chính của hệ



Ngày nhận bài: 15/1/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 15/1 - 16/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/4/2021.

acid (hàm lượng HF và tỷ lệ HCl/HF); (ii) kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Quá trình và kết quả hoàn thiện thành phần chính yếu của hệ acid cho xử lý vùng cận đáy giếng ở Vietsovpetro

Tại Vietsovpetro, việc xử lý acid vùng cận đáy giếng được tiến hành lần đầu tiên tại giếng khai thác 41/MSP-1 mỏ Bạch Hổ vào năm 1988 (với mỏ Rồng giếng đầu tiên được thử nghiệm là giếng 303 RP2 vào 11/2003). Việc xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ thực sự bùng nổ trong giai đoạn 1992 - 1996 với tần suất xử lý từ 5 - 16 giếng/năm. Trong giai đoạn 1988 - 1999, Vietsovpetro thử nghiệm ứng dụng nhiều kiểu hệ acid khác nhau như: acid muối, acid sét, acid muối + acid sét, nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét), polymer acid, vi nhũ tương acid, acid + hóa phẩm DMC... Đa số các giếng còn được khai thác ở chế độ tự phun, chỉ một lượng nhỏ giếng được chuyển sang vận hành khai thác theo phương pháp gaslift. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro đưa ra hướng dẫn tạm thời cho xử lý vùng cận đáy giếng (Hướng dẫn RD 32-90 năm 1990) [1], nhưng chưa đưa ra thành phần khuyến dùng về tỷ lệ các cấu tử trong hệ hóa phẩm.

Năm 2001, Vietsovpetro biên soạn và ban hành đưa vào sử dụng Hướng dẫn chính thức cho xử lý vùng cận đáy giếng, RD SP 66/2001 [2]. Hướng dẫn này có đối tượng địa chất bao trùm cả đối tượng cát kết, đối tượng

móng phong hóa và có đủ thành phần khuyến dùng của các cấu tử trong hệ hóa phẩm. Trên cơ sở Hướng dẫn RD SP 66/2001, Vietsovpetro biên soạn Hướng dẫn RD SP 66/2006 [3], trong đó bỏ phần sử dụng phương pháp gọi dòng bằng hệ hóa phẩm DMC (XP1+XP2) có trong Hướng dẫn RD SP 66/2001.

Theo các Hướng dẫn RD SP 66/2001 và 66/2006, để xử lý acid đối tượng cát kết, Vietsovpetro sử dụng phối hợp hệ acid trên cơ sở acid HCl (còn được gọi là acid muối) và hệ acid trên cơ sở hỗn hợp acid HCl + HF (còn được gọi là acid sét) có thành phần như trong Bảng 2.

Quá trình hoàn thiện thành phần chính yếu của hệ acid cho xử lý vùng cận đáy giếng via cát kết ở Vietsovpetro kế thừa các nghiên cứu và kinh nghiệm của các công ty dịch vụ trên thế giới để áp dụng vào điều kiện cụ thể tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng (Bảng 3). Khi đá vôi có độ hòa tan trong HCl cao (> 20%) chỉ cần dùng HCl để xử lý; còn khi độ hòa tan này thấp (< 20%) mới cần dùng hỗn hợp chứa HCl và HF. Vì đá vôi tan tốt trong HCl thường chứa hàm lượng khoáng carbonate cao và vật liệu nhiễm bẩn vô cơ cũng là khoáng carbonate, nên chỉ cần dùng HCl cũng đủ để loại trừ. Còn đối với đá vôi chứa nhiều aluminosilicate và ít carbonate, thì vật liệu nhiễm bẩn vô cơ cũng chứa chủ yếu aluminosilicate. Để loại trừ nhiễm bẩn vô cơ trong trường hợp này bắt buộc phải dùng acid HF. Tùy thuộc vào độ thấm và thành phần khoáng vật đá vôi, khuyến cáo lựa chọn nồng độ "Mud acid". Chẳng hạn, khi đá vôi có độ thấm cao (> 100 mD), với đá có hàm lượng

Bảng 1. Thành phần điển hình của hệ acid cho xử lý vùng cận đáy giếng via cát kết

TT	Tên cấu tử	Chức năng chính
1	Acid HCl	Nâng cao tỷ lệ HCl/HF để giảm thiểu kết tủa thứ cấp; hòa tan khoáng vật carbonate
2	Acid HF	Hòa tan nhiễm bẩn từ aluminosilicate (các loại khoáng vật sét, feldspar), SiO ₂
3	Acid acetic	Tạo hiệu ứng đệm giữ pH ở mức thấp ngăn ngừa kết tủa gel Fe(OH) ₃
4	Chất kiểm soát kết tủa thứ cấp	Chống kết tủa từ Fe(III) và Al(III)
5	Chất ức chế ăn mòn và trợ ức chế cho nhiệt độ cao	Giảm thiểu sự ăn mòn thép của hệ hóa phẩm
6	Chất hoạt động bề mặt	Tăng tính tiếp xúc của acid với bề mặt không gian rỗng đá vôi
7	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán

Bảng 2. Thành phần các hệ acid muối và acid sét theo Hướng dẫn RD SP 66/2001 và RD SP 66/2006

TT	Thành phần	Nồng độ (%)	
		Acid muối	Acid sét
1	HCl	10 - 15	8 - 10
2	HF	-	3 - 5
3	CH ₃ COOH	2 - 5	2 - 5
4	ATMP (Aminotris methylene phosphonic acid)	1 - 2	1 - 2
5	Chất ức chế ăn mòn	1 - 5	1 - 5
6	Chất hoạt động bề mặt	0,5 - 1	-
7	Nước	Cho đủ 100%	Cho đủ 100%

Bảng 3. Hướng dẫn lựa chọn thành phần chính yếu của hỗn hợp acid được thừa nhận rộng rãi

Theo tiêu chí năm 1983				
Tiêu chí lựa chọn		Hỗn hợp acid chính	Hỗn hợp acid tiền trước xử lý	
Độ hòa tan trong HCl cao (> 20%)		Chỉ dùng acid HCl		
Độ thấm cao (> 100 mD)				
Hàm lượng khoáng thạch anh cao (> 80%) Hàm lượng khoáng sét thấp (< 5%)		12% HCl, 3% HF	15% HCl	
Hàm lượng khoáng feldspar cao (> 20%)		13,5% HCl, 1,5% HF	15% HCl	
Hàm lượng khoáng sét cao (> 10%)		6,5% HCl, 1% HF	5% HCl cùng phụ gia khử sắt	
Hàm lượng sét chlorite cao (chứa nhiều Fe)		3% HCl, 1% HF	5% HCl cùng phụ gia khử sắt	
Độ thấm thấp (< 10 mD)				
Hàm lượng khoáng sét thấp (< 10%)		6% HCl, 1,5% HF	7,5% HCl hoặc 10% acid acetic	
Hàm lượng sét chlorite cao (chứa nhiều Fe)		3% HCl, 0,5% HF	5% acid acetic	
Theo tiêu chí năm 1990				
Nhiệt độ	Thành phần khoáng vật, trăm tích	Thành phần acid chính gắn với khoảng độ thấm		
		> 100 mD	20 – 100 mD	< 20 mD
< 93°C	Hàm lượng thạch anh > 80% Hàm lượng sét thấp < 10%	12% HCl, 3% HF	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF
	Hàm lượng sét cao > 10% Hàm lượng bột kết thấp < 10%	7,5% HCl, 3% HF	6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF
	Hàm lượng sét cao > 10% Hàm lượng bột kết cao > 10%	10% HCl, 1,5% HF	8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF
	Hàm lượng sét thấp < 10% Hàm lượng bột kết cao > 10%	12% HCl, 1,5% HF	10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF
> 93°C	Hàm lượng thạch anh > 80% Hàm lượng sét thấp < 10%	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF	6% HCl, 1,5% HF
	Hàm lượng sét cao > 10% Hàm lượng bột kết thấp < 10%	6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF	4% HCl, 0,5% HF
	Hàm lượng sét cao > 10% Hàm lượng bột kết cao > 10%	8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF	6% HCl, 0,5% HF
	Hàm lượng sét thấp < 10% Hàm lượng bột kết cao > 10%	10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF	8% HCl, 0,5% HF

thạch anh cao (> 80%) và hàm lượng khoáng sét thấp (< 5%), có thể dùng “Mud acid” với nồng độ đủ (HF = 3%), tức có thành phần 12% HCl + 3% HF và tỷ lệ HCl/HF = 4; với đá vôi chứa hàm lượng khoáng feldspar cao (> 20%), nên dùng “Mud acid” ở mức ½ nồng độ (1,5% HF), nhưng tăng tỷ lệ HCl/HF lên thành 9; với đá vôi chứa hàm lượng khoáng sét cao (> 10%), “Mud acid” ở mức 1/3 nồng độ (1% HF) được khuyên dùng với tỷ lệ HCl/HF tăng lên thành 6,5.

Ở trường hợp đá vôi chứa hàm lượng khoáng feldspar cao (> 20%), việc hạ thấp nồng độ HF và tăng HCl/HF có cùng mục đích hạn chế kết tủa thứ cấp của các muối Na_2SiF_6 , K_2SiF_6 , Na_3AlF_6 , K_3AlF_6 ... Đối với đá vôi chứa hàm lượng khoáng sét cao (> 10%), việc hạ thấp nồng độ HF và tăng HCl/HF ngoài mục đích hạn chế kết tủa thứ cấp của các hợp chất $Al(OH)_3$, $Al(OH)_2$, $AlF_2(OH)$, AlF_3 còn làm giảm xác suất gây hiện tượng phá hủy quá mức thành hệ

đá vôi, không chỉ làm giảm độ bền thành hệ, còn xuất hiện và di chuyển các hạt mịn (fine migration).

Hướng dẫn của Vietsovpetro chọn thành phần chính của hỗn hợp acid, chọn lọc và nâng cấp các tiêu chí có từ năm 1983, bổ sung các tiêu chí liên quan tới hàm lượng bột kết, nhiệt độ và độ thấm đá vôi vùng cận đáy giếng. Lý do chính ở đây liên quan tới việc các loại khoáng sét và trăm tích hạt mịn, trong đó có bột kết, vì có diện tích bề mặt riêng rất lớn, phản ứng rất nhanh với acid HF. Phản ứng nhanh dẫn tới giảm chiều sâu xâm nhập của dung dịch acid và làm tăng đột biến hàm lượng các chất có thể gây kết tủa thứ cấp trong không gian rỗng đá vôi. Tốc độ phản ứng cũng phụ thuộc rất mạnh vào nhiệt độ và nguy cơ kết tủa gây bit nhét lớn đối với đá vôi có độ thấm nhỏ. Trong trường hợp này, để hạn chế tác hại của sự kết tủa thứ cấp, cần giảm hàm lượng HF và tăng tỷ lệ HCl/HF đối với đá vôi có độ thấm nhỏ hơn và nhiệt độ cao hơn.

Bảng 4. Một số đặc tính địa chất của đối tượng Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ

TT	Tên chỉ tiêu/ đặc tính	Giá trị cụ thể	Nguồn	Điều kiện biên trong chọn HF và HCl/HF
(a)	(b)	(1)	(2)	(3)
1	Độ hòa tan trong acid HCl 15%	< 15%	[4]	> 20%
2	Hàm lượng khoáng thạch anh	18 - 50% (TB: 45%)	[4, 5]	> 80%
3	Hàm lượng khoáng feldspar	20 - 26%	[4, 5]	> 20%
4	Tổng hàm lượng khoáng sét	16 - 36% (TB: 15%)	[4, 5]	> 10%
5	Hàm lượng bột kết (siltstone - aleurolite)	5 - 19% (TB: 10%)	[4, 5]	> 10%
6	Khoảng độ thấm	20 - 200 mD (TB: 30)	[5]	20 - 100 mD
7	Nhiệt độ vỉa chứa	Tối 138 °C	[5]	> 93 °C

Việc nghiên cứu điều chỉnh thành phần chính yếu của hệ acid ở Vietsovpetro trong thời gian qua gồm: nghiên cứu giảm hàm lượng HF, tăng tỷ lệ HCl/HF và nghiên cứu thay thế toàn bộ hoặc một phần acid HCl bằng acid hữu cơ.

Với mục tiêu xem xét tính hợp lý về nồng độ HF và tỷ lệ HCl/HF trong các hướng dẫn nội bộ RD SP 66/2001 và RD SP 66/2006 cho xử lý vùng cận đáy giếng, tháng 3/2006, Vietsovpetro và PVCChem tiến hành đề tài nghiên cứu "Nghiên cứu và lựa chọn hỗn hợp acid để xử lý vùng cận đáy giếng nhằm tăng hệ số sản phẩm của giếng khai thác và độ tiếp nhận của giếng bơm ép thuộc Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ" [4]. Trong nghiên cứu này, để chọn nồng độ HF và tỷ lệ HCl/HF, nhóm tác giả đã dựa trên một số nhóm thông tin liên quan tới đá chứa, vỉa chứa như cột chỉ tiêu đặc tính Bảng 4. Những nhóm thông tin này, về thực chất, chính là các tiêu chí trong hướng dẫn được thừa nhận rộng rãi trên thế giới, được các hãng lớn như Schlumberger, BJ, Halliburton tuân thủ và đã được tóm tắt trên Bảng 3.

Theo nghiên cứu [4], độ hòa tan của 8 mẫu đá vỉa đặc trưng cho Oligocene dưới của Bạch Hổ trong dung dịch HCl 15%, 10% HCl + 3% HF, 8% HCl + 1,5% HF, và 6% HCl + 1% HF cho các giá trị trung bình tương ứng là 15,07%; 50,71%; 37,08% và 30,33%. Đá vỉa Oligocene, Bạch Hổ hòa tan kém trong acid HCl, hòa tan mạnh trong hỗn hợp chứa 3% HF và hòa tan tốt trong hỗn hợp chứa 1 - 1,5% HF. Độ hòa tan trong 15% HCl thấp vì đá vỉa Oligocene chứa rất ít khoáng carbonate nhưng lại chứa nhiều khoáng sét, feldspar và bột kết. Theo kinh nghiệm của Schlumberger, hàm lượng HF hợp lý là hàm lượng theo đó độ hòa tan đá vỉa trong hỗn hợp HCl + HF > 15% và vượt tối thiểu 10% so với độ tan của nó trong dung dịch 15% HCl. Như vậy, dung dịch acid chứa 3% HF là không phù hợp cho Oligocene dưới, còn dung dịch chứa 1% và 1,5% HF có thể coi là hợp lý hơn.

So sánh các giá trị đặc tính liên quan tới cát kết Oligocene dưới ở cột (1), Bảng 4 với các tiêu chí trong Hướng dẫn dùng trong chọn thành phần hỗn hợp acid được thừa

nhận rộng rãi đưa trong Bảng 3 và được tóm tắt trong cột (3), Bảng 4, nghiên cứu [4] để xuất thành phần chính cho hỗn hợp acid sét sử dụng cho đối tượng này là 8% HCl + 1,5% HF và 6% HCl + 1% HF. So sánh phương án đề xuất này với hướng dẫn cơ sở của Vietsovpetro, RD SP 66/2001 và RD SP 66/2006, hàm lượng HF trong hỗn hợp acid sét (HCl+HF) đã được điều chỉnh từ 3 - 5% xuống còn 1 - 1,5%; còn tỷ lệ HCl/HF đã tăng từ 2 - 2,7 lên 5,3 - 6 lần. Phương án điều chỉnh thành phần chính yếu của hệ acid cho cát kết Oligocene dưới đưa ra trong nghiên cứu [4] tuy chưa phải là phương án tuân thủ cao với các tiêu chí tiên tiến của hướng dẫn dùng trong chọn thành phần hỗn hợp acid được thừa nhận rộng rãi đưa trong Bảng 3, nhưng cũng được coi là bước điều chỉnh lớn so với hướng dẫn đưa trong các RD SP 66/2001 và RD SP 66/2006.

Phương án điều chỉnh thành phần chính yếu của hệ acid cho cát kết Oligocene dưới đưa ra trong nghiên cứu [4] sau đó cũng được xem xét áp dụng cho các đối tượng Miocene và Oilgocene trên, mỏ Bạch Hổ. Cơ sở cho áp dụng cũng dựa trên những thông tin có sẵn tại Vietsovpetro về hàm lượng cao của các khoáng sét và bột kết trong các đối tượng Miocene và Oilgocene trên này. Với mục tiêu tiếp tục hoàn thiện hệ acid cho xử lý vỉa cát kết (gồm Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới) tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng nói chung, Vietsovpetro cho tiến hành công trình nghiên cứu [5], trong đó có phần nghiên cứu điều chỉnh thành phần chính yếu của hệ acid cho cát kết. Trên cơ sở phân tích, đánh giá toàn diện các tiêu chí về thành phần khoáng vật, trầm tích, khoảng biến thiên nhiệt độ, khoảng biến thiên độ thấm... nghiên cứu [5] (thực hiện năm 2016) để xuất tiếp tục điều chỉnh giảm hàm lượng HF nhưng tăng tỷ lệ HCl/HF.

Cụ thể, thành phần chính cho hỗn hợp acid sử dụng cho đối tượng cát kết các mỏ Bạch Hổ và Rồng là 6% HCl + 0,5% HF (với tỷ lệ HCl/HF = 12) cho điều kiện nhiệt độ > 93 °C và 8% HCl + 1% HF (với tỷ lệ HCl/HF = 8) cho điều kiện

nhệt độ < 93 °C. Với điều chỉnh này, thành phần chính yếu của hỗn hợp acid sét sử dụng cho các đối tượng cát kết các mỏ Bạch Hổ và Rồng đã hoàn toàn đáp ứng các tiêu chí đưa ra trong hướng dẫn cho chọn thành phần hỗn hợp acid chính cho xử lý acid vữa cát kết được Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes công nhận...

Liên quan tới vấn đề hoàn thiện thành phần chính yếu của hệ acid cho xử lý vữa cát kết, Vietsovpetro và PVChem còn tiến hành nghiên cứu thay thế một phần toàn bộ hoặc acid HCl bằng acid hữu cơ cho một số trường hợp.

Việc sử dụng các acid hữu cơ thay cho acid HCl là do các loại khoáng sét chlorite, illite, kaolinite, montmorillonite và khoáng zeolite được coi là rất nhạy cảm với tác động của acid mạnh như HCl [6]. HCl tham gia trao đổi proton (H⁺) với các cation trong ô mạng sét (Al, Fe, Ca, Mg...) làm thay đổi cấu trúc của sét. Tùy vào mức độ proton hóa mà cấu trúc của sét có thể bị biến dạng hoặc phá hủy hoàn toàn. Thường thì, ở điều kiện nhiệt độ càng cao mức độ tương tác của HCl với khoáng sét càng mạnh. Phá hủy thái quá cấu trúc sét là nguyên nhân của hiện tượng gọi là sự xuất hiện và dịch chuyển của các hạt mịn - hiện tượng gây ảnh hưởng rất xấu tới hiệu quả của xử lý vùng cận đáy giếng vữa cát kết chứa nhiều sét và bột kết.

Các nghiên cứu cơ bản chỉ ra rằng, hầu như tất cả các loại khoáng sét đều có nhiệt độ mà ở trên mức đó nó trở nên không ổn định dưới tác động của acid và khả năng bị phá hủy cấu trúc bởi acid của các khoáng sét và zeolite giảm dần theo thứ tự: analcime (zeolite) → chlorite → illite → smectite → kaolinite [7]. Áp vào điều kiện cát kết các mỏ Bạch Hổ và Rồng, thấy rằng một số lượng giếng khá lớn tại các mỏ này mở vữa vào đối tượng vữa chứa hàm lượng khoáng sét (chlorite, illite, kaolinite, montmorillonite) và zeolite cao, vữa có nhiệt độ cao. Với các đối tượng này, việc sử dụng acid hữu cơ (hoặc hỗn hợp acid hữu cơ) thay cho HCl là hoàn toàn hợp lý để không phá hủy quá mức cấu trúc các khoáng sét trong thành phần xi măng đá vữa.

Với mục tiêu giảm mức độ ảnh hưởng xấu của HCl tới hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng vữa cát kết đối với các giếng vữa chứa hàm lượng sét cao và zeolite, vữa có nhiệt độ cao và đã có liên kết kém, từ năm 2014, Vietsovpetro đã nghiên cứu, thử nghiệm theo hướng này [8]. Kết quả của

nghiên cứu [8], ngoài việc giảm hàm lượng HF về mức hợp lý (còn 0,5%) và tăng tỷ lệ HCl/HF để đảm bảo giảm thiểu nhiễm bẩn thứ cấp, còn thay thế một phần hoặc toàn bộ acid HCl trong hỗn hợp HCl+HF bằng các acid hữu cơ là acid formic và acid acetic.

Tóm lại, những phân tích và thông tin liên quan được cung cấp ở trên cho thấy, Vietsovpetro và PVChem đã có những cố gắng vượt bậc và từng bước vững chắc trong việc hoàn thiện hệ hóa phẩm acid cho xử lý acid vùng cận đáy giếng vữa cát kết tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng trên khía cạnh điều chỉnh thành phần chính yếu (hàm lượng HF, tỷ lệ HCl/HF và thay thế một phần HCl bằng acid hữu cơ) của hệ acid. Thành phần acid chính được hoàn thiện ngày càng đáp ứng tốt hơn các tiêu chí kỹ thuật được thừa nhận rộng rãi và phù hợp hơn với điều kiện vữa.

2.2. Quá trình và kết quả hoàn thiện, nâng cấp khả năng chống kết tủa thứ cấp cho hệ acid xử lý vùng cận đáy giếng ở Vietsovpetro

Trong công nghệ xử lý acid vùng cận đáy giếng vữa cát kết bằng kiểu hệ acid như Bảng 1 có 2 nhóm đối tượng kết tủa thứ cấp là kết tủa các hợp chất chứa Fe (III) và các hợp chất chứa Al (III).

Sắt, dưới dạng Fe (II) và Fe (III), có cơ hội dung nạp vào hỗn hợp acid xử lý từ các nguồn khác nhau như bồn chứa, dụng cụ bơm, lòng giếng và từ khoáng vật trong đá vữa. Khi nằm trong bồn chứa bằng sắt, sắt hòa tan, lúc đầu là hỗn hợp Fe (II) và Fe (III), sau đó do sự có mặt của oxy, Fe (II) sẽ chuyển hoàn toàn về dạng Fe (III). Trong quá trình bơm xuống đáy giếng, hỗn hợp acid hòa tan sản phẩm ăn mòn thép (thường gồm FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, FeO.(OH)...) từ dụng cụ bơm, đường ống khai thác và đoạn ống chống dưới đáy giếng. Trong trường hợp này, sản phẩm chứa sắt hòa tan vẫn là hỗn hợp Fe (II) và Fe (III). Trong đá vữa, sắt chứa trong khoáng chứa sắt như chlorite chứa sắt ((Mg, Al, Fe)₁₂[(Si₃Al)₈O₂₀].(OH)₁₆), siderite (FeCO₃), pyrite (FeS₂)... và có thể ở dạng muối sắt hòa tan trong nước vữa. Khi tương tác với acid, các khoáng này chuyển về dạng muối hòa tan của Fe (II) và Fe (III). Hợp chất chứa sắt được dung nạp vào hỗn hợp acid xử lý và 2 dạng Fe(OH)₂ và Fe(OH)₃ có tiềm năng lớn gây bít nhét khoang rỗng đá vữa vùng cận đáy giếng. Trong môi trường acid xử lý có pH dao động trong

Bảng 5. Khoảng pH kết tủa của một số hydroxide

TT	Loại hydroxide	pH bắt đầu kết tủa với nồng độ kết tủa > 0,01M	pH kết tủa hoàn toàn khi nồng độ ion tự do còn lại < 10 ⁻⁵ M
1	Al(OH) ₃	4,0	5,2
2	Fe(OH) ₃	2,3	4,1
3	Fe(OH) ₂	7,5	9,7

khoảng < 1 - 5,5, các hydroxide này, tùy thuộc vào độ pH có thể tồn tại dưới dạng gel Fe(OH)₂.nH₂O và Fe(OH)₃.mH₂O (Bảng 5 [9]).

Kết quả nghiên cứu trên mẫu lõi cát kết [10] cho thấy, với đá vữa với hàm lượng khoáng chứa sắt ≥ 0,5% cần phải có chất chelate trong thành phần hệ acid để kiểm soát sự kết tủa của Fe(OH)₃ (chưa tính đến hàm lượng sắt có nguồn gốc từ bồn chứa dụng cụ bơm, lòng giếng). Các nghiên cứu [11, 12] cho thấy, trong xử lý acid vữa cát kết, nồng độ ion sắt trong dung dịch sau phản ứng được đẩy qua miệng giếng, thường lên tới 9.000 - 10.000 ppm. Giới hạn 10.000 ppm này hiện tại được sử dụng rộng rãi trong các nghiên cứu đánh giá liên quan tới khả năng chống kết tủa Fe(OH)₃ của các hỗn hợp acid để xuất hoặc được nghiên cứu.

Ion nhôm (Al³⁺) được giải phóng khi acid HF tác dụng với các aluminosilicate chẳng hạn như với các khoáng sét kaolinite, montmorillonte, illite, chlorite và các khoáng feldspar kali (KAlSi₃O₈), feldspar natri (NaAlSi₃O₈). Trong dung dịch acid xử lý, tùy thuộc vào giá trị pH, Al³⁺ có thể tham gia các dạng kết tủa không mong muốn như Al(OH)₃, AlF(OH)₂, AlF₂(OH) dưới dạng gel và AlF₃ kết tủa rắn màu trắng. Theo tài liệu [9] Al(OH)₃ bắt đầu kết tủa ở pH = 4 và kết tủa hoàn toàn ở pH = 5,2 (Bảng 5).

Nghiên cứu cơ bản cho thấy, ở kiểu hệ trên cơ sở acid hữu cơ + HF, việc phòng ngừa kết tủa Al(III) dưới dạng kết tủa màu trắng không tan của AlF₃ thuộc vào dạng khó nhất. Nghiên cứu cho thấy, sự kết tủa AlF₃ xảy ra mạnh khi tỷ lệ F/Al trong dung dịch acid > 1,9 [13, 14]. Việc phòng ngừa kết tủa AlF₃ trong giai đoạn đầu xử lý khi nồng độ F- còn cao và nồng độ ion Al³⁺ thấp là khó hơn. Theo thời gian, đi liền với sự hòa tan aluminat bằng HF, nồng độ

Al³⁺ lại tăng dần, tỷ lệ F/Al giảm dần và nguy cơ kết tủa AlF₃ giảm thấp.

Để phòng ngừa, giảm nhẹ mức độ kết tủa thứ cấp từ Fe(III) và Al(III) trong xử lý acid vùng cận đáy giếng, có thể thực hiện theo các cách: (i) giữ cho dung dịch acid có pH thấp hơn mức mà các hydroxide không bị kết tủa; (ii) đưa Fe (III) về dạng Fe (II) có pH kết tủa cao hơn thông qua việc sử dụng chất khử; (iii) giữ cho các ion Al³⁺, Fe³⁺ và Fe²⁺ ở trạng thái không liên kết với nhóm hydroxyl (OH-) thông qua dùng các hợp chất chelate; và (iv) trong trường hợp, đá vữa chứa nhiều bột kết và sét, giảm hàm lượng HF để giảm tương đối hàm lượng chất kết tủa và tăng tỷ lệ HCl/HF để tăng tính tan của các hợp chất có thể kết tủa.

Xét điều kiện phòng ngừa, giảm nhẹ mức độ kết tủa thứ cấp từ Fe(III) và Al(III) trong xử lý acid vùng cận đáy giếng ở Vietsovpetro, việc giảm hàm lượng HF, tăng tỷ lệ HCl/HF, tức là cách (iv) đã được áp dụng triệt để; cách (i) giữ cho dung dịch acid có pH thấp hơn mức mà các hydroxide có thể kết tủa cũng được tiến hành thường xuyên thông qua cấu tử acid acetic; cách (iii) dùng hợp chất chelate từ NTF (ATMP) đã được tiến hành, nhưng kết quả còn hạn chế. Vì vậy, để nâng cao khả năng phòng ngừa, giảm nhẹ mức độ kết tủa thứ cấp từ Fe(III) và Al(III), cần tập trung nâng cấp hệ chất chelate và sử dụng thêm chất khử sắt.

Việc nâng cấp hệ chất chelate và sử dụng thêm chất khử sắt đã được Vietsovpetro tiến hành từ năm 2014 [8], có khả năng vượt trội so với hợp chất trên cơ sở ATMP khi sử dụng với kiểu hệ acid muối trên cơ sở HCl và acid sét trên cơ sở hỗn hợp HCl + HF. Tuy nhiên, khi sử dụng với các hệ mà HCl được thay thế bằng acid hữu cơ (acid formic, acid acetic), với thời gian để lưu trên 6 giờ thì vẫn thấy

Bảng 6. Thành phần hệ chất chelate DMC-CAF

TT	Thành phần	Nồng độ (% khối lượng)
1	Hydroxycarboxylic acid	20 - 40
2	Aminopolycarboxylic acid	10 - 30
3	Erythorbic acid	5 - 10
4	Alpha olefin sulfonate	4 - 7
5	Organophosphoric acid	1 - 5
6	Nước	Còn lại

Bảng 7. Kết quả đánh giá khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp các hợp chất AP⁺ của hệ hóa phẩm acid hữu cơ xử lý chính

TT	Ký hiệu mẫu	Ký hiệu mẫu				
		ID2-AI1	ID2-AI2	ID2-AI3	ID2-AI4	ID2-AI5
1	Nồng độ Al³⁺ ban đầu	1.000	2.000	3.000	4.000	10.000
2	Trạng thái vật lý	Lỏng, màu tím, không thấy xuất hiện kết tủa dưới đáy				
3	pH	3,15	4,21	4,11	5,21	4,56
4	Nồng độ Al ³⁺ còn lại trong dung dịch, ppm theo phương pháp UV-VIS	952	1.925	2.880	3.820	9.851
5	Hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp	95,2%	96,3%	96,0%	95,5%	98,5%

Bảng 8. Kết quả đánh giá khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp các hợp chất Fe³⁺ của hệ hóa phẩm acid hữu cơ xử lý chính

TT	Ký hiệu mẫu	Ký hiệu mẫu				
		ID2-Fe1	ID2-Fe2	ID2-Fe3	ID2-Fe4	ID2-Fe5
1	Nồng độ Fe ³⁺ ban đầu	1.000	2.000	3.000	4.000	10.000
2	Trạng thái vật lý	Lỏng, màu tím, không thấy xuất hiện kết tủa dưới đáy				
3	pH	4,02	5,13	5,15	3,15	4,32
4	Nồng độ Fe ³⁺ còn lại trong dung dịch, ppm theo phương pháp UV-VIS	963	1.972	2.850	3.840	9.750
5	Hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp	96,3%	98,6%	95,0%	96,0%	97,5%

sự xuất hiện của kết tủa rắn màu trắng. Hợp chất kết tủa ở đây chính là AlF₃. Hiện tượng vừa mô tả cho thấy, chất chelate của nghiên cứu [8] chưa đủ an toàn khi sử dụng với các hệ acid mà HCl được thay thế bằng acid hữu cơ, nhất là khi thời gian gọi dòng không thể kết thúc trước 6 giờ như điều kiện gọi dòng ở cuối đời khai thác mỏ, khi áp suất vỉa đã suy giảm nghiêm trọng.

Nhóm tác giả đã tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện hệ chất chelate phục vụ tốt cho cả các hệ dùng acid HCl và các hệ mà HCl được thay thế bằng acid hữu cơ. Chất chelate có thành phần như Bảng 6 (được đặt tên là DMC-CAF).

Khả năng chelate ion Fe³⁺ và ion Al³⁺ của hệ dung dịch acid hữu cơ xử lý chính được đưa tương ứng trong Bảng 7 và 8.

Kết quả trên Bảng 7 cho thấy, ở nồng độ gây nhiễm bẩn bởi ion Al³⁺ từ 1.000 - 10.000 ppm, hệ chất chelate đề xuất có khả năng giữ 95 - 98,5% ion Al³⁺ ở dạng tự do không kết tủa. Điểm đặc biệt hơn là ở thời gian sau 12 giờ lưu mẫu trong dung dịch sau phản ứng không xuất hiện kết tủa màu trắng đặc trưng cho hợp chất AlF₃. Tương tự như vậy, kết quả trên Bảng 8 cho thấy, ở nồng độ gây nhiễm bẩn bởi ion Fe³⁺ từ 1.000 - 10.000 ppm, hệ chất chelate đề xuất có khả năng giữ 95 - 97,8% ion Fe³⁺ ở dạng tự do không kết tủa. Các kết quả cho thấy, hệ chất chelate với thành phần như trong Bảng 6, đáp ứng tốt cho cả khi sử dụng với kiểu hệ acid muối trên cơ sở HCl và acid sét trên cơ sở hỗn hợp HCl + HF và cả trong trường hợp khi HCl trong các hệ acid đó được thay thế bằng acid hữu cơ.

Để chứng minh cho sự điều chỉnh trên (giảm nồng độ HF, tỷ lệ HCl/HF và thay thế một phần HCl bằng acid hữu cơ và bổ sung hóa phẩm nâng cao hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp) đã tiến hành đánh giá trên mô hình mẫu lõi khả năng phục hồi độ thấm sau khi xử lý bằng các hệ dung dịch acid. Khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trên thiết bị mô hình vỉa được tiến hành đánh giá như sau:

- Bơm bão hòa dầu cho mẫu lõi bằng 5 lần thể tích lỗ rỗng (Vr) theo chiều thuận, xác định hệ số K₁;

- Bơm dung dịch để mô phỏng tạo nhiễm bẩn vô cơ;
- + Dung dịch A: CaCl₂ 5g/l + FeCl₃ 5g/l, thể tích bơm 1Vr;
- + Dung dịch B: Na₂CO₃ 5g/l + Na₂SO₄ 2,5g/l + NaOH 2,5g/l, thể tích bơm 1Vr, hoặc bơm cho tới khi xuất hiện kết tủa ở đầu ra;
- Lưu giữ mô hình vỉa ở điều kiện vỉa trong 2 - 3 giờ;
- Bơm dầu mô phỏng qua mẫu lõi theo chiều thuận, xác định độ thấm K₂.
- Bơm dung dịch acid theo quy trình (Bảng 9).
- Bơm đẩy dầu mô phỏng theo chiều thuận, xác định độ thấm K₃.

Tính hệ số phục hồi độ thấm của mẫu lõi theo công thức: $K_{ph} = K_3 / [(K_1 + K_2) / 2] \times 100\%$.

Các hệ hóa phẩm được sử dụng trong thí nghiệm có thành phần như sau:

- Hệ hóa phẩm acid trước khi hoàn thiện [4]: thực hiện với các mẫu BH-1, BH-2, thành phần hệ acid, trình tự bơm (Bảng 9).
- Hệ hóa phẩm acid sau khi hoàn thiện:
 - + Mẫu BH-25, xử lý bằng acid xử lý chính (acid DMC-1) có thành phần như sau: HCl 6% + HF 0,5% + CH₃COOH 5% + Chất chống kết tủa thứ cấp DMC-CAF 4% + NH₄Cl 5% + Chất hoạt động bề mặt 2% + Chất chống tạo nhũ 5%.
 - + Mẫu R-32 xử lý bằng acid xử lý chính (Acid DMC-2) có thành phần như sau: HCl 3% + HF 0,5% + CH₃COOH 5% + HCOOH 10% + Chất chống kết tủa thứ cấp DMC-CAF 4% + NH₄Cl 5% + Chất hoạt động bề mặt 2% + Chất chống tạo nhũ 5%.

Đối với các mẫu R-32 và BH-25 trước khi bơm dung dịch acid xử lý chính còn bơm thêm 1 tệp là hệ acid tiền xử lý (là hệ acid hữu cơ và không có chứa HF, acid DMC-0).

Về thành phần hệ acid nhận thấy các hệ acid sau hoàn thiện được điều chỉnh theo hướng: giảm nồng độ

HF xuống còn 0,5% (HF trong mẫu so sánh: 1 - 1,5%); thay thế một phần acid HCl bằng acid hữu cơ; bổ sung thêm các thành phần để nâng cao khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp (DMC-CAF). Ngoài ra trong thành phần của hệ acid hoàn thiện có bổ sung thêm một số thành phần (chất hoạt động bề mặt, chất chống tạo nhũ, NH₄Cl để ức chế trương nở sét) để nâng cao hiệu quả của hệ acid. Kết quả thí nghiệm xác định hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi trên thiết bị mô hình vỉa được nêu tại Bảng 9.

Kết quả thí nghiệm cho thấy, các hệ hóa phẩm sau khi được hoàn thiện về thành phần hệ acid cũng như khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp đã vượt trội về khả năng xử lý nhiễm bẩn vô cơ, đồng thời ngăn ngừa hiệu quả hiện tượng kết tủa thứ cấp. Hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm acid sau hoàn thiện đạt 139,02 - 162,81%, cao gấp 1,7 - 2,6 lần so với hệ acid truyền thống. Các kết quả thí nghiệm trên mô hình mẫu lõi minh chứng cho tính khoa học của các hướng hoàn thiện hệ hóa phẩm acid, áp dụng cho điều kiện mỏ của Vietsovpetro.

2.3. Những thay đổi ở cuối đời khai thác mỏ và một số hướng tiếp tục hoàn thiện hệ acid và công nghệ áp dụng cho xử lý acid vùng cận đáy giếng vỉa cát kết

Những thay đổi xảy ra ở cuối đời khai thác mỏ ảnh hưởng lớn tới mức độ thành công của công tác xử lý vùng cận đáy giếng gồm: sự suy giảm mạnh áp suất vỉa; gia tăng ngập nước; sự mất cân bằng sâu của dầu vỉa và sự kéo dài của thời gian gọi dòng sản phẩm sau xử lý ra khỏi vùng cận đáy giếng.

Ngập nước ảnh hưởng tới mức độ thành công của xử lý vùng cận đáy giếng thông qua 3 nhóm tác động và hệ lụy từ tác động là làm đá vỉa trở nên kém bền vững dễ sập lở; làm tăng mức độ phân bố tự nhiên dòng acid bơm vào theo hướng giảm hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng; làm xuất hiện dạng nhiễm bẩn mới - nhiễm bẩn bởi các cụm nước cục bộ (water blockage) khi kết hợp với áp suất giảm sâu.

Sự mất cân bằng sâu của dầu vỉa và sự giảm sút nghiêm trọng tính tương hợp của các hệ acid sử dụng với dầu vỉa là yếu tố làm giảm mức độ thành công của xử lý vùng cận đáy giếng. Hệ lụy tất yếu của sự mất cân bằng sâu của dầu vỉa là làm tăng mức độ nhiễm bẩn hữu cơ và tăng nguy cơ không tương hợp giữa hệ acid được sử dụng với dầu vỉa. Cả 2 hiện tượng suy giảm áp suất vỉa và ngập nước đều có tác động xấu tới hình thành nhiễm bẩn hữu cơ (asphaltene, nhựa, paraffin trọng lượng phân tử cao, nhũ tương) tại vùng cận đáy giếng và tăng tính không tương hợp giữa hệ hóa phẩm xử lý với dầu vỉa.

Động thái công nghệ gọi dòng sản phẩm sau xử lý ảnh hưởng mạnh tới thành công của xử lý vùng cận đáy giếng chủ yếu thông qua việc tăng mức độ kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn. Để giảm mức độ kết tủa thứ cấp các sản phẩm sau phản ứng thường áp dụng giải pháp gọi dòng nhanh để kéo các sản phẩm sau phản ứng ra khỏi vùng cận đáy giếng. Khả năng tạo kết tủa thứ cấp trong điều kiện cụ thể của xử lý phụ thuộc vào kiểu và chất lượng của hệ hóa phẩm được sử dụng và đặc điểm khoáng vật vỉa, khoáng vật nhiễm bẩn. Khả năng này thể

Bảng 9. Kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trên mô hình vỉa

TT	Thông tin mẫu				
	Tên mẫu	BH-1 - Mẫu so sánh [4]	BH-2 - Mẫu so sánh [4]	BH-25	R32
1	Tên mẫu	BH-1 - Mẫu so sánh [4]	BH-2 - Mẫu so sánh [4]	BH-25	R32
2	Độ thấm khí (mD)	-	-	104,7	106,2
3	Nhiệt độ (°C)	130	130	100	100
4	Áp suất (atm)	100	100	100	100
5	Độ thấm dầu ban đầu K ₁	10,8	32,3	3,563	1,881
Thứ tự đánh giá					
6	Mô phỏng nhiễm bẩn vô cơ: 1 - 2 V _{rỗng} dung dịch A và 1 - 2 V _{rỗng} dung dịch B				
7	Độ thấm dầu sau khi mô phỏng nhiễm bẩn K ₂ (mD)	0,01	6,5	0,947	1,144
8	Thứ tự bơm	+ HCl 6% + HF 1% + CH ₃ COOH 5% + NTF 2% + Dừng để phản ứng: 120 phút	+ HCl 8% + HF 1,5% + CH ₃ COOH 5% + NTF 2% + Dừng để phản ứng: 120 phút	+ NH ₄ Cl 5%: 2V ₀ + Acid DMC-0: 1V ₀ + Acid DMC-1: 1V ₀ + Dừng để phản ứng - 60 phút. + NH ₄ Cl 5% - 2V ₀	+ NH ₄ Cl 5%: 2V ₀ + Acid DMC-0: 1V ₀ + Acid DMC-2: 2V ₀ + Dừng để phản ứng - 60 phút. + NH ₄ Cl 5% - 2V ₀
9	Độ thấm dầu sau khi xử lý K ₃ (mD)	4,4	12,1	3,135	2,472
10	Hệ số phục hồi độ thấm K _{ph} = K ₃ /[(K ₁ +K ₂)/2] × 100%	81%	62%	139,02	162,81

hiện cả về tổng khối lượng (thể tích) các chất tạo kết tủa và khoảng thời gian cần thiết để kết tủa xuất hiện mạnh và phát triển. Với cùng đặc điểm khoáng vật vữa, khoáng vật nhiễm bẩn, mỗi kiểu hệ hóa phẩm cụ thể có khoảng thời gian để kết tủa xuất hiện khác nhau (ngắn, dài/sớm, muộn). Khi thời gian cần thiết cho gọi dòng ngắn hơn khoảng thời gian để kết tủa xuất hiện, thì kết tủa không xảy ra. Ngược lại, khi thời gian cần thiết cho gọi dòng dài hơn thời gian để kết tủa xuất hiện, thì kết tủa xảy ra. Với điều kiện giếng suy giảm áp suất và bị ngập nước, thời gian cần thiết cho gọi dòng sẽ tăng cao, nên xác suất tạo kết tủa cũng tăng cao.

Như vậy, sự suy giảm mạnh áp suất vữa, tăng mức độ ngập nước, tăng mức mất cân bằng sâu của dầu vữa và sự kéo dài của thời gian gọi dòng sản phẩm sau xử lý là yếu tố ảnh hưởng xấu tới hiệu quả của xử lý acid vùng cận đáy giếng. Vì vậy, hệ hóa phẩm đã từng được coi là đủ lượng cho hòa tan vật liệu nhiễm bẩn, có khoảng thời gian để kết tủa xuất hiện còn đủ dài so với thời gian gọi dòng, có thể phát huy tốt tác dụng trước đây, nhưng ở cuối đời khai thác mỏ có thể trở nên kém hiệu quả, nếu không được tiếp tục hoàn thiện.

3. Kết luận

Vietsovetro đã từng bước nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm cho xử lý acid vùng cận đáy giếng vữa cát kết trên 2 khía cạnh là hoàn thiện thành phần chính yếu (hàm lượng HF, tỷ lệ HCl/HF và thay thế một phần HCl bằng acid hữu cơ) và nâng cấp khả năng cho chống kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn. Thành phần acid chính yếu được hoàn thiện ngày càng đáp ứng tốt hơn các tiêu chí kỹ thuật được thừa nhận rộng rãi và phù hợp hơn với điều kiện vữa. Hỗn hợp chất chelate sau hoàn thiện có khả năng tốt trong phòng ngừa kết tủa thứ cấp các sản phẩm không mong muốn từ Fe(III) và Al(III).

Nhóm tác giả đề xuất hướng cho tiếp tục hoàn thiện hệ acid và công nghệ tiến hành nhằm đáp ứng với thực tiễn nhiều thay đổi ở cuối đời khai thác tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng ở Vietsovetro như sau:

- Sử dụng lại phương pháp công nghệ nhũ tương hóa acid muối và acid sét để giảm thiểu sự ăn mòn thiết bị lòng giếng, giảm thiểu tiềm năng nhiễm bẩn bởi các ion Fe^{2+} và Fe^{3+} . Trong trường hợp sử dụng pha hydrocarbon là hóa phẩm loại trừ nhiễm bẩn hữu cơ thì công nghệ nhũ hóa sẽ giúp giảm thiểu thể tích dung dịch đệm và tăng mức độ tương hợp của dung dịch xử lý với dầu vữa.

- Xem xét giảm thiểu thời gian chờ phản ứng để

giảm quãng thời gian từ thời điểm kết thúc bơm tới khi hoàn tất gọi dòng (thực chất là tiến hành gọi dòng ngay sau khi bơm hết thể tích dung dịch xử lý). Trong trường hợp này, thời gian chờ phản ứng vẫn có vì việc gọi dòng thường cần có thời gian chứ không phải là ngay lập tức).

- Xem xét sử dụng lại phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng kết hợp với công nghệ thông vữa sâu và gọi dòng nhanh bằng hỗn hợp hóa phẩm DMC (XP1 + XP2). Trong trường hợp này, việc gọi dòng được rút ngắn đáng kể mà kết quả là giảm xác suất tạo kết tủa thứ cấp tới mức thấp nhất.

- Nghiên cứu đưa vào ứng dụng hệ chất lái dòng thông minh cho phép tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng có chọn lọc đối với đối tượng giếng bị ngập nước mạnh mà việc áp dụng công nghệ truyền thống không có khả năng phát huy tác dụng.

- Nghiên cứu đưa vào áp dụng công nghệ phức hợp: vừa xử lý phục hồi độ thấm vùng cận đáy giếng, vừa xử lý giảm hàm lượng nước trong dầu khai thác.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được thực hiện trong khuôn khổ đề tài KC.02.12/16-20. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn sự hỗ trợ của Bộ Khoa học và Công nghệ, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" trong quá trình thực hiện cứu này.

Tài liệu tham khảo

[1] Руководящий документ РД 32-90, "Временное методическое по воздействию нефтекислотными эмульсиями на призабойную зону с целью увеличению продуктивности-приемистости скважин месторождения Белый Тигр", СП Вьетсовпетро, 1990.

[2] РД СП - 66/2001, "Кислотные составы и технология их применения для увеличения продуктивности (приемистости) скважин месторождений", СП Вьетсовпетро, 2001.

[3] РД СП - 66/2006, "Кислотные составы и технология их применения для увеличения продуктивности (приемистости) скважин месторождений", СП Вьетсовпетро, 2006.

[4] Отчет "Разработка и адаптация композиционных кислотных составов для повышения продуктивности и приемистости скважин залежи нижнего олигоцена месторождения Белого Тигра", СП Вьетсовпетро, 2006.

[5] Отчет "Разработка и лабораторное испытание составов для селективных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро»", СП Вьетсовпетро, 2016.

[6] C.E. Shuchart and R.D. Gdanski, "Improved success in acid stimulation with a new organic HF system", *European Petroleum Conference*, Milan, Italy, October 1996.

[7] D.E. Simon and M.S. Anderson, "Stability of clay minerals in acid", *SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, February 1990*.

[8] Отчет «Разработка специальных составов и опытно-промышленные испытания технологии ОПЗ для слабоцементированных песчаников м/р Дракон», СП Вьетсовпетро, 2015.

[9] О.М. Петрухина, *Справочное руководство по применению ионоселективных электродов*. Издательство Мир, 1986.

[10] C.F. Smith, C.W. Crowe, and T.J. Nolan, "Secondary deposition of iron compounds following acidizing

treatments", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 21, No. 9, pp. 1121 - 1129, 1969. DOI: 10.2118/2358-PA.

[11] A. Coulter and P.D. Gougler, "Field tests indicate tubing is main source of iron precipitation in the wellbore", *Oil & Gas Journal*, No. 3, pp. 87 - 88, 1984.

[12] P.D. Gougler, J.E. Hendrick, and A.W. Coulter, "Field investigation identifies source and magnitude of iron problems", *SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 10 - 12 March 1985*. DOI: 10.2118/13812-MS.

[13] Chris E. Shuchart, "Chemical study of organic-HF blends leads to improved fluids", *International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 1997*. DOI: 10.2118/37281-MS.

[14] B.G. Al-Harbi, M.N. Al-Dahlan, M.H. Al-Khalidi, and Saudi Aramco, "Aluminum and iron precipitation during sandstone acidizing using organic-HF acids", *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 15 - 17 February 2012*. DOI: 10.2118/151781-MS.

COMPLETING THE CHEMICAL SYSTEMS FOR NEAR-WELLBORE ACIDISING TREATMENT OF SANDSTONE FORMATIONS AT BACH HO AND RONG FIELDS

Nguyen Van Ngo¹, Le Van Cong^{1,3}, Do Thanh Trung¹, Nguyen Quoc Dung², Dao Quoc Tuy³

¹Petrovietnam Chemical and Services Corporation (PVChem)

²Vietsovpetro

³Hanoi University of Science and Technology

Email: conglv@pvchem.com.vn

Summary

The paper describes the process of completing the chemical systems for acidising treatment near the wellbore for sandstone formations at Bach Ho and Rong fields of Vietsovpetro. The main components of the acid system (HF concentration and HCl/HF ratio) were improved to suit the modern technology widely applied in sandstone formations and enhance the ability to control secondary precipitation of undesirable products from Fe (III) and Al (III). On that basis, the authors also propose a number of further improvements for the acid system and relevant technology for the final stage of production.

Key words: Acidising, near-wellbore, prevent secondary precipitation.

ỨNG DỤNG PHƯƠNG TRÌNH TRẠNG THÁI TRONG CHÍNH XÁC HÓA PHÂN BỐ ĐẶC TÍNH CHẤT LƯU CHO VĨA DẦU CÓ ĐỘNG THÁI LƯU BIẾN PHỨC TẠP

Nguyễn Hoàng Đức, Trần Quốc Việt, Nguyễn Hải An, Phùng Văn Hải

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

Email: annh1@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-02>

Tóm tắt

Đối với các mỏ dầu có động thái chất lưu biến đổi phức tạp, để mô hình hóa chính xác đặc tính dầu khí theo điều kiện áp suất - thể tích - nhiệt độ (PVT) thường phải chia ra rất nhiều phân vùng, tiến hành thu thập và phân tích thêm nhiều mẫu chất lưu (trong thực tế, tại mỗi vùng thủy động lực phải có ít nhất một giếng khai thác được thu thập mẫu) mà kết quả vẫn chưa hoàn toàn chính xác. Ngoài ra, mức độ chi tiết còn bị giới hạn bởi số vùng chia hữu hạn trong khi xét về mặt không gian thì đặc tính PVT chất lưu của vỉa có sự biến đổi liên tục.

Bài báo giới thiệu việc ứng dụng phương trình trạng thái trong điều kiện cân bằng nhiệt động học để đưa ra phương án mô hình hóa hiệu quả đặc tính chất lưu cho từng vị trí cụ thể trong không gian (biến đổi liên tục) vỉa Hamra thuộc vùng dầu khí Touggourt, sa mạc Sahara. Từ đó, có thể mô hình hóa đặc tính chất lưu biến đổi liên tục, giảm thiểu tối đa việc phải tiến hành thu thập và phân tích thêm mẫu chất lưu cũng như tiết giảm chi phí.

Từ khóa: PVT, cân bằng nhiệt động học, phương trình trạng thái, mô hình hóa chất lưu.

1. Giới thiệu

Các đặc tính của chất lưu trong vỉa chứa ảnh hưởng rất lớn đến việc thiết kế và tối ưu chiến lược khai thác/bơm ép và hệ thống thiết bị bề mặt để quản lý mỏ hiệu quả. Việc đặc tính hóa chất lưu không chính xác sẽ dẫn đến các rủi ro và sai số lớn về đánh giá cơ chế khai thác, động thái dòng chảy và chiến lược thu hồi dầu, từ đó ảnh hưởng đáng kể đến kết quả xác định giá trị thương mại của mỏ.

Từ động thái khai thác và phân tích các mẫu chất lưu ở những giếng khoan mới có thể thấy tầng chứa Hamra, thuộc vùng Touggourt, sa mạc Sahara, bị chia thành nhiều khối với điều kiện nhiệt động (áp suất và nhiệt độ) khác nhau, tính chất PVT biến đổi phức tạp: tỷ lệ khí/dầu (GOR) khác nhau ở các giếng và khu vực, áp suất bão hòa, độ nhớt thay đổi... Theo phương pháp mô hình hóa thông thường sẽ phải chia ra rất nhiều các phân vùng thủy động lực phù hợp với điều kiện nhiệt động, đồng thời cũng phải tiến hành thu thập và phân tích thêm nhiều mẫu chất lưu (trong mỗi vùng, ít nhất

phải có một giếng khai thác được lấy mẫu) mà kết quả vẫn chưa hoàn toàn chính xác. Ngoài ra, mức độ chi tiết còn bị giới hạn bởi số vùng chia hữu hạn trong khi thực tế thì đặc tính PVT chất lưu của mỏ có sự biến đổi liên tục về mặt không gian. Việc áp dụng nghiên cứu cân bằng nhiệt động học kết hợp với phương trình trạng thái đã đưa ra một phương án hiệu quả để mô hình hóa đặc tính chất lưu cho từng vị trí cụ thể trong không gian (biến đổi liên tục).

2. Phương trình trạng thái và cân bằng nhiệt động học

2.1. Phương trình trạng thái

Bất cứ phương trình nào thể hiện mối liên quan giữa trạng thái pha của hỗn hợp (hoặc chất) với áp suất (pressure - P), nhiệt độ (temperature - T) và thể tích (volume - V) đều được gọi là phương trình trạng thái (EOS) [1]. Bắt đầu từ định luật Boyle - Charles sử dụng cho khí lý tưởng biểu thị bằng công thức sau :

$$PV = nRT \quad (1)$$



Ngày nhận bài: 1/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1 - 24/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/4/2021.

Trong đó:

P: Áp suất (psia)

V: Thể tích (ft³)

n: Số mol khí ở điều kiện áp suất P, nhiệt độ T có thể tích V (mol)

T: Nhiệt độ (°R)

R: Hằng số khí, R = 10,732 (psia.scf/lb. mol. °R).

Ban đầu, EOS (1) chỉ được áp dụng chủ yếu cho các cấu tử tinh khiết, sau đó được phát triển cho các hợp chất nhiều thành phần hơn. Khi mới áp dụng cho hỗn hợp, chúng được dùng đối với các hỗn hợp không phân cực (các EOS: Soave (1972); Peng and Robinson (1976) và các hợp chất phân cực yếu (các EOS: Huron (1978); Assenlineau (1978); Graboski và Daubert (1978)) [1]. Sau đó, phương trình trạng thái đã phát triển nhanh chóng cho việc tính toán đặc tính chất lưu PVT của các hỗn hợp cả phân cực và không phân cực.

Có nhiều điểm thuận tiện cho việc áp dụng phương trình trạng thái trong việc tính toán đặc tính chất lưu: i) dùng được với khoảng áp suất và nhiệt độ rộng, kể cả vùng áp suất cao; ii) các cấu tử có thể thay đổi bất kỳ, từ nhẹ tới nặng, từ không phân cực tới phân cực; iii) có thể dùng cho cân bằng lỏng - hơi, lỏng - lỏng; iv) có thể dùng cho cả pha hơi và pha lỏng. Ngoài ra, các phương trình trạng thái còn dùng để xác định các tính chất như tỷ trọng, áp suất hơi, enthalpy, entropy...

Phương trình Van Der Waals là phương trình trạng thái đầu tiên dự đoán sự cùng tồn tại 2 pha lỏng - hơi. Sau đó, Redlich - Kwong (1949), Soave (1972) và Peng Robinson (1976), Carhanan và Starling (1969), Guggenheim (1965) và Boublik (1981), Chen và Kreglewski (1977), Christoforakos và Franck (1986), Heilig và Franck (1989) [1] lần lượt cải tiến để tăng độ

chính xác của phương trình trạng thái trong việc dự đoán cân bằng pha, tính áp suất hơi, tỷ trọng lỏng, tỷ trọng khí, tỷ lệ các pha cân bằng...

Bảng 1. Các phương trình trạng thái EOS phổ biến trong công nghiệp dầu khí

Peng - Robinson (PR) (1976)	$\frac{a(T)V}{RT[V(V + b) + b(V - b)]}$
Fuller (1976)	$\frac{a(T)}{RT(V + cb)}$
Heyen (1980) (Sandler, 1994)	$\frac{a(T)V}{RT[V^2 + (b(T) + c)V - b(T)c]}$
Schmit - Wenzel (1980)	$\frac{a(T)V}{RT(V^2 + ubV + wb^2)}$
Kubic (1982)	$\frac{a(T)V}{RT(V + c)^2}$
Adachi (1983)	$\frac{a(T)V}{RT[(V - b_2)(V + b_3)]}$
Stryjeck - Vera (SV) (1986)	$\frac{a(T)V}{RT(V^2 + 2bV - b^2)}$
Schwartzentruber - Renon (1989)	$\frac{a(T)V}{RT[(V + c)(V + 2c + b)]}$

Trong đó:

a, b, c: Hệ số tương quan được tính toán theo áp suất tới hạn và nhiệt độ tới hạn;

w: Hệ số lệch cầu.

2.2. Cân bằng nhiệt động học

Cân bằng nhiệt động giữa lỏng và hơi của cấu tử i được biểu thị như sau [2]:

$$f_i^V = f_i^L \tag{2}$$

Trong đó: f_i^V, f_i^L là độ bay hơi của cấu tử i trong pha hơi và pha lỏng.

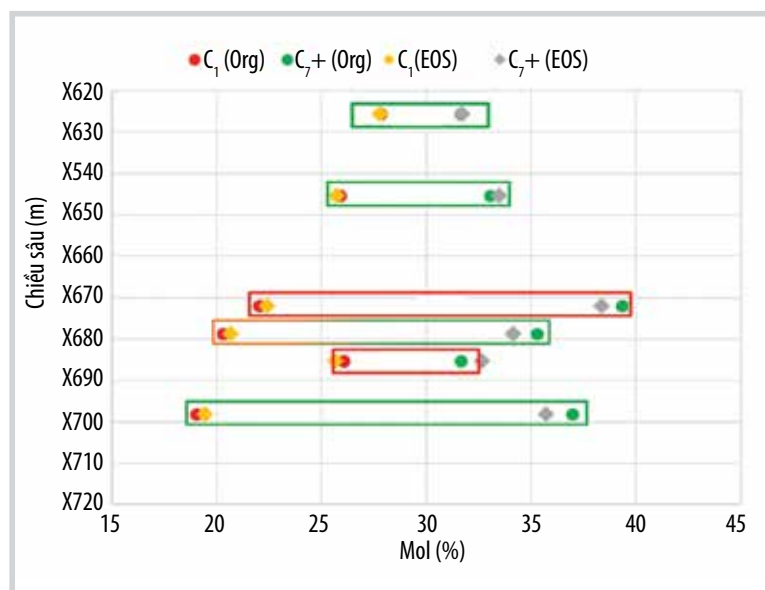
Tuy nhiên, trong thực tế, thường sử dụng phương trình sau:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \tag{3}$$

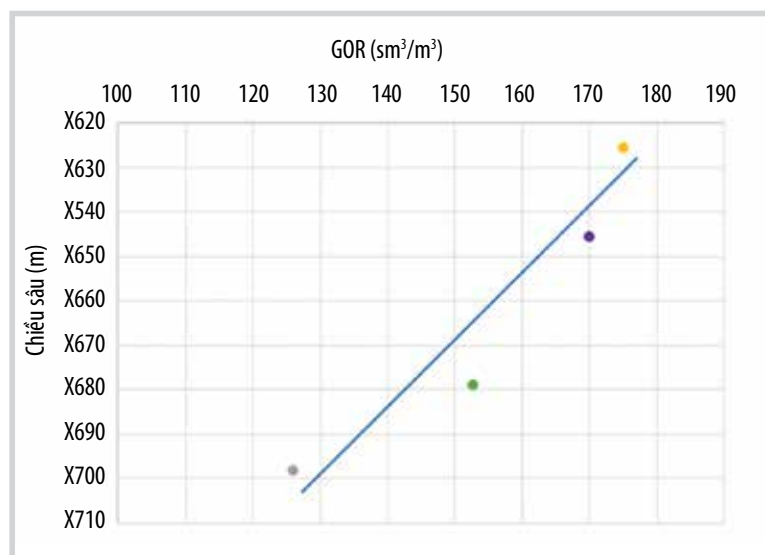
K_i được gọi là hằng số cân bằng pha lỏng - hơi của cấu tử i, bằng tỷ lệ giữa phần mol của cấu tử i trong pha hơi (y_i) và phần mol của nó trong pha lỏng (x_i). Phương trình này còn được gọi là Định luật Henry

Bảng 2. Tóm tắt các đặc tính dầu - khí từ các giếng khai thác via Hamra

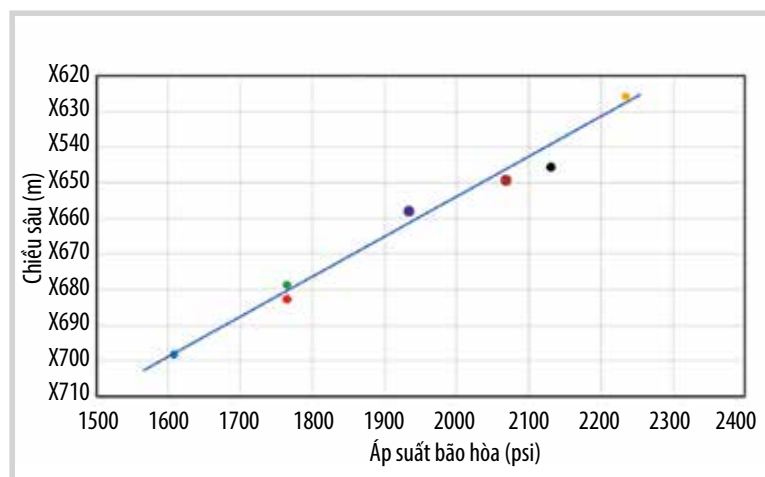
Mẫu	A	B	C	D	E	F	G
Chiều sâu (mTVD)	x630	x622	x407	x460	x421	x029	x683
Tỷ số khí dầu (sm ³ /sm ³)	174	126	175	170	178	180	124
Áp suất bão hòa (psi)	2340	1608	2234	2130	2123	2500	2021
Hệ số thể tích (rm ³ /sm ³)	1,609	1,610	1,605	1,631	1,691	1,397	1,356
Tỷ trọng (API)	42,1	43,8	42,8	42,9	42,0	44,1	44,8



Hình 1. Quan hệ thành phần C₁ và C₇₊ với chiều sâu.



Hình 2. Quan hệ tỷ số khí hòa tan (GOR) với chiều sâu.



Hình 3. Quan hệ áp suất bão hòa với chiều sâu.

và hằng số K được biểu thị giống như hằng số Henry.

Phụ thuộc vào từng hệ thống mà có thể sử dụng một số phương pháp xác định hằng số K. Phương pháp đo thực nghiệm được ưa chuộng nhất nhưng tốn kém và mất thời gian. Ngoài ra, một vài công cụ đồ thị (graphical tool) và phương pháp số (numerical tool) cũng được dùng để xác định hằng số K.

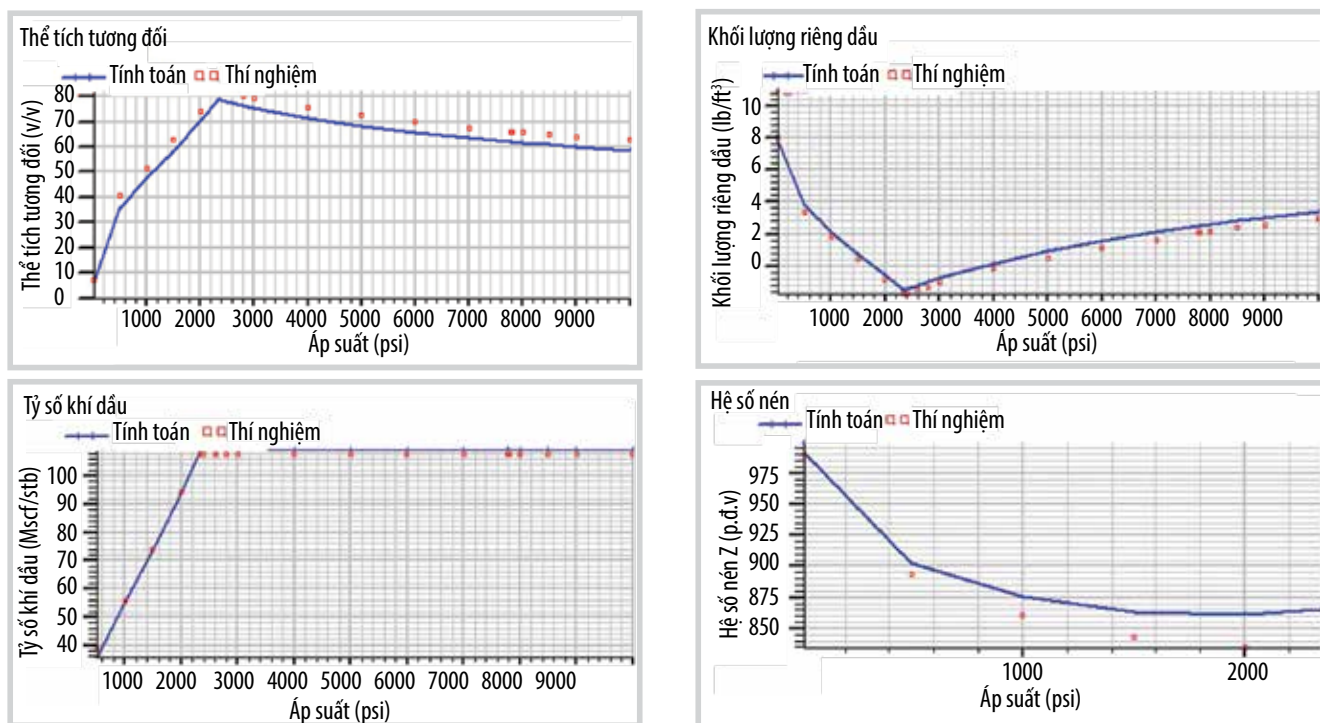
Thông thường, hằng số K là một hàm của áp suất, nhiệt độ và thành phần pha lỏng - hơi. Tùy theo các cấu tử có trong hệ thống, áp suất, nhiệt độ, thành phần và mức độ phân cực hóa mà có thể dùng các phương pháp khác nhau. Các phương pháp được dùng rộng rãi là giản đồ K (K value chart), định luật Raoult, áp dụng phương trình trạng thái (EOS). Dựa vào phương trình cân bằng nhiệt động học, từ thành phần hỗn hợp ban đầu, thành phần các cấu tử trong hỗn hợp sẽ được tính toán tùy thuộc điều kiện nhiệt độ, áp suất bất kỳ [3].

3. Áp dụng cho việc chính xác hóa phân bố đặc tính dầu khí, đối tượng Hamra thuộc vùng Touggourt, sa mạc Sahara

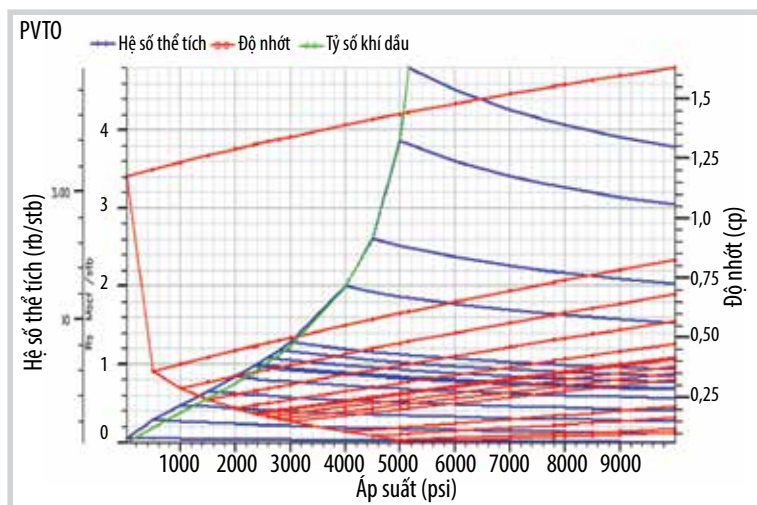
Via dầu Hamra nằm trong vùng Touggourt Algeria, thuộc sa mạc Sahara, cách thủ đô Algiers khoảng 500 km về phía Đông Nam. Từ cập nhật động thái khai thác và phân tích PVT các mẫu ở những giếng mới khoan có thể thấy vỉa bị phân thành nhiều khối khác nhau, tính chất PVT của mỏ biến đổi phức tạp như GOR khác nhau ở các giếng, khu vực, áp suất bão hòa, độ nhớt thay đổi... (Bảng 2).

Bảng 2 cho thấy đối tượng tầng Hamra chứa dầu loại nhẹ với tỷ trọng từ 42 - 45 °API, cùng đó là tỷ số khí - dầu biến đổi từ 124 - 180 sm³/sm³. Hệ số thể tích dầu thay đổi từ 1,35 - 1,69 rm³/sm³. Dầu trong điều kiện vỉa ban đầu ở trạng thái chưa bão hòa với áp suất điểm bọt trong khoảng 1608 - 2500 psi. Độ nhớt thay đổi từ 0,2 - 0,5 cp.

Để giải mô hình hóa đặc tính chất lưu của mỏ, theo cách thông thường sẽ phải chia ra nhiều các phân vùng thủy lực với đặc trưng PVT riêng, như vậy trên toàn diện tích nghiên cứu phải tiến hành thu thập và phân tích thêm



Hình 4. Kết quả khớp số liệu thí nghiệm cho phương trình trạng thái EOS.



Hình 5. Họ bảng PVT của chất lưu tầng H mỏ B.

rất nhiều mẫu chất lưu (trong mỗi vùng, phải thu thập mẫu ít nhất từ một giếng khai thác) mà kết quả vẫn chưa hoàn toàn chính xác, chưa kể việc chia nhiều phân vùng sẽ gây ra các lỗi hội tụ trong quá trình chạy mô phỏng khai thác. Đồng thời, mức độ chi tiết bị giới hạn bởi số vùng chia hữu hạn trong khi thực tế xét về mặt không gian thì đặc tính PVT chất lưu của mỏ có sự biến đổi liên tục.

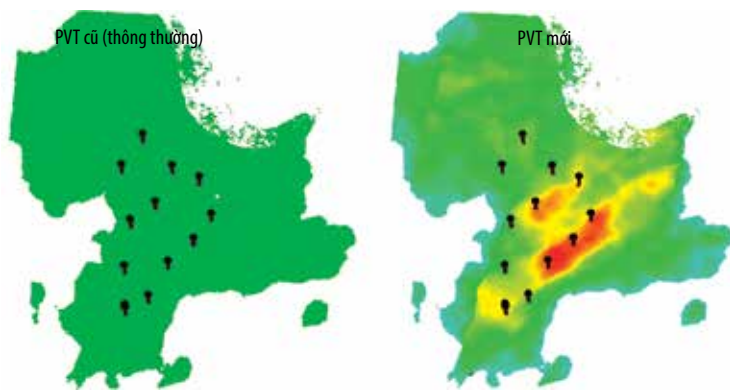
Bằng cách áp dụng tính toán cân bằng nhiệt động học kết hợp với phương trình trạng thái, bài báo đã đưa ra phương án hiệu quả cho việc đặc tính hóa chất lưu cho bất kể vị trí cụ thể trong không gian (biến đổi liên tục) cũng như giảm thiểu tối đa việc phải tiến hành thu thập và phân tích thêm mẫu chất lưu (đối với những vùng chưa được lấy mẫu). Nhất là sau thời gian dài khai thác, thành phần và tính

chất chất lưu có thể bị biến đổi dễ gây sai số lớn so với mẫu lấy từ các giếng thăm dò thăm lường.

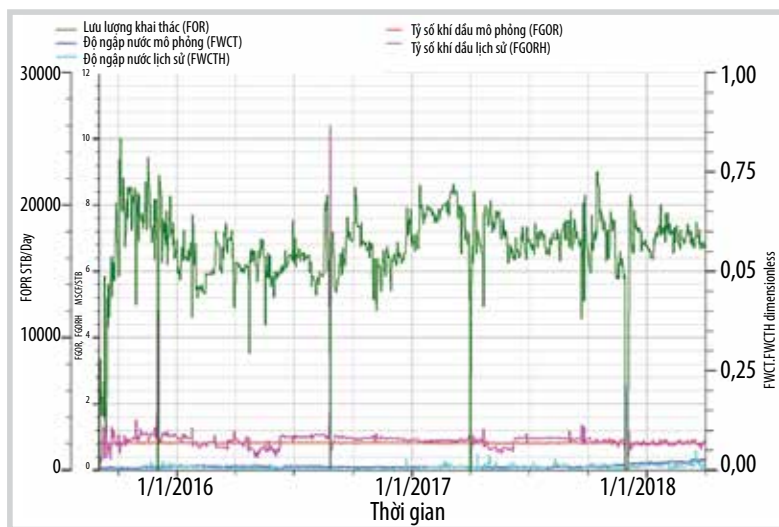
3.1. Áp dụng các quy luật cân bằng nhiệt động học để tìm ra phân bố về thành phần các cấu tử, qua đó tìm ra xu thế biến đổi các đặc tính PVT tương ứng

Mô hình phương trình trạng thái EOS được xây dựng dựa trên các nguyên lý nhiệt động học cơ bản do vậy sẽ rất hữu ích cho việc ngoại suy các giá trị vượt ra dài số liệu khảo sát, thí nghiệm. Để đảm bảo tính tin cậy, các tham số nhiệt động học trong mô hình PVT được tạo ra dựa trên việc sử dụng các phương trình trạng thái đã được hiệu chỉnh với các số liệu đo từ phòng thí nghiệm. Quá trình mô hình hóa chất lưu theo phương trình trạng thái gồm các bước quan trọng sau: tối ưu số lượng thành phần bằng cách đặc tính hóa các cấu tử C₇₊, tính toán cân bằng pha, các phương pháp giải để đảm bảo tính hội tụ, hồi quy với các số liệu thí nghiệm.

Các thành phần nặng C₇₊ chứa rất nhiều các đồng đẳng khác nhau (paraffin, napthen và chất thơm) có ảnh hưởng lớn đến việc xác định động thái pha nhiệt động học của chất



Hình 6. So sánh việc mô hình hóa đặc tính PVT chất lưu (áp suất bão hòa).



Hình 7. Kết quả phục hồi lịch sử khai thác mô hình tầng H mỏ BRS.

lưu. Chẳng hạn như ở khí condensate, áp suất ngưng tụ bị ảnh hưởng mạnh bởi hàm lượng mol của C_7+ . Trong dầu nặng, thành phần C_7+ ảnh hưởng lớn đến độ nhớt, thành tạo asphaltene và wax. Tương tự như vậy, trong dầu nhẹ, thể tích dầu và các tính chất khác ở áp suất thấp hơn áp suất bão hòa được xác định bởi hàm lượng các thành phần trung bình và nặng.

Dựa trên số liệu ban đầu, mặc dù đã có đến 9 mẫu chất lưu, nhưng các tham số PVT (thành phần cấu tử C_1 và C_7+ , GOR, áp suất bão hòa...) có mối liên hệ kém do chất lượng mẫu và đo chưa đảm bảo, nhiều tạp chất gây bẩn mẫu và ảnh hưởng đến kết quả đo. Trên cơ sở lý thuyết về cân bằng nhiệt động học và phân ly trọng lực, kết hợp với phân tích đánh giá các số liệu thí nghiệm phân tích mẫu PVT từ các giếng khai thác trong vùng nghiên cứu, nhóm tác giả đã loại bỏ được các yếu tố ảnh hưởng, đồng thời tìm ra quy luật về phân bố của những đặc tính PVT quan trọng nhất cũng như phương trình trạng thái EOS để mô phỏng động thái pha [1]. Kết quả cho thấy các tính chất quan trọng như hàm lượng thành phần các cấu tử, áp suất bão hòa, tỷ số khí hòa tan... có quan hệ với độ sâu vỉa (Hình 1 - 3). Kết quả mô phỏng phương trình EOS với số liệu phân tích thí nghiệm cho các thông số chính được trình bày ở Hình 4.

3.2. Áp dụng quy luật vào mô hình khai thác, qua đó ứng với mỗi chiều sâu khác nhau sẽ có đặc tính PVT khác nhau, mỗi ô lưới trong mô hình mô phỏng cũng sẽ có một bảng PVT

Trên cơ sở các cấu tử (từ $C_1 - C_7+$; N_2 , CO_2) và các thông số tính chất PVT quan trọng có quan hệ với chiều sâu cùng với phương trình trạng thái EOS "Peng-Robinson" - có độ liên kết tốt nhất (đối với bộ số liệu của vỉa Hamra), nhóm tác giả đã thực hiện mô hình hóa đặc tính dầu khí điều kiện vỉa bởi hệ thống bảng PVT (Hình 5) để đưa vào sử dụng trong mô hình mô phỏng khai thác vỉa Hamra. Trên cơ sở họ bảng này, ứng với từng vị trí cụ thể của mỏ (một ô lưới trong mô hình khai thác), phần mềm mô phỏng sẽ tạo ra bảng PVT riêng cho ô lưới đó dựa vào chiều sâu.

Việc áp dụng giải pháp EOS đã tạo ra vô số bảng PVT và luôn đảm bảo mỗi ô lưới trong mô hình mô phỏng sẽ có bảng PVT riêng, không bị hạn chế bởi cách chia số vùng hữu hạn. So sánh với cách áp dụng phương pháp mô hình hóa PVT trước đó (theo cách thông thường, Hình 6), có thể thấy đặc tính PVT của chất lưu, chẳng hạn như áp suất bão hòa, được mô phỏng biến đổi liên tục theo không gian thay vì việc đồng nhất và trung bình hóa cho cả mô hình. Giải pháp này vừa tiết giảm được số lượng mẫu cần thu thập và phân tích, vừa chi tiết hóa được đặc tính PVT của mỏ. Kết quả cũng giúp được việc phục hồi số liệu lịch sử cho tham số GOR cũng như đảm bảo cân bằng vật chất của mô hình khai thác đạt kết quả tốt hơn so với phương pháp trước đây (Hình 7).

4. Kết luận

Việc ứng dụng phương trình trạng thái trong điều kiện cân bằng nhiệt động học giúp tiết giảm số lượng mẫu cần thu thập và phân tích, chi tiết và chính xác hóa được đặc tính PVT của các khu vực quanh các giếng khai thác hiện nay của mỏ, đồng thời là cơ sở để tối ưu việc lấy mẫu và lựa chọn các chỉ tiêu phân tích cho các giếng ở giai đoạn tiếp theo. Mỗi một ô lưới khác nhau sẽ có bảng PVT riêng (không bị hạn chế bởi cách chia số

vùng hữu hạn). Phương pháp này giúp kết quả phục hồi số liệu lịch sử khai thác của mô hình tốt hơn, từ đó tăng tính tin cậy của mô hình dự báo.

Tài liệu tham khảo

[1] Tarek Ahmed, *Equation of state and PVT analysis: Application for improved reservoir modeling*. Gulf Publishing Company, 2007.

[2] Curtis H. Whitson and Michael R. Brule, *Phase behavior*. SPE Monograph Series, 2000.

[3] Hanafy Hussein and Ismail Shaban Mahgoub, "Methodology of investigation the compositional gradient within the hydrocarbon column", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005*. DOI: 10.2118/95760-MS.

USING EQUATION OF STATE (EOS) TO ENHANCE CHARACTERISATION OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS WITH COMPLEX BEHAVIOURS

Nguyen Hoang Duc, Tran Quoc Viet, Nguyen Hai An, Phung Van Hai

Petrovietnam Exploration Production corporation

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

For oil fields with complex fluid dynamics, to accurately simulate the oil and gas properties under pressure-volume-temperature (PVT) conditions it is often necessary to compartmentalise into sub-regions, collect and analyse many more fluid samples (in fact, in each hydrodynamic zone there must be at least one well to be sampled). However, the results are still not entirely correct. In addition, the level of detail is limited by a finite number of sub-regions while spatially, the fluid PVT properties of the reservoir change continuously.

The paper presents the application of EOS in thermodynamic equilibrium in order to provide an effective method for modelling the fluid properties for each specific location in space (continuous variation) from Hamra reservoir in Touggourt, Sahara desert. Thus, it is possible to simulate the continuously variable fluid properties, minimise the need to carry out the collection and analysis of additional fluid samples and reduce costs.

Key words: PVT, thermodynamic equilibrium, Equation of State, reservoir fluid simulation.

QUẢN LÝ GIẾNG BƠM ÉP NƯỚC BẰNG PHƯƠNG PHÁP ĐIỆN TRỞ ĐIỆN DUNG VÀ ĐỒ THỊ HALL

Nguyễn Văn Đô

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: donv@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-03>

Tóm tắt

Khi tiến hành bơm ép nước duy trì áp suất mỏ, việc giám sát và đánh giá quá trình bơm ép nước nhằm nâng cao hiệu quả thu hồi dầu đóng vai trò quan trọng. Sự suy giảm độ tiếp nhận của giếng bơm ép nước gây ra các vấn đề phức tạp, ảnh hưởng không tốt tới các thiết bị trên bề mặt cũng như thiết bị trong lòng giếng. Ngoài ra việc bơm ép không đúng lưu lượng gây ra hiện tượng ngập nước sớm tại các giếng khai thác ảnh hưởng đến thu hồi dầu. Bài báo giới thiệu chương trình quản lý giếng bơm ép nước bằng phương pháp điện trở điện dung và đồ thị Hall (Hall plot) nhằm hạn chế tối thiểu các vấn đề phức tạp này.

Từ khóa: Bơm ép nước, đồ thị Hall, mô hình điện trở điện dung, mô hình Koval, mỏ Sư Tử Đen.

1. Giới thiệu

Kỹ thuật bơm ép nước duy trì áp suất mỏ đã được chứng minh là phương pháp hiệu quả để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu nhờ các ưu thế trong việc đẩy dầu và có giá thành thấp hơn so với các phương pháp sử dụng các chất bơm ép khác. Khi tiến hành bơm ép nước, cần thiết phải giám sát và quản lý hiệu quả của các giếng bơm ép nhằm duy trì áp suất mỏ, tránh hiện tượng nước xâm nhập vào giếng khai thác sớm làm ảnh hưởng đến thu hồi dầu. Bất kỳ sự thay đổi nào về khả năng tiếp nhận của giếng bơm ép nước đều có thể ảnh hưởng tới áp suất vỉa, hiệu suất quét và tốc độ khai thác dầu.

Dựa trên nguyên lý xếp chồng toán học và các phương trình liên tục, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã phát triển mô hình điện trở điện dung (Capacitance Resistance Model - CRM) để đánh giá mức độ ảnh hưởng của bơm ép nước tới giếng khai thác cũng như phương pháp đồ thị Hall và đạo hàm để giúp các nhà thầu quản lý giếng bơm ép nâng cao hiệu quả khai thác.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Mô hình điện trở điện dung kết hợp với mô hình Koval trong quản lý và dự báo độ ngập nước

So với mô hình điện trở điện dung đã xây dựng [1] thì mô hình hiện nay đã được tối ưu hơn về thuật toán cũng như thêm sự kết hợp với mô hình Koval.

Mô hình điện trở điện dung vẫn được xây dựng theo mô hình CRMIP dựa trên công thức sau:

$$q_i(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{ij}} q_{ij}(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{ij}} q_{ij}(t_0) e^{-\frac{(t_n-t_0)}{\tau_{ij}}} + \sum_{i=1}^{N_{ij}} f_{ij} \left[i_i(t_n) - e^{-\frac{(t_n-t_0)}{\tau_{ij}}} i_i(t_0) \right] - \sum_{i=1}^{N_{ij}} \left\{ \tau_{ij} \sum_{k=1}^n e^{-\frac{(t_n-t_k)}{\tau_{ij}}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij}}} \right) \left(\frac{f_{ij} \Delta t_k^{(k)}}{\Delta t_k} + J \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \right\} \quad (1)$$

Trong đó:

i : Số lượng giếng bơm ép;

i_j : Lưu lượng bơm ép;

j : Hệ số sản phẩm;

$\Delta p_{wf,j}$: Hiệu số áp suất đáy;

t_0 : Thời gian ban đầu;

f_{ij} : Sự tương tác của giếng bơm ép tới giếng khai thác ($0 \leq f \leq 1$);

t_n : Thời gian;



Ngày nhận bài: 2/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2 - 30/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/4/2021.

τ_{ij} : Thời gian tương tác;

$q_{ij}(t_n)$: Lưu lượng khai thác theo thời gian;

Δt_i : Bước nhảy thời gian bơm ép;

$q_{ij}(t_o)$: Lưu lượng khai thác ban đầu;

n : Tổng số điểm đưa vào;

k : Số điểm từ 1-n.

2.1.1. Mô hình Koval

Mô hình Koval được đề xuất bởi Cao [2] sẽ được sử dụng để tính toán tỷ phần nước trong lỗ rỗng bằng cách xem xét các ảnh hưởng của tính bất đồng nhất và độ nhớt tương đối như sau:

$$f_w = \begin{cases} 0 & t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1} & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1 & t_D \geq K_{val} \end{cases} \quad (2)$$

Trong đó, K_{val} là hệ số Koval, phản ánh tính bất đồng nhất của vỉa và độ nhớt của chất lưu. Hệ số Koval lớn thường hàm ý mức độ không đồng nhất của vỉa cao hoặc tỷ lệ độ nhớt dầu - nước cao. t_D là thời gian không thứ nguyên biểu thị lưu lượng bơm ép cộng dồn.

$$t_D = \frac{\sum_k \sum_i f_{ij} l_i}{V_{pj}} \quad (3)$$

Trong đó:

f_{ij} : Hệ số tương tác có thể được ước tính bằng cách sử dụng mô hình CRMIP cải tiến để khớp lịch sử;

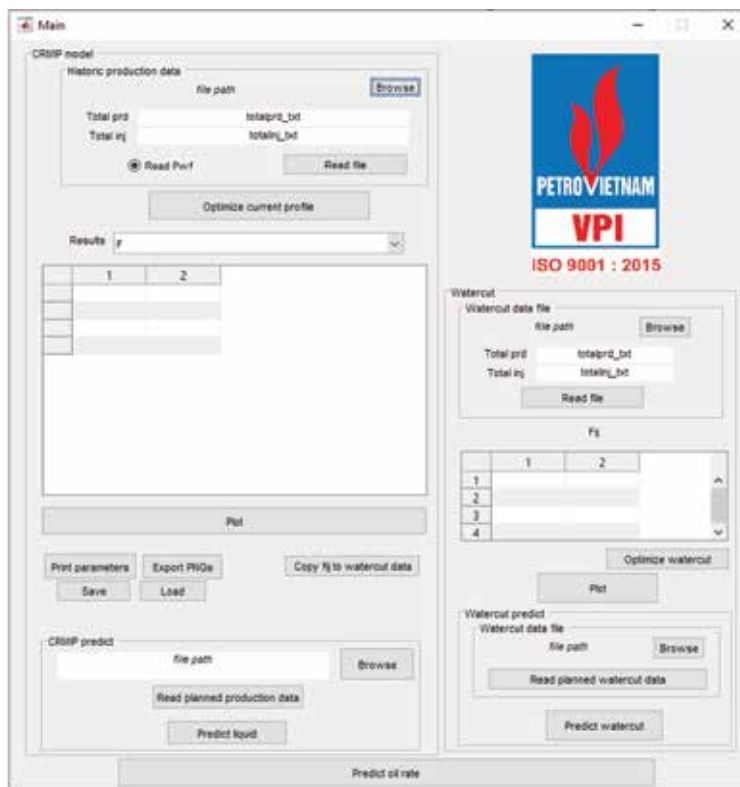
V_{pj} : Lưu lượng kênh dẫn của 1 cặp giếng bơm ép - khai thác, thùng;

l_i : Sự đóng góp giếng bơm ép đến giếng khai thác ở thời điểm t_k thùng/ngày.

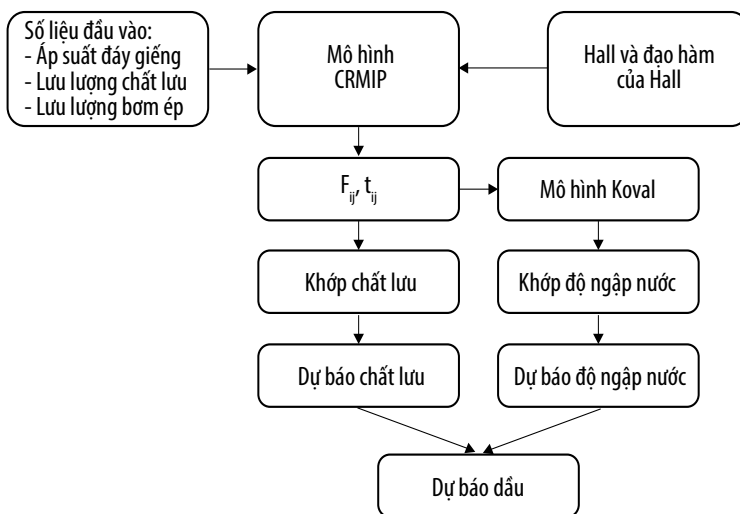
Đối với dòng chảy 2 pha dầu - nước, lưu lượng khai thác dầu hoặc nước của giếng khai thác j ở thời điểm t_k có thể dễ dàng có được dựa trên ý nghĩa vật lý của phương trình tỷ phần nước được biểu thị sau:

$$q_{wj}(t_k) = q_j(t_k) f_{wj}(t_k) \quad (4)$$

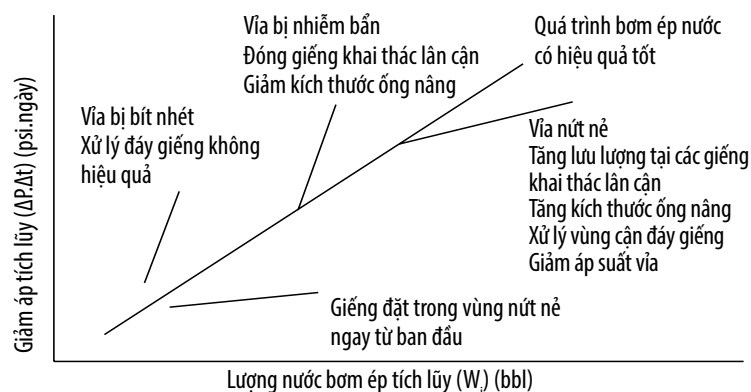
$$q_{wj}(t_k) = q_j(t_k) [1 - f_{wj}(t_k)] \quad (5)$$



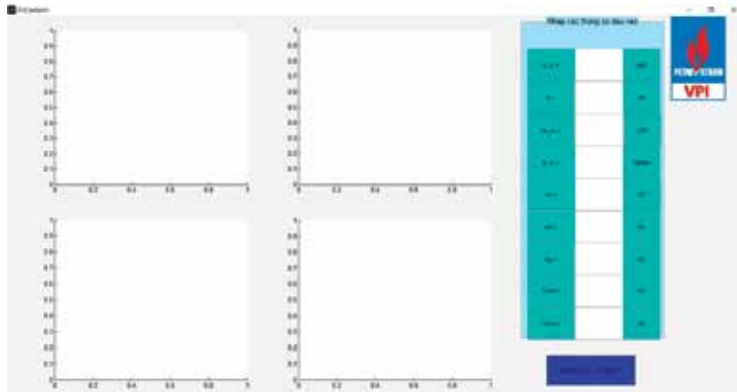
Hình 1. Giao diện chương trình điện tử ứng dụng.



Hình 2. Các bước tính toán của chương trình.



Hình 3. Đồ thị Hall.



Hình 4. Giao diện chương trình.

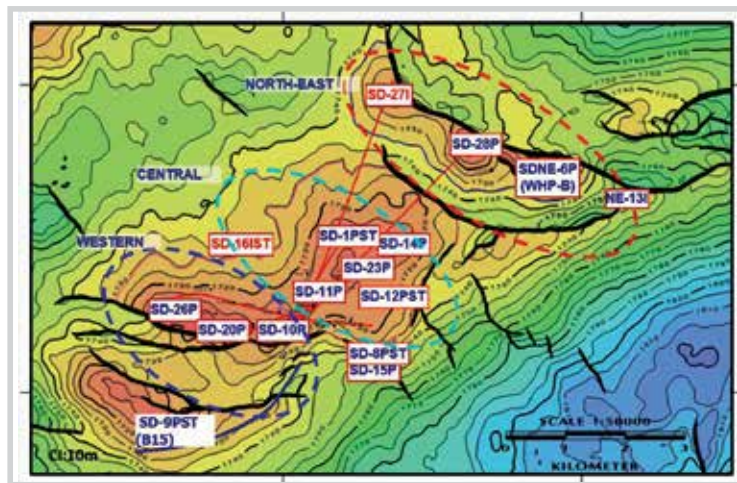
Sử dụng mô hình CRMIP - Koval cải tiến để ước tính hệ số tương tác giữa giếng bơm ép đến giếng khai thác, 6 ẩn số chưa biết cho mỗi cặp giếng bơm ép - khai thác đó là hệ số tương tác, hằng số thời gian trễ, lưu lượng (thùng/ngày) chảy vào vỉa (water influx), lưu lượng khai thác chất lưu ở thời điểm t_o , hệ số Koval và thể tích kênh dẫn được ước tính bằng phương pháp hồi quy đa biến phi tuyến tính, hàm mục tiêu có bình phương nhỏ nhất được mô tả như sau:

$$\begin{aligned} \min_{u \in R^{N_u}} J(u) = & \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_{pro}} \left\{ [q_j^{cal}(t_k) - q_j^{obs}(t_k)]^2 \right. \\ & \left. + [q_{oj}^{cal}(t_k) - q_{oj}^{obs}(t_k)]^2 \right\} \end{aligned} \quad (6)$$

Ngoại trừ phương trình (5) và (6) hàm mục tiêu cũng bị ràng buộc bởi

$$\begin{aligned} T_{ij} & \geq 0, \quad e_{wij} \geq 0, \quad K_{val} \geq 1 \\ \sum_j^{N_{pro}} V_{pj} & \leq V_{pField} \end{aligned}$$

Trong đó, V_p là tổng thể tích lỗ rỗng (kênh dẫn) của một vỉa hay khối.



Hình 5. Vị trí các giếng mỏ Sư Tử Đen.

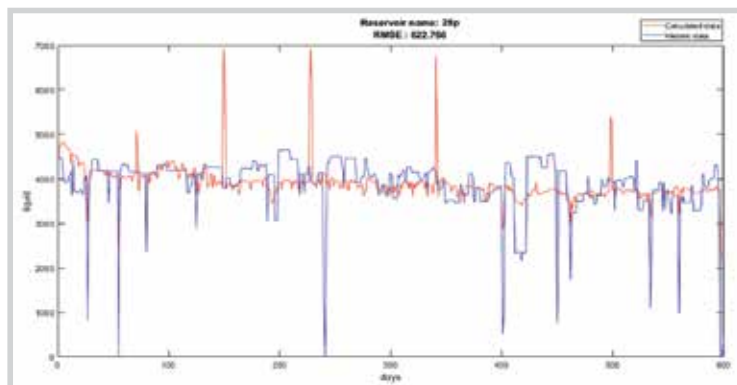
2.1.2. Chương trình tính toán

Mô hình điện trở điện dung kết hợp với mô hình Koval được xây dựng trên phần mềm Matlab có các bước tính toán được thể hiện trong Hình 1 và 2.

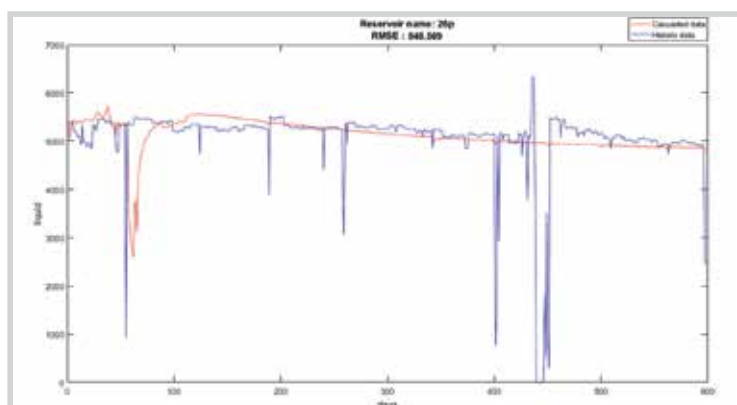
2.2. Mô hình đồ thị Hall và đạo hàm

Theo tác giả về áp dụng phương pháp đồ thị Hall để theo dõi và dự báo hiệu quả giếng bơm ép nước [3], đồ thị Hall biểu diễn mối quan hệ giữa lượng nước bơm ép tích lũy (W_p) và giảm áp tích lũy.

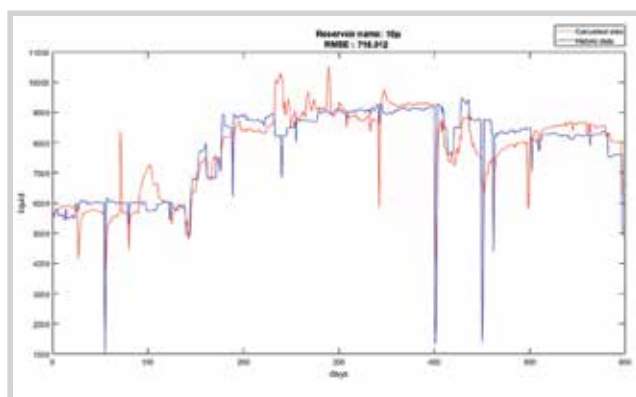
Các dữ liệu cần để vẽ đồ thị Hall là áp suất miệng giếng và lưu lượng bơm ép hàng ngày. Khi biểu diễn đồ thị giảm áp tích lũy và lượng nước bơm ép tích lũy theo ngày, đồ thị Hall cho thấy nếu như giếng bơm ép được xử lý vùng cận đáy hoặc tiến hành nút vỉa thì độ dốc của đường cong giảm, còn khi vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn thì độ dốc của đường cong sẽ tăng (Hình 3).



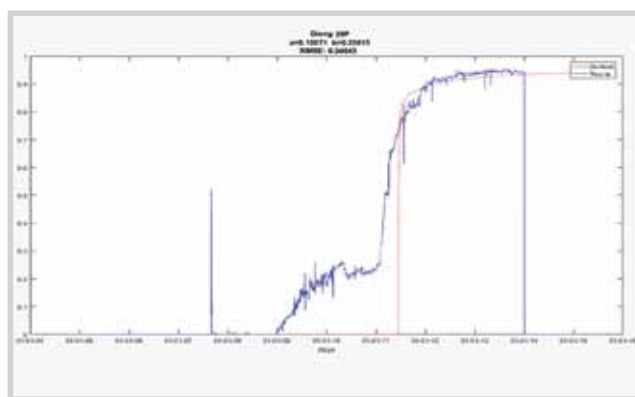
Hình 6. Kết quả khớp lịch sử giếng 28P.



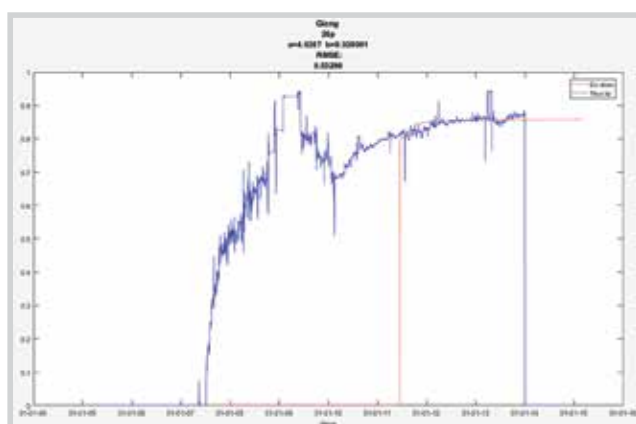
Hình 7. Kết quả khớp lịch sử giếng 26P.



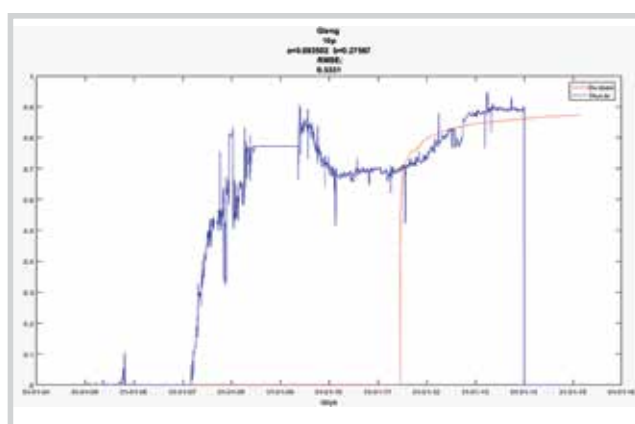
Hình 8. Kết quả khớp lịch sử giếng 10P.



Hình 9. Kết quả khớp độ ngập nước giếng 28P.



Hình 10. Kết quả khớp độ ngập nước giếng 26P.



Hình 11. Kết quả khớp độ ngập nước giếng 10P.

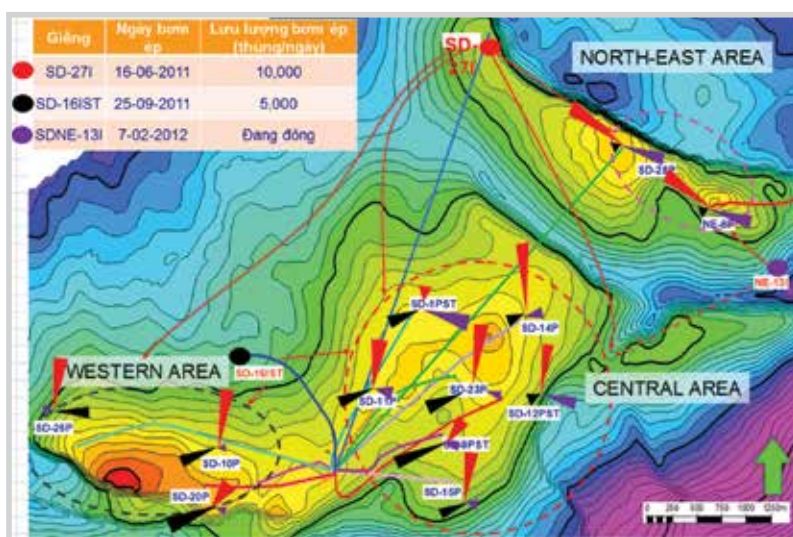
3. Áp dụng thực tế

- Đánh giá trên chương trình điện trở điện dung

Dựa trên số liệu đã có nhóm tác giả tiến hành đánh giá sự tương tác của giếng bơm ép tới giếng khai thác của các đối tượng ở Miocene dưới mỏ Sư Tử Đen để kiểm định và thử nghiệm, hiệu chỉnh mô hình xây dựng. Mỏ Sư Tử Đen có 12 giếng khai thác và 3 giếng bơm ép tại tầng B10 được thể hiện ở Hình 5.

Kết quả khớp giữa lưu lượng thực tế với lưu lượng dự đoán và mức độ tương tác, thời gian ảnh hưởng được thể hiện trong các Hình 6 - 8. Nhìn chung, toàn bộ 12 giếng khai thác đều cho thấy kết quả khớp tốt, điển hình là các giếng 28P, 26P, 10P.

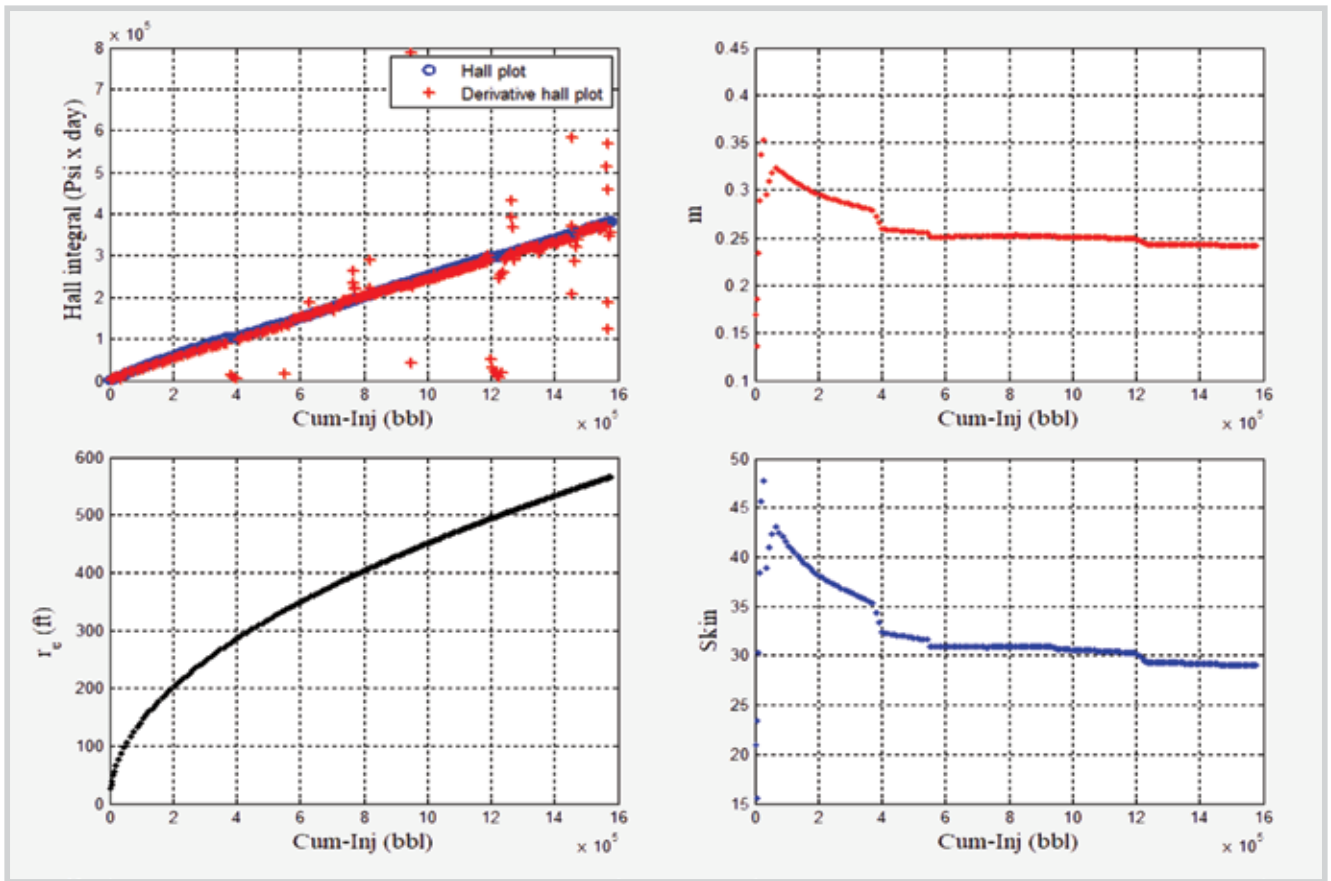
Trên cơ sở mức độ tương tác và thời gian tương tác được lấy từ mô hình điện trở điện dung sẽ được đưa vào mô hình Koval để tiến hành khớp độ ngập nước được thể hiện trong các Hình 9 - 11.



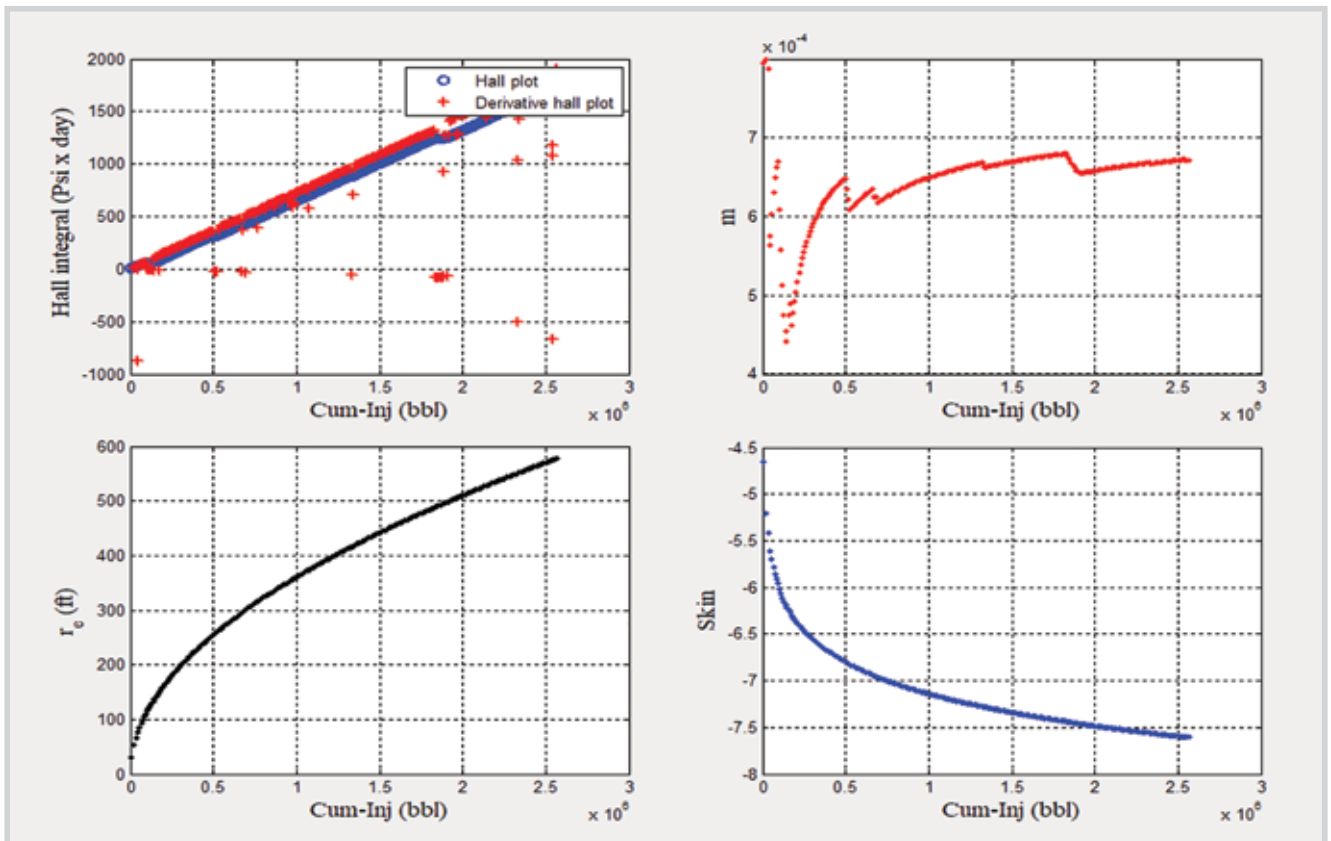
Hình 12. Kết quả ảnh hưởng của các giếng bơm ép tới giếng khai thác.

- Đánh giá phương pháp đồ thị Hall và đạo hàm áp dụng cho mỏ Sư Tử Đen

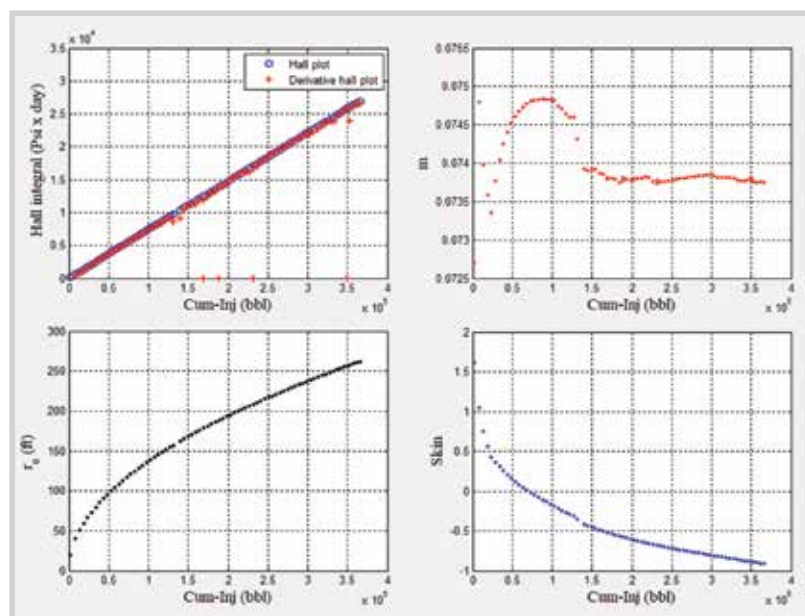
Đối với giếng 161 và 271 cho thấy sự thay đổi xu hướng của đường đạo hàm và đồ thị Hall phản ánh quá trình xử lý vùng cận đáy giếng trong giai đoạn này. Còn giếng 131 phản ánh quá trình bơm ép ổn định không có sự thay đổi nào xảy ra.



Hình 13. Đồ thị Hall và đạo hàm cho giếng 161.



Hình 14. Đồ thị Hall và đạo hàm cho giếng 271.



Hình 15. Đồ thị Hall và đạo hàm cho giếng 131.

5. Kết luận

- Mô hình điện trở điện dung được xây dựng mới đã tối ưu hơn so với mô hình xây dựng trước đó về cả thuật toán lẫn giao diện.
- Phương pháp đồ thị Hall và đạo hàm là phương pháp đơn giản, hiệu quả trong quản lý quá trình bơm ép do phương pháp này chỉ yêu cầu thông số đầu vào là số liệu về áp suất miệng giếng và lưu lượng bơm ép theo ngày.
- Mô hình điện trở điện dung kết hợp với mô hình Koval cho thấy mức độ phù hợp trong khớp độ ngập nước tại mỏ Sư Tử Đen.
- Kết hợp cả 2 phương pháp CRM và Hall giúp hỗ trợ tốt trong quản lý giếng bơm ép nhằm duy trì áp suất vỉa và nâng cao thu hồi dầu.

- Trong thời gian tới, tác giả sẽ tiếp tục cập nhật thêm phương pháp, đưa thêm mạng lưới cũng như thông số đặc tính vỉa chứa để hoàn thiện hơn nữa mô hình quản lý giếng bơm ép.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Văn Đô, “Áp dụng mô hình điện dung đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác”, *Tạp chí Dầu khí*, số 7, tr. 28 - 36, 2019.

[2] Fei Cao, *Development of a two-phase flow coupled capacitance resistance model*. The University of Texas at Austin, December 2014.

[3] Nguyễn Văn Đô, “Áp dụng phương pháp đồ thị Hall để theo dõi và dự báo hiệu quả giếng bơm ép nước”, *Tạp chí Dầu khí*, số 4, tr. 20 - 23, 2020.

[4] Rafael Wanderley de Holanda, Eduardo Gildin, Jerry L. Jensen, Larry Lake and Shah Kabir, “A State-of-the-Art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization”, *Energies*, Vol. 11, No. 12, 2018. DOI:10.3390/en11123368.

WATER INJECTION MANAGEMENT USING CAPACITANCE RESISTANCE METHOD AND HALL PLOT

Nguyen Van Do
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: donv@vpi.pvn.vn

Summary

In waterflooding operation, the surveillance and evaluation of injection well performance are very important to ensure optimum oil recovery. Loss in injectivity can cause several problems and will give a bad impact on both surface and subsurface facilities. In addition, the incorrect flow of pumping causes early flooding in the production wells, affecting oil recovery. This article introduces the management programme of water injection wells using capacitance resistance model and Hall plot to minimise these complications.

Key words: Waterflooding, Hall plot, capacitance resistance model, Koval model, Su Tu Den field.

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG SẢN XUẤT MELAMINE TỪ NGUỒN NGUYÊN LIỆU DỊCH UREA CỦA NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

**Võ Thị Thương, Trần Vĩnh Lộc, Lê Dương Hải, Nguyễn Thị Mai Lê, Phạm Thu Trang, Nguyễn Trung Đức
Nguyễn Mạnh Huấn, Nguyễn Ánh Thu Hằng, Huỳnh Minh Thuận**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-04>

Tóm tắt

Bài báo phân tích cơ hội đầu tư dự án sản xuất melamine từ nguồn urea của Nhà máy Đạm Cà Mau dựa trên các yếu tố nguyên liệu, thị trường, công nghệ và hiệu quả kinh tế. Việt Nam nhập khẩu melamine để đáp ứng nhu cầu trong nước được dự báo khoảng 40 nghìn tấn/năm vào năm 2025 và sau đó tiếp tục tăng trưởng khoảng 5,5%/năm. Dự án đầu tư sản xuất melamine từ nguồn urea của Nhà máy Đạm Cà Mau với quy mô công suất 40 nghìn tấn/năm, dự kiến đi vào vận hành vào năm 2027. Kết quả tính toán cho thấy, với tổng mức đầu tư (bao gồm thuế, lãi vay và vốn lưu động năm đầu) khoảng 6.308 tỷ đồng, dự án cho kết quả IRR khoảng 17,2% và NPV@10% là 1.884 tỷ đồng; tổng thời gian thu hồi vốn là 5 năm và 9 tháng. Do đó, melamine có thể coi là sản phẩm tiềm năng để xem xét đầu tư trong thời gian tới.

Từ khóa: Melamine, urea, đa dạng hóa sản phẩm, Nhà máy Đạm Cà Mau.

1. Giới thiệu

Melamine được sử dụng trong công nghiệp như: sản xuất keo dán, chất phủ bề mặt, sản xuất nhựa melamine formaldehyde, sản xuất giấy và lốp xe. Năm 2017, toàn thế giới tiêu thụ khoảng 1,75 triệu tấn melamine và hơn 70% tổng tiêu thụ được sử dụng làm nguyên liệu để sản xuất các sản phẩm keo dán gỗ và laminate. Keo dán gỗ được sử dụng trong công nghiệp sản xuất các loại gỗ, ván dăm và ván ép. Melamine trong keo dán gỗ giúp cải thiện độ bền và khả năng chống ẩm cho gỗ thành phẩm. Laminate được sử dụng trong các sản phẩm như đồ gia dụng, tủ bếp, vật dụng nhà bếp, sàn nhà và tường gỗ [1]. Công nghệ sản xuất melamine tích hợp với nhà máy sản xuất phân bón đã được nghiên cứu phát triển và chứng minh được hiệu quả tại các nhà máy thương mại trên thế giới [2, 3]. Việc tích hợp sản xuất melamine với nhà máy sản xuất urea cho phép hồi lưu các dòng thải từ xưởng melamine về làm nguyên liệu cho nhà máy urea. Sản phẩm urea sau đó được cung cấp làm nguyên liệu cho nhà máy sản xuất melamine, do đó giúp giảm lượng tiêu hao riêng của nguyên liệu urea, chỉ còn khoảng 1,4-1,5 tấn urea/tấn melamine (giảm 2 lần so với xây dựng các nhà máy riêng lẻ) [4].

Về công nghệ sản xuất, melamine có thể được tổng hợp từ 3 nguồn nguyên liệu khác nhau là urea, dicyandiamide và hydrogen cyanide. Trong đó, chỉ có quá trình đi từ urea và dicyandiamide được thương mại hóa. Đặc biệt, quá trình đi từ nguyên liệu urea đang được sử dụng chủ yếu do chi phí sản xuất thấp.

Nhà máy Đạm Cà Mau sau thời gian đi vào hoạt động ổn định, cung cấp ra thị trường hàng năm trên 800 nghìn tấn urea, góp phần đảm bảo an ninh lương thực cho đất nước. Nhà máy Đạm Cà Mau đã sản xuất trên 7 triệu tấn urea sau 10 năm vận hành [5]. Tuy nhiên, việc đưa vào vận hành một số nhà máy đạm trong nước và khu vực gần đây, cùng với sự suy giảm về sản lượng khí và/hoặc thay đổi giá khí đã và sẽ ảnh hưởng đến hoạt động ổn định của nhà máy. Vì vậy, việc xem xét, tìm kiếm giải pháp nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh, thích ứng với sự biến động của thị trường của nhà máy là cần thiết. Do đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật công nghệ nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy đạm, trong đó có phương án sản xuất melamine từ nguồn nguyên liệu dịch urea của Nhà máy Đạm Cà Mau.



Ngày nhận bài: 02/12/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 02/12/2020 - 28/2/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/4/2021.

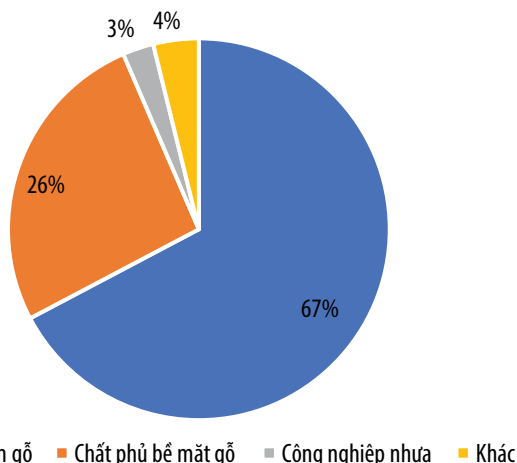
Bài báo trình bày kết quả đánh giá sơ bộ khả năng sản xuất melamine từ nguồn nguyên liệu urea dựa trên các tiêu chí về thị trường, kỹ thuật và kinh tế nhằm xem xét khả năng đa dạng hóa sản phẩm, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của Nhà máy Đạm Cà Mau.

2. Thị trường nguyên liệu và sản phẩm

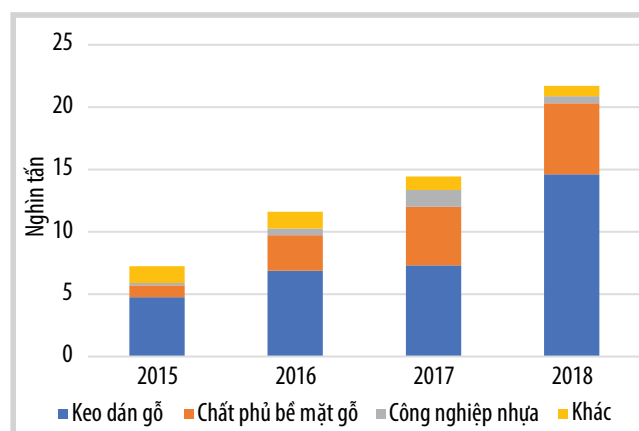
2.1. Thị trường melamine

Ở Việt Nam, melamine được sử dụng phổ biến làm nguyên liệu để sản xuất keo dán MUF (melamine urea formaldehyde) sử dụng trong các ngành công nghiệp gỗ ván ép, giày dép, sản xuất chất phủ bề mặt gỗ và sản xuất nhựa melamine formaldehyde. Tỷ trọng của các ứng dụng này chiếm hơn 90% tổng lượng tiêu thụ melamine nội địa. Một lượng nhỏ melamine được dùng để pha trong dung môi của ngành công nghiệp sơn. Cơ cấu tiêu thụ melamine theo các ứng dụng thể hiện ở Hình 1.

Hiện tại, Việt Nam chưa có nhà máy sản xuất melamine nên phải nhập khẩu hoàn toàn. Giai đoạn



Hình 1. Tỷ trọng sử dụng melamine tại Việt Nam năm 2018.



Hình 2. Nhu cầu tiêu thụ melamine của Việt Nam 2015 - 2018.

Nguồn: Tổng cục Hải quan, 2019.

2014 - 2018, tốc độ tăng trưởng nhu cầu melamine đạt trung bình 41,3%/năm. Năm 2016, nhu cầu melamine tăng 60% so với năm 2015 do tổ hợp VRG Dongwha đi vào hoạt động với tổng công suất 480.000 m³/năm MDF (medium density fiberboard, ván sợi mật độ trung bình), dẫn đến nhu cầu melamine cho sản xuất keo MUF tăng. Thành phần melamine cho sản xuất keo MUF tùy thuộc vào chủng loại và phẩm cấp keo, thường chiếm khoảng 3% khối lượng keo [1], tỷ lệ sử dụng keo so với gỗ ván ép dao động khoảng 11 - 13% khối lượng [6, 7]. Như vậy, với công suất 480.000 m³ MDF/năm thì nhu cầu ước tính lượng melamine tổ hợp VRG Dongwha cần sử dụng là 1,8 nghìn tấn/năm. Năm 2018, Việt Nam tiêu thụ khoảng 21,7 nghìn tấn melamine (trong đó melamine dạng bột chiếm hơn 80%), được nhập khẩu chủ yếu từ Trung Quốc (96,3%), ngoài ra còn nhập khẩu từ các nước khác như Đài Loan (1,7%), Hồng Kông (0,8%), Nhật Bản (0,7%) và Hàn Quốc (0,5%) [8]. Lượng nhập khẩu melamine năm 2018 tăng 50% so với 2017 là do FSC Việt Nam đưa vào vận hành Nhà máy sản xuất ván ép MDF công suất 400.000 m³ sản phẩm/năm tại Khu công nghiệp Nam Đồng Phú, Bình Phước. Theo số liệu thống kê hải quan, nhập khẩu melamine chủ yếu tập trung ở khu vực miền Nam (54,5%), tiếp đến là miền Bắc (35,3%) và miền Trung (10,2%) [8].

Bảng 1 thể hiện 10 doanh nghiệp nhập khẩu melamine hàng đầu của Việt Nam. Trong đó, các doanh nghiệp lớn nhập khẩu melamine chủ yếu là đơn vị sản xuất gỗ, keo dán và chủ yếu nhập khẩu melamine dạng bột. Đáng lưu ý là doanh nghiệp gỗ Dongwha, keo dán AICA, Better Resin có đối tác/công ty mẹ ở nước ngoài sản xuất melamine. Năm 2018, tổng lượng nhập khẩu melamine của các công ty này đạt 7,2 nghìn tấn, chiếm khoảng hơn 30% so với tổng nhu cầu melamine ở thị trường nội địa.

Dựa theo nhu cầu phát triển của lĩnh vực ứng dụng cuối (quy hoạch phát triển ngành chế biến gỗ, sản lượng gỗ và ván ép) và nhu cầu tăng trưởng melamine trong giai đoạn 2014 - 2018, tốc độ tăng trưởng melamine ở Việt Nam dự báo sẽ tiếp tục tăng khá mạnh vào năm 2021, sau đó sẽ ở mức khoảng 5,5%/năm trong giai đoạn 2022 - 2040. Chi tiết về dự báo nhu cầu và tốc độ tăng trưởng được trình bày ở Bảng 2.

Theo khảo sát và đánh giá, chưa có dự án sản xuất melamine nào được xem xét triển khai trong tương lai gần. Do đó, dự kiến đến năm 2025, Việt Nam sẽ thiếu hụt khoảng 40 nghìn tấn melamine và tiếp tục thiếu hụt khoảng 52,6 nghìn tấn (2030), 68,7 nghìn tấn (2035) và 89,8 nghìn tấn (2040).

Bảng 1. Danh sách 10 doanh nghiệp nhập khẩu melamine lớn nhất năm 2018

TT	Tên doanh nghiệp	Kim ngạch nhập khẩu (USD)	Lượng nhập khẩu (tấn)
1	Công ty CP gỗ MDF VRG Dongwha	3.500.260	2.875
2	Công ty TNHH AICA Đồng Nai	3.070.945	2.522
3	Công ty CP gỗ MDF VRG Quảng Trị	2.798.120	2.298
4	Công ty TNHH Thuận Hà	2.732.093	2.244
5	Công ty CP Better Resin	2.199.322	1.806
6	Công ty TNHH Hóa keo Kỹ thuật	1.372.304	1.127
7	Công ty TNHH Sản xuất và Thương mại Long Lưu	517.210	425
8	Công ty CP gỗ An Cường	469.000	385
9	Công ty CP FSC Việt Nam	376.200	309
10	Công ty TNHH Đầu tư Sản xuất và Thương mại Xuất nhập khẩu Tâm Đức	305.025	251

Nguồn: Tổng cục Hải quan, 2019

Bảng 2. Dự báo nhu cầu tiêu thụ melamine và tốc độ tăng trưởng giai đoạn 2020 - 2040

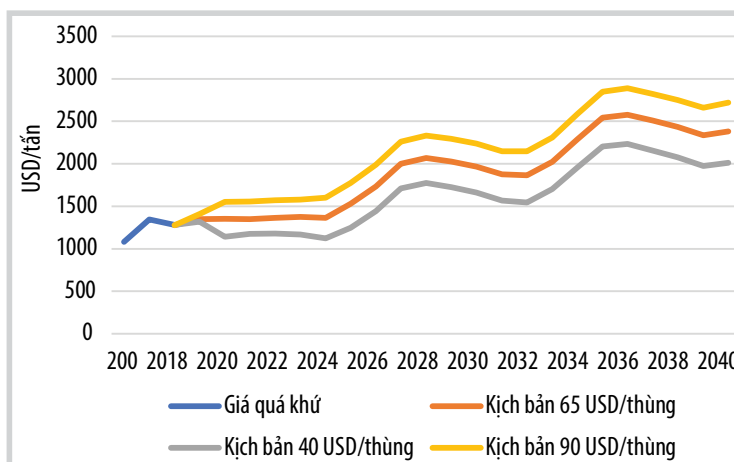
Năm	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Nhu cầu (nghìn tấn)	29,5	32,5	34,2	36,1	38,1	40,2	42,4	44,8	47,2	49,8	52,6	68,7	89,8
Tốc độ tăng trưởng (%/năm)	14,4	10,0	5,5										

2.2. Dự báo giá melamine

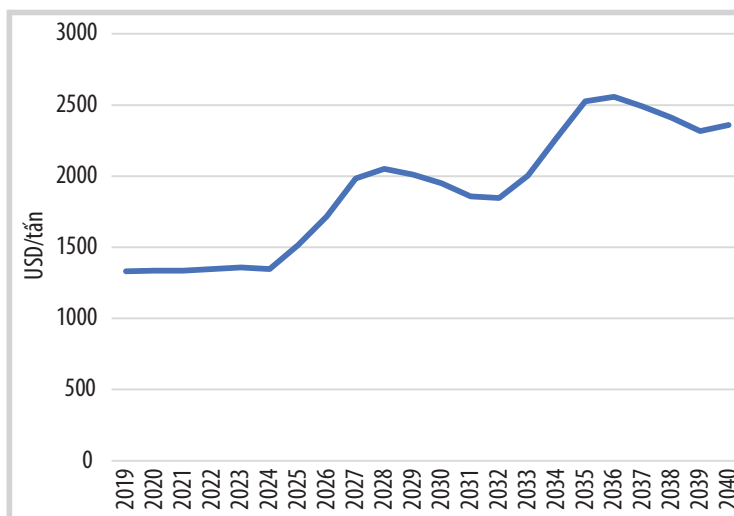
Hiện tại thị trường melamine thế giới đang gặp tình trạng dư cung do nguồn bổ sung công suất lớn ở Trung Quốc. Tình trạng dư cung bắt đầu từ những năm 2000 đã làm giảm đáng kể lợi nhuận của các nhà cung cấp melamine bởi giá melamine Trung Quốc hình thành nên giá sàn chuẩn toàn cầu. Một số nền kinh tế lớn ở châu Âu, Mỹ và Ấn Độ phải áp thuế chống bán phá giá (ADDs) đối với sản phẩm melamine của Trung Quốc trong thập kỷ qua.

Giá melamine được cung cấp bởi Nexant, dự báo giá melamine dựa trên giả định việc áp thuế chống bán phá giá (ADDs) tiếp tục được áp dụng đối với sản phẩm melamine Trung Quốc trong giai đoạn dự báo dài hạn. Điều này sẽ hỗ trợ các nhà sản xuất trong khu vực có lợi nhuận biên phù hợp với tỷ suất lợi nhuận lịch sử (trước khi xảy ra tình trạng dư cung do Trung Quốc trở thành nhà xuất khẩu lớn trên thế giới).

Với việc Tây Âu trở thành khu vực nhập khẩu melamine lớn nhất và có chi phí sản xuất cao nhất, trong khi Trung Quốc là nhà xuất khẩu melamine lớn nhất và có chi phí sản xuất thấp nhất, Nexant dự báo giá melamine tại khu vực Đông Nam Á dựa vào sự chênh lệch giá của 2 thị trường chính này (được phản ánh chủ yếu qua chi phí vận chuyển giữa 2 khu vực).



Hình 3. Dự báo giá melamine tại khu vực Đông Nam Á giai đoạn 2009 - 2040. Nguồn: Nexant, 2019.

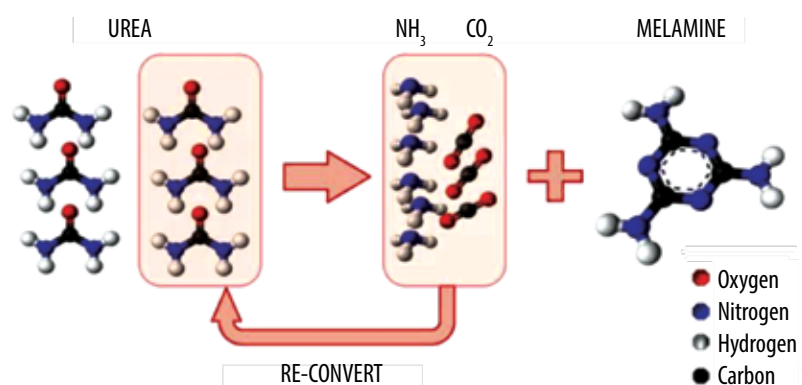


Hình 4. Dự báo giá melamine tại cổng Nhà máy Đạm Cà Mau theo kịch bản giá đầu 65 USD/thùng.

Bảng 3. Tính chất nguyên liệu dịch urea

TT	Thành phần/tính chất	Giá trị
1	Thành phần chính	
	H ₂ O (% khối lượng)	27,48
	NH ₃ (% khối lượng)	1,77
	CO ₂ (% khối lượng)	0,96
	Urea (% khối lượng)	69,79
2	Tạp chất	
	Ca (mg/kg)	1,13
	Fe (mg/kg)	< 0,1
	Cu (mg/kg)	< 0,1
	Zn (mg/kg)	< 0,1
	Cr (mg/kg)	< 0,1
	Ni (mg/kg)	< 0,1
	Na (mg/kg)	0,05
	K (mg/kg)	0,06
3	Nhiệt độ (°C)	147
4	Áp suất (MPa)	0,41

Nguồn: PVCFC



Hình 5. Sơ đồ phản ứng quá trình sản xuất melamine tích hợp với sản xuất urea. Nguồn: Eurotecnica, 2020.

Theo đó, giá melamine tại khu vực Đông Nam Á (giá đã bao gồm chi phí vận chuyển) ở mức 1.278 USD/tấn năm 2018. Trong giai đoạn 2019 - 2040, giá melamine dự kiến tăng bình quân 2,9%/năm. Giá melamine dự kiến ở mức 1.531 USD/tấn (2025), 1.967 USD/tấn (2030), 2.544 USD/tấn (2035) và 2.382 USD/tấn (2040) theo kịch bản giá dầu 65 USD/thùng (Hình 3).

Căn cứ vào giá melamine tại khu vực Đông Nam Á (đã bao gồm chi phí vận chuyển) do Nexant dự báo trong giai đoạn 2019 - 2040 và chi phí vận chuyển tham khảo của Logivan từ cảng Nhà máy Đạm Cà Mau đến cảng Cát Lái (Tp. Hồ Chí Minh) thời điểm tháng 10/2019 là 14,06 USD/tấn, giá melamine tại cảng Nhà máy Đạm Cà Mau được dự báo ở mức 1.515 USD/tấn (2025), 1.949 USD/tấn (2030), 2.525 USD/tấn (2035) và 2.361 USD/tấn (2040). Dự báo giá melamine tại cảng Nhà máy Đạm Cà Mau theo kịch bản giá dầu 65 USD/thùng được thể hiện ở Hình 4.

2.3. Nguyên liệu

Trong nghiên cứu này, nguyên liệu chính để sản xuất melamine là nguồn urea từ phân xưởng urea của Nhà máy Đạm Cà Mau. Do yêu cầu về

giới hạn nồng độ các tạp chất trong nguyên liệu sản xuất như formaldehyde (< 0,1% khối lượng) và biuret (< 5% khối lượng), dịch urea làm nguyên liệu cho sản xuất melamine sẽ được trích tại vị trí sau cụm phân hủy thấp áp của xưởng urea. Tính chất dịch urea được thể hiện trong Bảng 3.

3. Công nghệ và giải pháp kỹ thuật

Các nhà máy sản xuất melamine thường được xây dựng tích hợp với các nhà máy sản xuất phân đạm nhằm mục đích tuần hoàn 2 cấu tử ammonia và carbon dioxide có trong sản phẩm phụ của quá trình sản xuất melamine trở về làm nguyên liệu cho sản xuất phân đạm. Việc tích hợp nhà máy sản xuất melamine với tổ hợp sản xuất urea làm giảm lượng tiêu hao riêng của nguyên liệu urea cho quá trình tổng hợp melamine, qua đó giúp nâng cao hiệu suất chuyển hóa và tăng hiệu quả kinh tế cho các dây chuyền công nghệ. Sơ đồ tổng quát phản ứng tổng hợp melamine như Hình 5.

Mỗi công nghệ sản xuất melamine từ urea có một đặc điểm riêng nhưng nhìn chung điểm khác biệt lớn nhất giữa các công nghệ là điều kiện phản ứng (áp suất cao/thấp). Đầu tiên, urea được gia nhiệt và phân hủy thành acid isocyanic và ammonia. Sau đó acid isocyanic được chuyển hóa thành melamine và carbon dioxide. Công nghệ thấp áp tổng hợp melamine sử dụng chất xúc tác trong điều kiện áp suất thấp (8 - 10 bar). Công nghệ này được ứng dụng trong công nghiệp với dây chuyền đầu tiên vào năm 1967. Công nghệ tổng hợp melamine áp suất cao được nghiên cứu và ứng dụng trong công nghiệp lần đầu vào năm 1963, sớm hơn công nghệ áp suất thấp. Công nghệ cao áp hoạt động trong điều kiện áp suất cao (70 - 90 bar) nhằm mục đích tăng hiệu quả của quá trình phản ứng. So với công nghệ thấp áp, công nghệ cao áp có các ưu điểm sau:

- Chỉ số vận hành dây chuyền cao, yêu cầu bảo trì thấp do không sử dụng xúc tác (không cần thay xúc tác định kỳ);

- Dây chuyền có độ linh hoạt cao, thao tác vận hành (khởi động và dừng) dễ dàng. Có khả năng thay đổi công suất lớn theo yêu cầu sản xuất;
- Điều kiện hoạt động ở áp suất cao thích hợp cho việc tích hợp với phân xưởng sản xuất urea. Các dòng nguyên liệu và dòng hồi lưu khí đầu nối không cần lắp đặt bơm/máy nén bổ sung [9].
- Sản phẩm chính (melamine) đồng nhất có chất lượng cao và ổn định, sản phẩm phụ (hỗn hợp khí amoniac và CO₂) thích hợp để tái sản xuất urea.

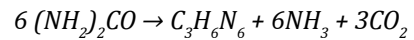
Hiện nay, công nghệ melamine đã được thương mại hóa rộng rãi trên toàn thế giới. Một số nhà bản quyền công nghệ tiêu biểu gồm Eurotecnica (Italy), Casale (Austria), BASF (Đức), Lurgi (Đức)... Trong đó, Eurotecnica đã cấp bản quyền công nghệ cho hơn 20 nhà máy sản xuất melamine trên toàn thế giới và có kinh nghiệm tích hợp nhà máy sản xuất melamine với nhà máy đạm xây dựng theo công nghệ bản quyền của Saipem Snamprogetti, Stamicarbon, Toyo... Casale cũng đã cấp bản quyền công nghệ cho 4 nhà máy melamine đi vào vận hành thương mại trên thế giới.

Sơ đồ công nghệ sản xuất melamine theo bản quyền của Eurotecnica được trình bày ở Hình 6 [4].

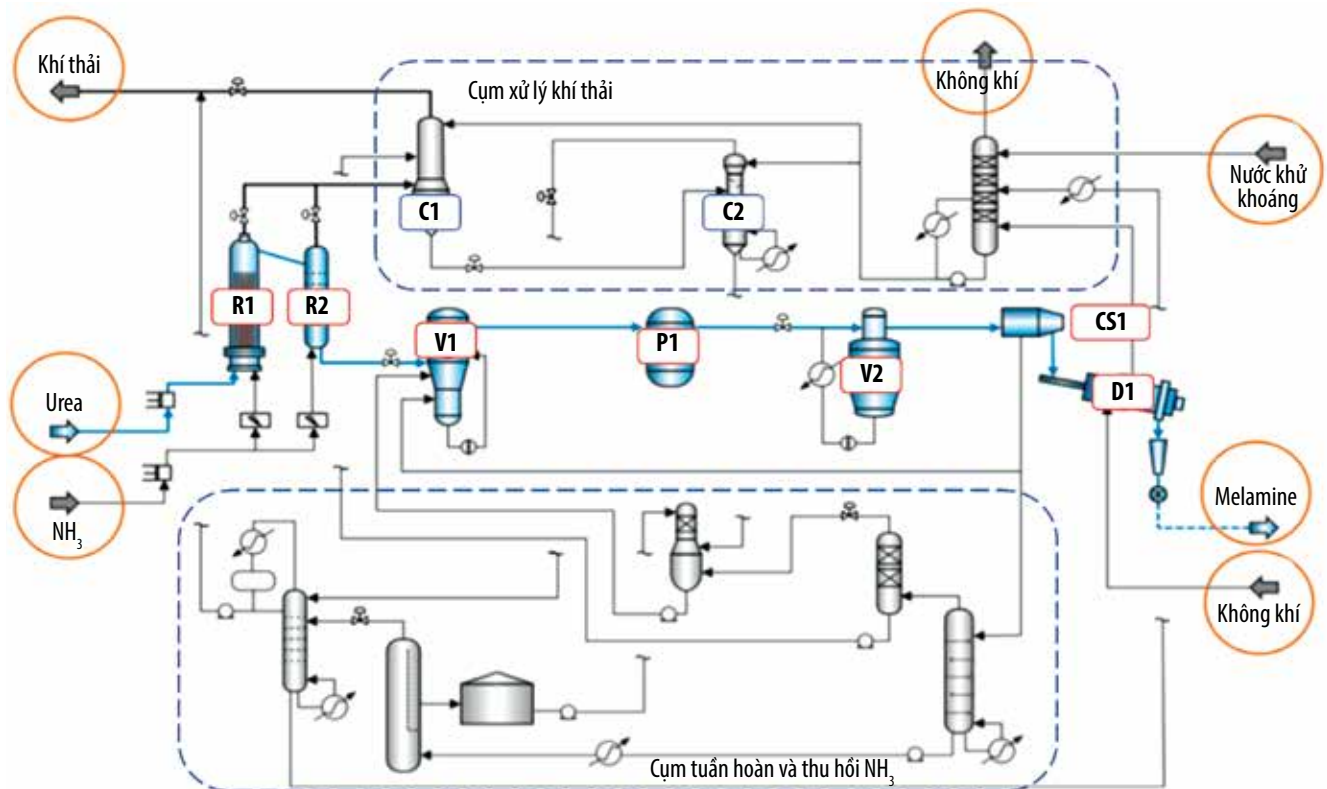
Quá trình tổng hợp melamine xảy ra ở pha lỏng dưới điều kiện áp suất cao, không sử dụng xúc tác, gồm các khu vực chính sau:

- Khu vực cô đặc nguyên liệu và chuyển hóa:

Urea lỏng từ xưởng urea được đưa vào thiết bị cô đặc. Dòng urea sau khi được cô đặc đến nồng độ 99,7% sẽ được chuyển qua thiết bị phản ứng (R1) để sản xuất melamine. Nước ngưng thu hồi được từ thiết bị cô đặc được đưa đến phân xưởng xử lý nước thải của nhà máy đạm. Dòng urea nóng chảy từ xưởng cô đặc (145 °C) được trộn lẫn với dòng NH₃ đã được gia nhiệt (450 °C) rồi phân phối đều vào thiết bị phản ứng. Tại đây, melamine được tạo thành theo phản ứng tổng quát sau:



Thiết bị phản ứng được gia nhiệt bằng muối nóng chảy, nhiệt độ của muối nóng chảy được kiểm soát trong khoảng 400 - 470 °C nhằm đảm bảo duy trì nhiệt độ trong thiết bị phản ứng là 380 °C. Tại tầng trên cùng của thiết bị chuyển hóa, khí thải được tách ra khỏi dòng melamine nóng chảy rồi đi vào tháp làm mát (C1). Melamine nóng chảy được đưa qua thiết bị chuyển hóa cuối (R2), tại đây, CO₂ hòa tan trong dòng melamine nóng chảy được loại bỏ nhờ dòng ammonia quá nhiệt.



Hình 6. Sơ đồ công nghệ sản xuất melamine của Eurotecnica. Nguồn: Eurotecnica, 2020

Ngoài ra, tại thiết bị chuyển hóa cuối (R2), việc kéo dài thời gian lưu và bổ sung dòng ammonia còn giúp tăng độ chuyển hóa của urea và các sản phẩm trung gian. Dòng khí ra khỏi đỉnh của thiết bị chuyển hóa cuối (R2) được trộn lẫn với dòng khí đi ra từ đỉnh thiết bị phản ứng (R1) rồi đi vào tháp làm mát (C1).

Melamine nóng chảy từ đáy thiết bị chuyển hóa cuối (R2) được đưa sang thiết bị hòa tan (V1). Tại đây, melamine được làm mát và hòa tan trong dung dịch giàu ammonia rồi được bơm qua khu tinh chế. Bơm tuần hoàn được lắp đặt ở đáy thiết bị hòa tan (V1) nhằm tăng cường khả năng hòa tan của melamine vào dung dịch giàu ammonia.

- Khu vực xử lý khí thải:

Khí thải chứa ammonia, carbon dioxide và một lượng nhỏ hơi melamine bị cuốn theo được đưa đến tháp làm mát (C1). Tại đây, hơi melamine được thu hồi, khí đi ra từ đỉnh tháp (C1) không còn chứa melamine, có nhiệt độ 158 °C và áp suất 23,5 bar được hồi lưu lại xưởng urea của nhà máy đạm. Dung dịch thu được ở đáy tháp (C1) chứa ammonia, carbon dioxide và melamine hòa tan được đưa đến tháp tách (C2) để tách loại phần lớn carbon dioxide và ammonia. Dòng khí từ đỉnh được đưa đến cụm tuần hoàn và thu hồi ammonia rồi quay lại xưởng urea.

- Khu vực tinh chế melamine:

Melamine thô hòa tan trong nước giàu ammonia từ đáy của thiết bị hòa tan V1 được đưa qua cụm tinh chế (P1), gồm 2 phần chính: thiết bị lọc cho phép loại bỏ các tạp chất không hòa tan, và than hoạt tính cho phép loại bỏ các tạp chất hòa tan trong dòng melamine.

- Khu vực kết tinh và sấy:

Thiết bị kết tinh (V2) làm việc ở nhiệt độ 42 - 45 °C và áp suất khí quyển. Dòng melamine sau khi ra khỏi thiết bị kết tinh được bơm đến máy ly tâm (CS1). Tại đây, tinh thể

melamine được tách ra với độ ẩm khoảng 10% khối lượng, tiếp tục được đưa đến thiết bị sấy (D1) để giảm hàm lượng ẩm. Sản phẩm melamine thu được có độ ẩm không quá 0,1% khối lượng.

Tiêu hao nguyên liệu và phụ trợ điển hình cho sản xuất melamine được trình bày ở Bảng 4.

Nhà máy sản xuất melamine mới và Nhà máy Đạm Cà Mau sẽ được tích hợp nguyên liệu, phụ trợ tiện ích và các dòng công nghệ trung gian [9]. Phương án tích hợp tiêu biểu được mô tả như sau:

- Nguyên liệu dịch urea: từ xưởng urea của Nhà máy Đạm Cà Mau có nồng độ khoảng 70% khối lượng được chuyển sang nhà máy sản xuất melamine.

- Dòng ammonia: từ xưởng urea của Nhà máy Đạm Cà Mau cung cấp cho nhà máy sản xuất melamine. Ammonia đóng vai trò tạo môi trường phản ứng, không tham gia vào quá trình phản ứng và sẽ được hồi lưu theo dòng dịch carbamate về xưởng urea.

- Melamine offgas: dòng khí này được ngưng tụ hoàn toàn tại nhà máy sản xuất melamine, sau đó cùng với dòng dịch carbamate quay về khu vực tổng hợp urea.

- Nước công nghệ: từ nhà máy sản xuất melamine được chuyển tới xưởng urea, trộn lẫn với dòng nước công nghệ từ quá trình cô đặc nồng độ urea tại xưởng urea hiện hữu, sau đó được xử lý tại trạm xử lý nước thải của xưởng urea.

Công nghệ sản xuất melamine của Eurotecnica không sử dụng hóa chất và/hoặc chất xúc tác cho công đoạn phản ứng cũng như tinh chế sản phẩm. Do đó, đem đến lợi thế là tránh phát sinh và thải bỏ nguồn thải ô nhiễm dạng lỏng và rắn [10].

Nhằm mục đích xem xét khả năng tích hợp của nhà

Bảng 4. Tiêu hao nguyên liệu và phụ trợ sản xuất melamine

Thông số	Lượng tiêu hao	Đơn vị tính
Nguyên liệu		
Urea (Net, 100%)	1,4286	Tấn/tấn
Phụ trợ		
Điện	450	kWh/tấn
Nước làm mát (hồi lưu)	387	m ³ /tấn
Nhiên liệu	1,69	Gcal/tấn
Hơi cao áp	4,62	Tấn/tấn
Khí nitơ	6	Nm ³ /tấn
Khí nén	80	Nm ³ /tấn
Không khí hệ thống vận chuyển	476	Nm ³ /tấn
Năng lượng xử lý các dòng hồi lưu	3,164	Gcal/tấn

Nguồn: VPI

máy sản xuất melamine với Nhà máy Đạm Cà Mau, VPI đã kết hợp với đội ngũ kỹ thuật của nhà máy cùng với các nhà bản quyền công nghệ để đánh giá sơ bộ thiết bị hiện hữu. Kết quả đánh giá như sau:

- Các máy bơm carbamate: Dịch giàu carbamate thu được từ nhà máy sản xuất melamine được hồi lưu lại khu vực tổng hợp urea bằng máy bơm carbamate hiện hữu. Lưu lượng dòng lỏng sẽ tăng hơn khoảng 50% so với lưu lượng hiện tại. Do đó, cần đánh giá lại khả năng hoạt động của bơm với nhà sản xuất bơm ở giai đoạn sau.

- Dòng carbamate hồi lưu đến vòng tổng hợp cao áp tăng lên do sự tích hợp của nhà máy sản xuất melamine. Các điều kiện hoạt động của đầu phun carbamate hiện tại vẫn được duy trì, dòng carbamate mới bổ sung được bơm trực tiếp đến thiết bị phản ứng tổng hợp urea theo đường mới riêng biệt.

- Thiết bị phản ứng tổng hợp urea: Các điều kiện vận hành công nghệ hiện hữu có một số thay đổi nhỏ do sự gia tăng lưu lượng carbamate và giảm thời gian lưu trong thiết bị phản ứng. Thể tích thiết bị phản ứng tổng hợp urea vẫn phù hợp để chuyển đổi lượng carbamate bổ sung thành urea mà không cần phải cải hoán thiết bị phản ứng.

- Thiết bị ngưng tụ carbamate cao áp và stripper: Phạm vi hoạt động của các thiết bị này (theo thiết kế điển hình của Snamprogetti/Saipem) cho phép thay đổi trong khoảng +20%, do đó, các thiết bị này có thể vận hành phù hợp sau khi công suất tăng lên mà không cần phải cải hoán.

Trong các bước triển khai tiếp theo (báo cáo nghiên cứu khả thi, thiết kế kỹ thuật tổng thể), đánh giá chi tiết về khả năng tích hợp nhà máy sản xuất melamine với Nhà máy Đạm Cà Mau sẽ được thực hiện.

4. Đánh giá dự án sản xuất melamine

4.1. Quy mô công suất

Quy mô công suất của nhà máy sản xuất melamine được đề xuất dựa trên các tiêu chí sau:

- Khả năng tiêu thụ sản phẩm ở thị trường trong nước: Dự báo nhu cầu thị trường melamine nội địa năm 2025 đạt hơn 40 nghìn tấn/năm. Với mức công suất lựa chọn 40 nghìn tấn/năm, sản phẩm melamine có thể được định hướng tiêu thụ hoàn toàn trong nước. Dự kiến dự án sẽ đi vào vận hành từ năm 2027, khi giá melamine vẫn đang ở chu kỳ tăng [11] và đáp ứng khoảng 80% nhu cầu trong nước vào năm 2030. Trong trường hợp không xét đến nhu cầu tiêu thụ của các công ty có đối tác, công ty mẹ ở nước ngoài sản xuất melamine thì quy mô thị trường còn

lại khoảng 70% tổng nhu cầu cả nước. Như vậy, hướng tiêu thụ cho dự án phải xem xét đến phương án tiêu thụ trong nước 70% và xuất khẩu 30%. Một số thị trường xuất khẩu tiềm năng gồm: Ấn Độ, Malaysia, Indonesia và Thái Lan.

- Dây công suất thương mại hóa và mức công suất tối thiểu theo khuyến cáo từ các nhà bản quyền: Dây công suất thương mại dao động từ 15 - 80 nghìn tấn/năm. Tuy nhiên, để đảm bảo hiệu quả kinh tế khi vận hành nhà máy, các nhà bản quyền cung cấp công nghệ sản xuất melamine như Eurotechnica và Casale đều khuyến cáo không nên xây dựng dự án có công suất dưới 40 nghìn tấn/năm.

- Khả năng kết nối với Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu: Phân xưởng melamine sẽ sử dụng nguyên liệu chính là dịch urea từ Nhà máy Đạm Cà Mau. Hiện nay, phân xưởng sản xuất phân bón phức hợp đi vào hoạt động đã nhận khoảng 12% lượng dịch urea 96% mà xưởng urea có thể sản xuất. Do đó, lượng dịch urea tối đa cấp được làm nguyên liệu cho xưởng melamine còn khoảng 10% tổng sản lượng dịch urea (khoảng 10 tấn/giờ). Lượng dịch urea này có thể sản xuất tương ứng được hơn 50 nghìn tấn/năm melamine. Bên cạnh đó, các dòng công nghệ và các dòng phụ trợ tuân hoàn từ phân xưởng melamine về lại xưởng urea của Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu sẽ tăng tải hệ thống Nhà máy Đạm Cà Mau. Nhà máy sản xuất melamine cũng sẽ sử dụng chung một số tiện ích như hơi, nước làm mát, nhiên liệu, khí điều khiển... từ nhà máy. Do đó, để đảm bảo sự vận hành của nhà máy sản xuất melamine không ảnh hưởng đến vận hành ổn định của nhà máy hiện hữu, mức công suất sản xuất melamine là 40 nghìn tấn/năm sẽ được xem xét lựa chọn.

Như vậy, dựa trên các yếu tố nhu cầu thị trường, kinh nghiệm thương mại hóa các nhà máy sản xuất melamine trên thế giới cũng như khả năng kết nối với Nhà máy Đạm Cà Mau, mức công suất được đề xuất cho phân xưởng sản xuất melamine là 40 nghìn tấn/năm.

4.2. Tiến độ thực hiện dự án

Với phân tích ở phần thị trường, Dự án sẽ được xem xét đầu tư ở thời điểm thích hợp khi quy mô thị trường đủ lớn, phù hợp với công suất tối thiểu theo yêu cầu của nhà bản quyền công nghệ. Qua đó, thời điểm dự án đi vào vận hành được đề xuất từ năm 2027 (năm melamine có chu kỳ giá cao).

4.3. Đề xuất địa điểm

Diện tích dự kiến của nhà máy sản xuất melamine là 7.200 m², chưa bao gồm nhà kho chứa sản phẩm. Khi tích

hợp nhà máy sản xuất melamine với nhà máy đạm hiện hữu, cần xem xét vị trí đặt gần xưởng urea để việc kết nối giữa 2 nhà máy được thuận lợi, giảm chi phí đầu tư. Tuy nhiên, khảo sát Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu cho thấy

hiện tại không có khu đất trống xung quanh xưởng urea. Do đó, nhà máy sản xuất melamine sẽ được định hướng xây dựng tại khu đất dự phòng dành cho mở rộng trong Nhà máy Đạm Cà Mau.

Bảng 5. Tổng mức đầu tư nhà máy sản xuất melamine

TT	Các chi phí	Giá trị (tỷ đồng)	Cơ sở
1	Chi phí xây dựng	861,51	Theo kinh nghiệm
2	Chi phí thiết bị	2.887,02	VPI tổng hợp
3	Chi phí quản lý dự án	46,56	Theo Quyết định số 79/QĐ-BXD ngày 15/2/2017
4	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	414,24	
5	Chi phí khác	89,45	Theo kinh nghiệm
6	Chi phí dự phòng (15%)	644,82	Theo kinh nghiệm
7	Dự phòng trượt giá ngoại tệ (5%)	215,00	Theo kinh nghiệm
8	Tổng mức đầu tư cố định	5.158,60	
9	Thuế VAT (10%)	516,67	
10	Lãi vay trong quá trình xây dựng	554,67	
11	Vốn lưu động năm đầu	78,44	
12	Tổng mức đầu tư (bao gồm thuế VAT, lãi vay và vốn lưu động năm đầu)	6.308,38	

Bảng 6. Các thông số giả định của dự án đầu tư nhà máy sản xuất melamine

TT	Các thông số giả định	Đơn vị	Nhà máy sản xuất melamine
1	Thời gian xây dựng	Tháng	28
2	Thời gian vận hành	Năm	20 (2027 - 2046)
	Số ngày vận hành	Ngày/năm	333
3	Công suất	Tấn/ngày	120
		Tấn/giờ	5
4	Tỷ lệ vận hành	%	
	Năm đầu tiên	%	80
	Năm thứ 2	%	90
	Từ năm thứ 3	%	100
5	Thời gian khấu hao (tuyến tính)	Năm	
	Thiết bị	Năm	10
	Xây dựng	Năm	12
	Khác	Năm	5
6	Nhân công	Người	45
	Quản lý	Người	1
	Kỹ sư	Người	1
	Giám sát	Người	5
	Điều khiển	Người	10
	Vận hành	Người	10
	Kiểm soát chất lượng	Người	2
	Cơ điện	Người	8
	An toàn	Người	4
	Khác	Người	4
7	Vốn chủ sở hữu	%	30
8	Vốn vay	%	70
9	Thời gian trả nợ	Năm	8 năm, ân hạn trong thời gian xây dựng
10	Lãi vay VNĐ	%	11
11	Thuế thu nhập doanh nghiệp	%	Nghị định số 218/2013/NĐ-CP của Chính phủ
	Năm 2024		
	Giai đoạn 2025 - 2026	%/năm	10
	Giai đoạn 2027 - 2044	%/năm	20
12	Tỷ suất chiết khấu	%	10
13	Tỷ giá (2020)	VND/USD	23.835
14	Kịch bản giá dầu cơ sở	USD/thùng	65

Bảng 7. Kết quả tính toán các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án

TT	Các kết quả tính toán	Đơn vị	Dự án
1	Doanh thu		
2	Chi phí		
	Chi phí đầu tư	Tỷ đồng	5.158
	Chi phí sản xuất	Tỷ đồng	40.858
3	Hiệu quả kinh tế toàn dự án		
	NPV@10%	Tỷ đồng	1.884
	IRR	%	17,2
	Thời gian hoàn vốn		5 năm 9 tháng
4	Hiệu quả kinh tế theo quan điểm chủ đầu tư		
	NPV@12%	Tỷ VNĐ	2.569
	IRR	%	33,5

4.4. Chi phí vận chuyển

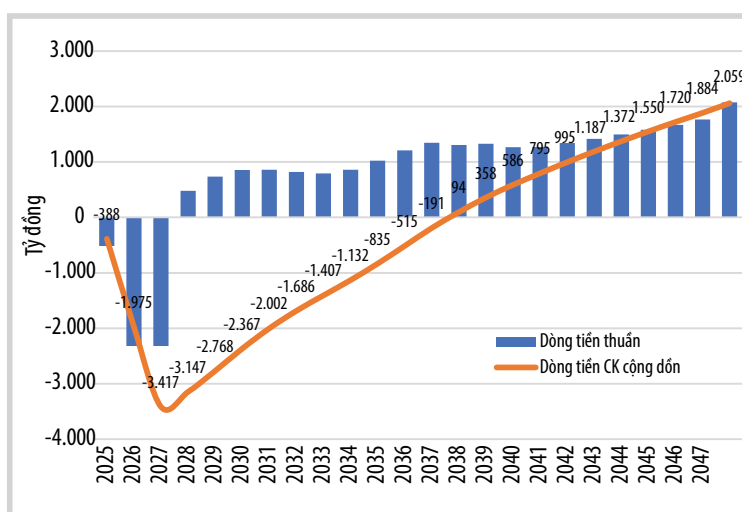
Chi phí vận chuyển sản phẩm melamine từ Cà Mau đến hộ tiêu thụ tiềm năng là chi phí vận chuyển nội địa. Tham khảo giá vận chuyển của Logivan thì chi phí vận chuyển melamine từ Cà Mau đến cảng Cát Lái (Tp. Hồ Chí Minh) để phân phối cho các khách hàng khác khoảng 14,06 USD/tấn, chiếm 1% giá tại cổng. Trong khi đó, các nhà cung cấp melamine hiện tại chủ yếu ở nước ngoài (Trung Quốc chiếm hơn 95%). Ước tính theo dữ liệu của ICIS, chi phí vận chuyển melamine từ Trung Quốc về Việt Nam khoảng 160 - 170 USD/tấn. Như vậy, nếu cùng một mức giá FOB như nhau thì chi phí vận chuyển từ nước ngoài về Việt Nam sẽ cao hơn so với chi phí vận chuyển trong nước.

4.4. Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế

4.4.1. Tổng mức đầu tư

Tổng mức đầu tư của dự án được lập dựa trên tính toán của VPI và đơn vị thiết kế, các định mức theo Thông tư số 09/2019/TT-BXD ngày 26/12/2019 về việc Hướng dẫn lập và quản lý chi phí đầu tư xây dựng công trình và Quyết định số 79/QĐ-BXD ngày 15/2/2017 công bố định mức chi phí quản lý dự án và tư vấn đầu tư xây dựng, bao gồm các chi phí: chi phí xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí khác, chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và chi phí dự phòng.

Chi tiết tổng mức đầu tư cho dự án nhà máy sản xuất melamine được thể hiện chi tiết theo Bảng 5.



Hình 7. Dòng tiền thuần toàn dự án đầu tư thêm xưởng sản xuất melamine.

4.4.2. Hiệu quả kinh tế

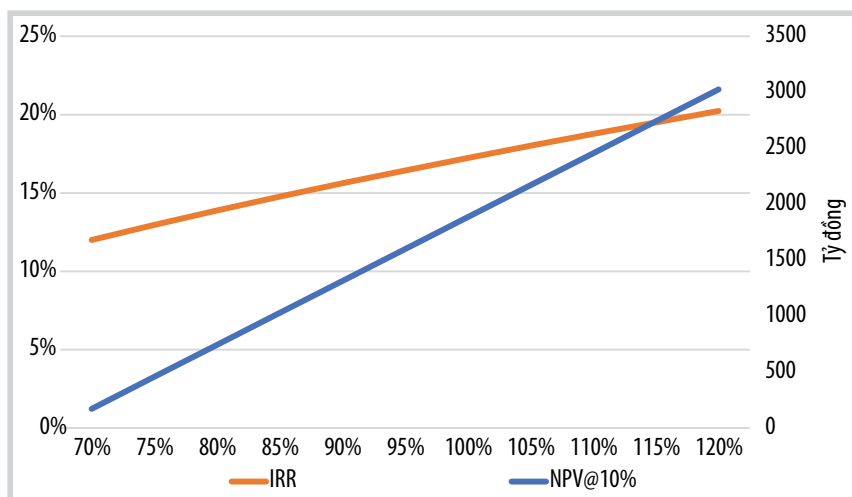
Hiệu quả kinh tế của dự án được tính toán dựa trên các thông số giả định trong Bảng 6.

Hiệu quả kinh tế của dự án sản xuất melamine được thể hiện trong Bảng 7.

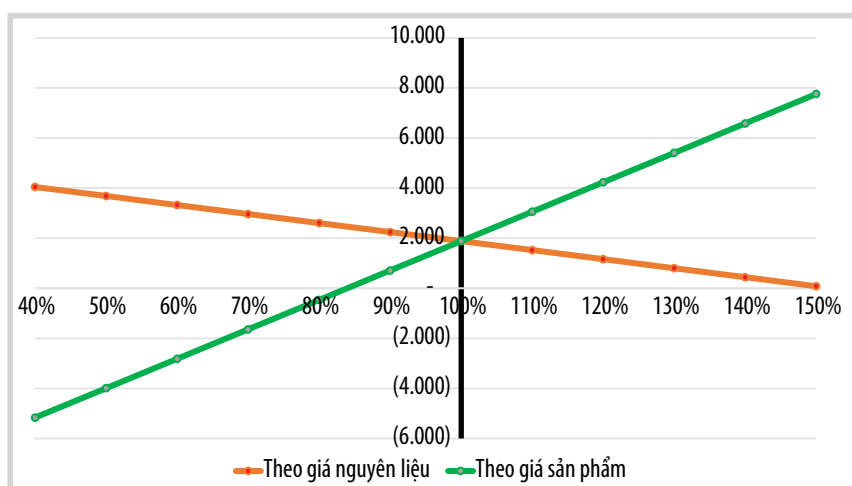
Kết quả tính toán cho thấy dự án sản xuất melamine đạt hiệu quả kinh tế với IRR là 17,2% (cao hơn tỷ suất chiết khấu 10%) và NPV@10% toàn dự án đạt 1.884 tỷ đồng.

Về tổng thể, dự án sản xuất melamine đem lại hiệu quả kinh tế cho Nhà máy Đạm Cà Mau. Kết quả tính toán dòng tiền thuần cho thấy dự án thu lãi ngay từ năm đầu tiên đi vào vận hành (năm 2027). Tuy nhiên, do nhu cầu vốn đầu tư của dự án khá lớn nên đến năm 2038 dự án mới hòa vốn tại thời điểm dòng tiền cộng dồn bắt đầu dương (Hình 7).

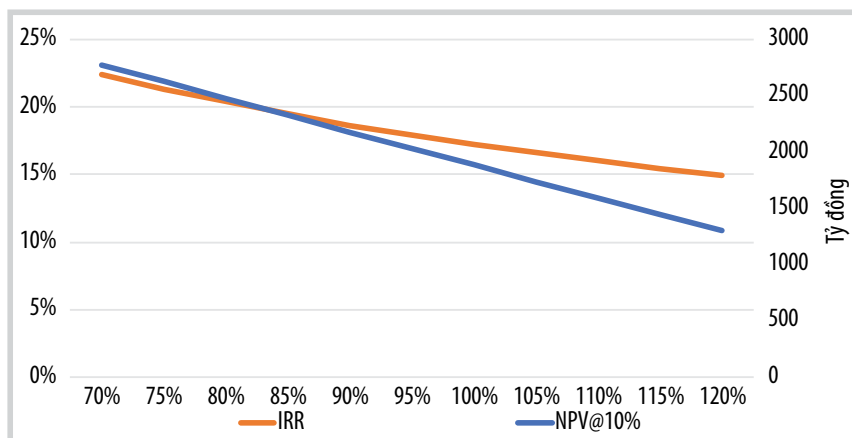
Với kết quả phân tích độ nhạy của dự án theo công suất trình bày ở Hình 8, dự án đầu tư thêm nhà máy sản xuất melamine mang lại hiệu quả tăng thêm cho Nhà máy Đạm Cà Mau, kể cả khi công suất sản xuất giảm còn 70% công suất thiết kế.



Hình 8. Độ nhạy chỉ tiêu NPV@10% và IRR của dự án theo công suất sản xuất.



Hình 9. Độ nhạy chỉ tiêu NPV@10% dự án theo giá nguyên liệu và sản phẩm.



Hình 10. Độ nhạy chỉ tiêu NPV@10% và IRR của dự án theo tổng mức đầu tư.

Bảng 8. Ảnh hưởng của tiến độ vận hành đến hiệu quả của dự án

TT	Kịch bản	NPV@10%	IRR (%)
1	Vận hành năm 2025	1.688	14,4
2	Vận hành năm 2026	1.807	14,8
3	Vận hành năm 2027	1.884	17,2
4	Vận hành năm 2028	1.896	15,8
5	Vận hành năm 2029	1.879	16,0

Đối với dự án sản xuất melamine, giá sản phẩm ảnh hưởng nhiều nhất đến hiệu quả kinh tế của dự án. Khi giá sản phẩm giảm 40%, NPV giảm khoảng 4.000 tỷ đồng. Khi tăng 40% giá sản phẩm, NPV tăng xấp xỉ 4.500 tỷ đồng. Khi giảm 40% giá nguyên liệu, NPV tăng khoảng 1.200 tỷ đồng. NPV bắt đầu âm khi tăng giá nguyên liệu tới 50% (Hình 9). Chi phí đầu tư cũng ảnh hưởng nhưng không đáng kể đến hiệu quả kinh tế của dự án, cụ thể tổng mức đầu tư tăng thêm 20% thì IRR của dự án vẫn đạt 15% (Hình 10), NPV bắt đầu âm khi tăng tổng mức đầu tư tới 50%.

Trong bối cảnh suy giảm sản lượng khí và thay đổi giá khí hiện nay, dự án melamine nên được xem xét đưa vào đầu tư sớm để nâng cao năng lực cạnh tranh, thích ứng với sự biến động thị trường của Nhà máy Đạm Cà Mau. Để đánh giá ảnh hưởng của tiến độ vận hành đến hiệu quả kinh tế của dự án, nhóm tác giả đã tính toán hiệu quả kinh tế của 5 kịch bản có năm vận hành khác nhau tính từ năm 2025 với thời gian xây dựng là 28 tháng. Kết quả tính toán ở Bảng 8 cho thấy các kịch bản đều đem lại hiệu quả về kinh tế cho dự án. Trong đó, dự án đi vào vận hành tối ưu là năm 2027 với IRR cao nhất đạt 17,2% và NPV@10% tương ứng là 1.884 tỷ đồng.

5. Kết luận

Dự báo nhu cầu melamine của Việt Nam đạt khoảng 40 nghìn tấn/năm vào năm 2025 và sẽ tiếp tục tăng trưởng 5,5%/năm đến năm 2040. Với đánh giá sơ bộ về mặt công nghệ và thị trường, dự án sản xuất melamine từ urea của Nhà máy Đạm Cà Mau được đề xuất với quy mô công suất 40 nghìn tấn/năm và dự kiến đi vào hoạt động vào năm 2027 để nắm bắt chu kỳ tăng giá của melamine và đáp ứng khoảng 80% nhu cầu trong nước vào năm 2030.

Với tổng mức đầu tư (đã bao gồm thuế, lãi vay và vốn lưu động năm đầu) khoảng 6.308 tỷ đồng, dự án có hiệu quả với IRR = 17,2%, NPV@10% là khoảng 1.884 tỷ đồng và thời gian thu hồi vốn khoảng 5 năm 9 tháng. Kết quả cho thấy tiềm năng của dự án và cần được đánh giá chi tiết ở các bước tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

- [1] IHS, *Melamine - Chemical Economics Handbook*, 2014.
- [2] Henan Xinlianxin Chemicals Group Co., Ltd., "Company profile", 2018. [Online]. Available: <https://xlxchemicals.com/index/home>.
- [3] Xinjiang Yihua Chemical Industry Co., Ltd., "Company profile". [Online]. Available: <https://xinjiangyihua.lookchem.com/>.
- [4] Eurotechnica Contractors and Engineers S.p., *Euromel melamine technology*, 2020.
- [5] Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau, "Cột mốc 7 triệu tấn sản phẩm và hành trình nỗ lực của Đạm Cà Mau", 14/9/2020.
- [6] Công ty CP gỗ MDF VRG Quảng Trị, "Báo cáo thường niên năm 2019", 2020.
- [7] Nguyễn Văn Định và Phạm Văn Tiến, "Nghiên cứu sản xuất keo dán gỗ thay thế keo nhập khẩu phục vụ công nghiệp chế biến lâm sản", Trung tâm Nghiên cứu và Chuyển giao công nghệ Công nghiệp rừng.
- [8] Tổng cục Hải quan, "Số liệu xuất nhập khẩu sản phẩm melamine", 2019.
- [9] G.Di Carlo, "Melding melamine and urea", *World fertilizer*, 2020. [Online]. Available: <https://www.casale.ch/downloads/melamine/more-melamine/33-melding-melamine-and-urea/file>.
- [10] Eurotechnica, "Total-zero pollution". [Online]. Available: <https://www.eurotechnica.it/en/total-zero-pollution.html>.
- [11] Nexant, "Petroleum and petrochemical pricing report", 2019.

PRELIMINARY EVALUATION OF POSSIBLE MELAMINE PRODUCTION USING UREA SOLUTION FROM CA MAU FERTILIZER PLANT AS A FEEDSTOCK

**Vo Thi Thuong, Tran Vinh Loc, Le Duong Hai, Nguyen Thi Mai Le, Pham Thu Trang, Nguyen Trung Duc
Nguyen Manh Huan, Nguyen Anh Thu Hang, Huynh Minh Thuan**

Vietnam Petroleum Institute
Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

This paper analyses the possibility for melamine production from urea solution of Ca Mau Fertilizer Plant in terms of feedstock, market, technology and economic efficiency. Vietnam is currently importing melamine to meet its domestic demand, which is forecasted to be around 40 thousand tons per year by 2025 and continue to increase by about 5.5% per year. The melamine production project using urea solution from Ca Mau Fertilizer Plant as a feedstock with a capacity of 40 thousand tons per year is proposed to go into operation in 2027. The results show that with an estimated total investment cost of VND 6,308 billion, the project's IRR will be around 17.2% and its NPV@10% will be VND 1,884 billion. The total payback period of the project will be 5 years and 9 months. This reveals that melamine can be considered a potential product for consideration of future investment.

Key words: Melamine, urea feedstock, product diversification, Ca Mau Fertilizer Plant.

ƯỚC TÍNH CHI PHÍ THU DỌN MỎ: TỔNG QUAN VÀ LIÊN HỆ THỰC TIỄN PHỤC VỤ ĐỊNH HƯỚNG QUẢN LÝ

Phùng Mai Hương, Trần Văn Ban, Phạm Đăng Quân

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: huongpm@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-05>

Tóm tắt

Trong thập kỷ tới, ngành dầu khí Việt Nam sẽ bước vào giai đoạn công tác thu dọn mỏ được tiến hành từng bước cùng với công tác thăm dò khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam.

Bài viết giới thiệu thông tin khái quát liên quan đến ước tính chi phí thu dọn mỏ tại Việt Nam và một số nước trên thế giới, từ đó góp phần xác định các loại chi phí cần dự trù, các yếu tố cung và cầu, đồng thời bước đầu phác thảo cấu trúc chi phí - công việc sơ bộ liên quan đến công tác thu dọn mỏ, phục vụ định hướng quản lý công tác thu dọn mỏ tại các dự án dầu khí ở Việt Nam trong tương lai.

Từ khóa: Cấu trúc công việc thu dọn mỏ, ước tính chi phí thu dọn mỏ, hạng mục công việc và ngân sách/chi phí.

1. Giới thiệu

Hoạt động thu dọn mỏ là trách nhiệm, nghĩa vụ với môi trường, đặc biệt là phải đảm bảo trả lại tối đa tình trạng ban đầu của môi trường sinh thái cũng như đáy biển để thu hút đầu tư vào các dự án mới và tối ưu thời gian khai thác thềm lục địa.

Hoạt động thu dọn mỏ thường bắt đầu được xem xét khi mỏ dầu khí khai thác ở giai đoạn cuối, sản lượng ngày càng thấp và hạ tầng ngày càng xuống cấp cho tới lúc không còn đem lại lợi ích kinh tế. Khi một mỏ dầu khí chạm đến ngưỡng kết thúc đời khai thác là lúc cần phải lên kế hoạch đóng mỏ và chấm dứt khai thác.

Hoạt động thu dọn mỏ ngoài khơi là vấn đề được ngành dầu khí nhiều quốc gia quan tâm, trong đó có Việt Nam. Số lượng kết cấu ngoài khơi tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương tính đến năm 2014 là 1.751, trong đó Indonesia (328) và Malaysia (261) dẫn đầu về số lượng [1].

Wood Mackenzie ước tính các bên vận hành các cấu trúc lắp đặt ngoài khơi ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, bao gồm khu vực Đông Nam Á, Australia và New Zealand, có thể

phải đối mặt với chi phí thu dọn mỏ tới trên 100 tỷ USD cho 2.600 giàn khai thác, công trình biển và 35.000 giếng khoan. Từ năm 2018 - 2022, tổng chi phí thu dọn mỏ của riêng Australia và Malaysia có thể lên tới 25 tỷ USD [2]. Hiệp hội Dầu khí Vương quốc Anh tính toán rằng trong vòng 10 năm kể từ năm 2018, thị trường thu dọn mỏ toàn cầu có giá trị khoảng 80 tỷ USD. Tính riêng Vương quốc Anh, con số này là 15 tỷ Bảng Anh cho giai đoạn 2018 - 2028 [3].

Mặc dù thu dọn mỏ là hoạt động quan trọng và phức tạp, các nước trong khu vực Đông Nam Á và châu Đại Dương - ngoại trừ Australia, Thái Lan và Singapore - đều chưa thực sự xây dựng hệ thống pháp lý và quy định khung bao trùm cho toàn bộ hoạt động thu dọn mỏ. Không phải tất cả các nước trong 2 khu vực trên đều là thành viên của các thỏa thuận/điều ước quốc tế như Công ước Basel (1989, 2011)¹ hay khu vực như Cơ quan điều phối các biển Đông Á (COBSEA) và Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASCOPE). Một số nước như Indonesia và Việt Nam đang bắt đầu những bước đầu tiên thiết lập các quy định thiết yếu về ước lượng chi phí đối với hoạt động này.

Trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 và giá dầu diễn biến phức tạp như hiện nay, chi phí đầu tư và vận hành không giảm trong khi các quy định về bảo vệ môi trường có xu hướng ngày càng siết chặt, ngày

¹ Công ước Basel: Công ước Basel về kiểm soát vận chuyển qua biên giới các chất thải độc hại.



Ngày nhận bài: 16/4/2020. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 16/4/2020 - 22/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 1/4/2021.

càng nhiều tài sản dầu khí sẽ không còn hiệu quả về kinh tế, hoặc cũng không thể đem lại lợi ích cho việc đầu tư thêm để kéo dài đời mỏ. Dừng hoạt động các giàn khoan, giếng khoan cùng các phương tiện thiết bị ngoài khơi là thách thức lớn mà ngành dầu khí đang và sẽ phải đối mặt.

Từ góc độ quản lý ngân sách, bằng cách đưa ra bức tranh tổng quát về các hạng mục chi phí chính đối với công tác thu dọn mỏ, nhà đầu tư có thể ước lượng chi phí tương đối chính xác trên cơ sở mặt bằng chi phí chung tại thời điểm ước tính. Theo đó, nhà đầu tư có thể hoạch định ngân sách nhiều năm trước khi kết thúc đời mỏ/đời giàn ngoài khơi. Điều này giúp cho các bên liên quan gồm: chủ phương tiện - thiết bị, các cơ quan chức năng, các bên tham gia dự án dầu khí và cả người dân (cộng đồng) ở vị thế chủ động và có sự dự trù cần thiết cho các hoạt động tiếp theo của dự án.

Trong bài viết này, nhóm tác giả tập trung phân tích trường hợp thu dọn mỏ được thực hiện theo chiến dịch vào cuối đời mỏ, không bao gồm hoạt động thu dọn cá biệt trong thời gian khai thác vì lý do an toàn.

2. Các thách thức trong ước tính chi phí thu dọn mỏ

Cũng như một dự án thông thường, việc xây dựng và ước tính chi phí cho một dự án thu dọn mỏ dựa trên 3 yếu tố chính:

- Các hạng mục công việc cần thiết: Cấu trúc chi tiết công việc thu dọn mỏ (Decommissioning Work Breakdown Structure - Decom.WBS) cho thấy toàn bộ các bước của một dự án thu dọn mỏ điển hình. Ở mỗi bước lại có các yêu cầu chuyên môn cụ thể và đều phải đảm bảo an toàn: từ thiết kế đến vận hành, đến các hạng mục công việc như cẩu và nâng, các kết cấu, chân đế, khối thượng tầng, các hạng mục ngầm dưới biển, và cuối cùng là tái sử dụng, tái chế và tiêu hủy.

- Khối lượng tương ứng với mỗi hạng mục công việc.
- Đơn giá tại thời điểm công việc yêu cầu.

Các yếu tố ảnh hưởng đến mức độ chính xác của việc ước tính chi phí thu dọn mỏ: Ước tính chi phí thu dọn mỏ có thể được coi là nhiệm vụ thách thức nhất trong công việc xây dựng ngân sách trong hoạt động dầu khí. Các cấu trúc ngân sách/ước tính chi phí thu dọn mỏ đều dừng lại ở mức độ tổng thể/bao quát các yếu tố tạo nên phạm vi công việc của dự án thu dọn mỏ, các hoạt động cấu thành từng hạng mục công việc và quy mô ngân sách tương ứng trong khả năng cho phép. Mặc dù chi phí thu dọn mỏ của

các dự án thu dọn mỏ đều là danh mục bao gồm đầy đủ các khâu nhưng mỗi dự án thu dọn mỏ đều là duy nhất với các hoạt động ngoài chi phí thu dọn mỏ chuẩn mực điển hình. Một số yếu tố ảnh hưởng đến việc xây dựng chi phí thu dọn mỏ có thể bao gồm:

- Chiến lược và phạm vi hủy mỏ có thể không chắc chắn trong giai đoạn phát triển dự án do nhiều yếu tố như: tuổi mỏ, thời gian cut-off kinh tế, điều kiện về kinh phí, hệ thống pháp lý chưa hoàn thiện...

- Phạm vi công việc không thể xác định chính xác cho tới khi hoàn tất công tác khảo sát và đánh giá điều kiện phương tiện - thiết bị trước thời điểm hủy mỏ.

- Thiếu chắc chắn về kỹ thuật và điều kiện thi công: Nghiên cứu của Cục Quản lý Khoáng sản Mỹ (2010) cho thấy các hạng mục chi phí thay đổi đáng kể do các yếu tố như địa điểm và mức độ phức tạp của các loại thiết bị/công trình, số lượng và khối lượng cấu kiện cần phải hủy bỏ, độ sâu mực nước, thiết bị và phương tiện thi công, phương pháp tháo dỡ, vận chuyển và tiêu hủy...

- Ước tính chi phí thu dọn mỏ được thực hiện trên cơ sở số liệu quá khứ (có thể rất lớn, đủ để định hình được xu hướng để làm cơ sở cho dự báo). Tuy nhiên các biến động mạnh về thị trường trong tương lai hoặc các nhân tố mới tham gia thị trường vẫn có thể có tác động mạnh/làm sai lệch dự báo ban đầu trong quá trình phát triển dự án. Một số ví dụ có thể kể đến là mức độ sẵn có, sẵn sàng và thông dụng của các phương tiện và thiết bị thi công, như cẩu kéo, sà lan... mức độ phức tạp và rủi ro của các thiết bị ngầm...

3. Cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ

3.1. Cấu trúc công việc thu dọn mỏ (Decom.WBS)

Cấu trúc công việc thu dọn mỏ gồm toàn bộ các bước của một dự án thu dọn mỏ điển hình. Tương ứng với mỗi hạng mục công việc là đầu mục chi phí liên quan. Tùy theo phương thức phân loại và nhóm công việc/chi phí, một dự án thu dọn mỏ có thể gồm các bước sau đây:

Cục Quản lý Vật liệu Mỹ (2010) [4] phân loại chi phí thu dọn mỏ tương ứng với 10/11 giai đoạn của quy trình thực hiện hoạt động thu dọn mỏ trong cấu trúc công việc thu dọn mỏ (Bảng 1).

Hiệp hội Dầu khí Vương quốc Anh (2018) [3] xây dựng cấu trúc công việc thu dọn mỏ gồm 11 giai đoạn như Bảng 2.

Bảng 1. Cấu trúc công việc thu dọn mỏ theo phân loại của Cục Quản lý Vật liệu Mỹ [4]

Quản lý dự án, thiết kế và xây dựng kế hoạch thu dọn mỏ	Thủ tục/giấy phép	Công tác chuẩn bị giàn sẵn sàng	Đóng và hủy giếng	Tháo dỡ ống dẫn	Mob & Demob	Di dời giàn và các kết cấu	Đóng đường ống và cắt cáp	Chuyển giàn và tiêu hủy	Làm sạch, dọn dẹp
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
<ul style="list-style-type: none"> Rà soát các nghĩa vụ hợp đồng đầu khí. Phân tích thiết kế. Lên kế hoạch vận hành thu dọn mỏ. Hợp đồng thu dọn mỏ, đầu thầu. Giả định công việc/ chi phí (từ cơ sở dữ liệu công có) và ước tính chi phí. 	<ul style="list-style-type: none"> Xin giấy phép cho hoạt động thu dọn mỏ (như môi trường biển, xử lý chất thải, thực hiện các khảo sát theo quy định, làm việc với các cơ quan thẩm quyền ...) Giả định công việc/chi phí (từ cơ sở dữ liệu sẵn có) và ước tính chi phí. 	<ul style="list-style-type: none"> Các quy trình/thủ tục liên quan đến đóng mỏ và chuẩn bị phương tiện, thiết bị cho thu dọn mỏ. Ước tính các công việc/chi phí liên quan gồm nhân lực, số ngày công, tàu, trực thăng, đội thu dọn mỏ, phương tiện, hậu cần... ngoài biển, dưới biển và trên bờ dựa trên độ lớn và độ phức tạp của các kết cấu. 	<ul style="list-style-type: none"> Kế hoạch đóng và hủy giếng: thu thập dữ liệu giếng, khảo sát sơ bộ, lựa chọn phương pháp hủy giếng, trình phê duyệt kế hoạch. Vận hành hủy giếng: chuẩn bị xâm nhập giếng, sử dụng bộ kéo thả, bơm dung dịch, hủy bỏ thiết bị lòng giếng, làm sạch thân và đáy giếng, đóng các nắp... Ước tính công việc/chi phí dựa trên độ phức tạp, số giếng, ngày thi công dự kiến. 	<ul style="list-style-type: none"> Gồm phá hủy, kéo/phân khúc và dỡ bỏ ống dẫn. Ước tính công việc/chi phí dựa trên độ sâu mực nước chân giàn, số lượng ống dẫn trên mỗi giàn. 	<ul style="list-style-type: none"> Khảo sát hạ tầng, thiết bị phục vụ di chuyển phương tiện. Ước tính thời gian, chi phí di dời theo ngày... 	<ul style="list-style-type: none"> Các phương pháp di dời: <ul style="list-style-type: none"> Khởi thượng tầng; Phần chân đế; Phương pháp cắt và chôn sâu 3 ft dưới đáy biển hoặc phủ xi măng bảo vệ. Công việc/chi phí lớn và trọng tải của kết cấu, số lượng các modules, số lượng cầu cần thiết và các phương tiện khác như sà lan, tàu kéo, các yếu tố dự phòng về thời tiết, công việc bổ sung, chi phí quản lý... 	<ul style="list-style-type: none"> Hủy tại chỗ: <ul style="list-style-type: none"> Làm sạch đường ống. Ngắt kết nối khỏi giàn. Đóng nắp đầu bị cắt và chôn sâu 3 ft dưới đáy biển hoặc phủ xi măng bảo vệ. Công việc/chi phí ước tính gồm mob/demob, thiết bị lặn, sà lan hạng nhẹ, nhà thầu phụ, nhân lực, các phương tiện thiết bị trên bờ và chi phí quản lý... 	<ul style="list-style-type: none"> Tái sử dụng, tái chế, hủy bỏ/thanh lý thiết bị, vật liệu. 	<ul style="list-style-type: none"> Dọn dẹp thực địa, đáy biển sau thu dọn mỏ (scan-sonar đáy biển, lặn, lấy mẫu địa chất và sinh vật học). Công việc/chi phí ước tính dựa trên thời gian dự kiến và độ sâu mực nước.

Bảng 2. Cấu trúc công việc thu dọn mỏ theo phân loại của Hiệp hội Dầu khí Vương quốc Anh [3]

Quản lý Dự án: Ngân sách, giấy phép, nghiên cứu	OPEX sau Decom.	Đóng và hủy giếng	Cắt nguồn phương tiện/ đường ống	Chuẩn bị khối thượng tầng	Di dời khối thượng tầng	Di dời các kết cấu ngầm	Tái xử lý phần thượng tầng và kết cấu ngầm	Dọn dẹp hạ tầng ngầm	Làm sạch, dọn dẹp	Giám sát sau Decom.
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
<ul style="list-style-type: none"> Quản lý vận hành dự án thu dọn mỏ. Thực hiện các thủ tục giấy phép cần thiết. 	<ul style="list-style-type: none"> Post-CoP OPEX (quản lý các hoạt động và chi phí sau tuyên bố dừng khai thác). 	<ul style="list-style-type: none"> Có lập vịnh viển gian khỏi mỏ. Có lập vịnh viển toàn bộ vùng trung gian có thể cho dòng, thiết lập các vùng chắn tại chỗ. Giếng được coi là hủy hoàn toàn sau khi hủy đầu giếng và ống dẫn, đầu vết giếng trên bề mặt biển mắt và giếng vịnh viển không được sử dụng và xâm nhập lại. 	<ul style="list-style-type: none"> Các thiết bị trên gian cũng như đường ống thu hồi và vận chuyển hydrocarbon cần được ngắt nguồn năng lượng để đảm bảo kết cấu hoàn toàn có lập khỏi các nguồn áp suất, hydrocarbon và các tạp chất. Làm sạch khối thượng tầng. Làm sạch đường ống. 	<ul style="list-style-type: none"> Sau khi có lập khỏi thượng tầng khối toàn bộ các nguồn năng lượng, khối thượng tầng đã sẵn sàng được di dời. Công tác chuẩn bị bao gồm có lập các thiết bị xử lý hydrocarbon khỏi giếng và đường ống. Trường hợp kết cấu cầu được giữ nguyên tại chỗ, cần lắp đặt thiết bị điều hướng. 	<ul style="list-style-type: none"> Các phương pháp hủy bỏ khối thượng tầng: <ul style="list-style-type: none"> Cầu toàn bộ về bờ bằng tàu cầu lớn. Cầu từng bộ phận. Phá dỡ ngoài khơi và vận chuyển về bờ. 	<ul style="list-style-type: none"> Phương pháp hủy bỏ khối thượng tầng. 	<ul style="list-style-type: none"> Tái chế, tái sử dụng hoặc thanh lý khối thượng tầng và kết cấu ngầm sau khi vận chuyển về bờ. 	<ul style="list-style-type: none"> Các lựa chọn bao gồm: <ul style="list-style-type: none"> Để nguyên tại chỗ; Di dời toàn bộ; Chôn dưới đáy biển; Che phủ bằng đá; Kết hợp các lựa chọn trên. 	<ul style="list-style-type: none"> Trả lại nguyên trạng đáy biển sau khi hủy bỏ khối thượng tầng, các kết cấu ngầm, đường ống và hạ tầng ngầm. Tổ chức độc lập sẽ tiến hành thăm định lại quá trình thu dọn mỏ, thường sử dụng các thiết bị đánh bắt cá, hoặc sử dụng các thiết bị khảo sát có thể phát hiện các nhân tố còn lại trên đáy biển. Trình báo cáo kết thúc thu dọn mỏ. 	<ul style="list-style-type: none"> Các chương trình giám sát được thực hiện nếu có bất kỳ hạ tầng nào còn sót lại sau chương trình thu dọn mỏ để đảm bảo không bên nào có thể gặp rủi ro. Tần suất thực hiện theo quy định. Chủ mỏ ước tính các chi phí này trong WBS được xây dựng ban đầu.

Bảng 3. Cấu trúc công việc thu dọn mỏ theo phân loại của IHSMarkit [5]

<p>Xây dựng kế hoạch hủy mỏ và xin giấy phép</p> <p>(1)</p>	<p>Đóng/ngắt hệ thống (khi đang hoạt động (live))</p> <p>(2)</p>	<p>Đóng và hủy giếng</p> <p>(3)</p>	<p>Hủy mỏ và làm sạch thực địa</p> <p>(4)</p>	<p>Ngắt nối</p> <p>(5)</p>	<p>Đóng/ngắt hệ thống (khi đã dừng hoạt động (cold))</p> <p>(6)</p>	<p>Di dời giàn và kết cấu</p> <p>(7)</p>	<p>Tái sử dụng/ tiêu hủy phương tiện/thiết bị</p> <p>(8)</p>	<p>Giám sát thực hiện các nghĩa vụ tiếp theo</p> <p>(9)</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Thiết kế, nghiên cứu mỏ và môi trường. • Thủ tục phê duyệt. • Loại trừ rủi ro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Quản lý dự án. • Hỗ trợ vận hành để duy trì hệ thống nguyên vẹn và an toàn. 	<ul style="list-style-type: none"> • Đóng và hủy giếng. • Các giải pháp về giàn, can thiệp giếng. 	<ul style="list-style-type: none"> • Đóng mỏ. • Giảm áp suất. • Làm sạch hydrocarbon còn lại. • Hủy bỏ chất thải độc hại. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cắt ống, cáp. • Chuẩn bị cho giai đoạn lắp đặt không dùng sức người (NUI) hoặc lắp đặt ít dùng sức người (MMI). 	<ul style="list-style-type: none"> • Giai đoạn ít hoạt động; các lắp đặt không liên quan đến hydrocarbon. • Duy trì hỗ trợ điều hướng, giữ nguyên trạng cấu trúc hệ thống và giám sát liên tục. 	<ul style="list-style-type: none"> • Chuẩn bị và di dời kết cấu chân giàn, kết cấu thượng tầng và kết cấu ngầm. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiêu hủy/tái chế/tái sử dụng chất thải được vận chuyển về bờ. 	<ul style="list-style-type: none"> • Các nghĩa vụ còn lại đối với công việc giám sát thực địa và phương tiện, thiết bị còn lại.

IHS Market (2020) [5] mô tả các công đoạn của hoạt động thu dọn mỏ trong cấu trúc công việc thu dọn mỏ (Bảng 3) gồm 9 bước và chia làm 3 giai đoạn: Chuẩn bị (1), thực hiện (2 - 8) và giám sát (9).

Về cơ bản, các yếu tố/hạng mục công việc cần cần nhắc trong một cấu trúc công việc thu dọn mỏ điển hình gồm:

- Các nghiên cứu cần thiết cho việc chuẩn bị thu dọn mỏ, có thể hiểu là lên kế hoạch thu dọn mỏ: nghiên cứu thiết kế tổng thể và chi tiết, nghiên cứu vỉa - mỏ, nghiên cứu đánh giá tác động môi trường, báo cáo kết thúc... cũng như các nghiên cứu hỗ trợ trong suốt quá trình triển khai dự án. Công việc thu dọn mỏ bao trùm nhiều loại hoạt động, do vậy đòi hỏi các loại giấy phép và chứng chỉ khác nhau. Vì vậy, cần có đội ngũ quản lý dự án để thực hiện và giám sát thực hiện các công việc này.

- Các hạng mục chi phí vận hành (OPEX) phát sinh sau thời điểm ngừng khai thác được tính vào chi phí thu dọn mỏ như: cô lập giếng, làm sạch hydrocarbon và các hoạt động thu dọn mỏ đã và đang bắt đầu tiến hành.

- Hủy giếng là công đoạn phức tạp nhất do từng giếng khoan có đặc điểm khác nhau về mặt rủi ro và an toàn. Cần có hiểu biết cụ thể về lịch sử và hiện trạng của giếng để đảm bảo chiến dịch hủy giếng thành công. Chiến dịch hủy giếng thông thường gồm các giai đoạn: (i) cô lập giếng; (ii) cô lập các đối tượng/vùng trung gian có nguy cơ cho dòng và (iii) giếng được coi là được hủy khi đã hoàn toàn di dời đầu giếng và ống dẫn, cắt ống chống và đặt cầu xi măng cách ly, các dấu vết của giếng trên bề mặt không còn và giếng không được sử dụng trở lại.

- Ngắt kết nối các nguồn năng lượng cung cấp cho mỏ/giàn như điện, nước, khí, đóng/ngắt toàn hệ thống...

- Chuẩn bị, tháo dỡ và di dời khối thượng tầng (topside).

- Chuẩn bị, tháo dỡ và di dời các kết cấu ngầm.

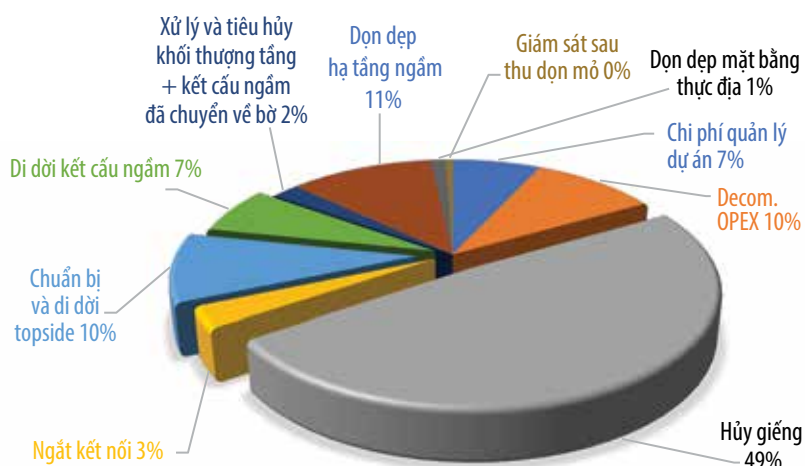
- Làm sạch, dọn dẹp bề mặt đáy biển.

- Xử lý, tiêu hủy các kết cấu đã được di chuyển về bờ.

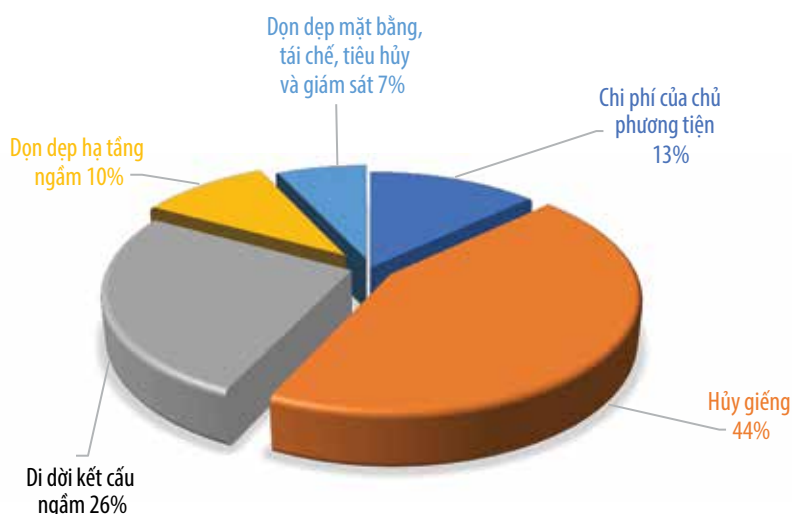
- Các công việc giám sát sau thu dọn mỏ.

4.2. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ

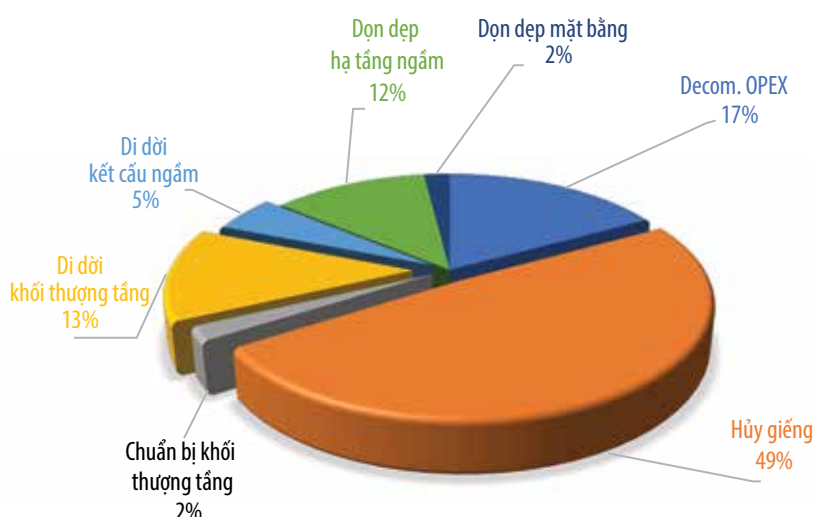
Trong mỗi cấu trúc chi phí thu dọn mỏ, tương ứng với mỗi hạng mục công việc là hạng mục chi phí liên quan. Hiệp hội Dầu khí Vương quốc Anh (2018 & 2019) [3, 6] và Intecsea (2020) [7] đưa ra ước tính trên cơ sở dữ liệu sẵn có của các dự án thu dọn mỏ. Cách thức phân loại chi phí



Hình 1. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ [3].



Hình 2. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ [6].



Hình 3. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ [7].

trong cấu trúc chi phí thu dọn mỏ tại các nghiên cứu trên cho thấy các hạng mục chi phí chính (major items) có tỷ lệ cấu thành trong toàn bộ chi phí thu dọn mỏ như Hình 1 - 3.

Từ cấu trúc chi phí thu dọn mỏ được tổng hợp (Hình 1 - 3), có thể hình dung bao quát về cấu trúc chi phí thu dọn mỏ cho các dự án sau này, ở mức độ các hạng mục chính. Có nhiều cách thức và yếu tố khác nhau tác động lên ước tính chi phí thu dọn mỏ, song điểm mấu chốt là hoạt động đóng và hủy giếng (P&A - Plug and Abandonment) là công đoạn chính trong toàn bộ quá trình thu dọn mỏ và ước tính chi phí chiếm khoảng 40 - 50% trong tổng chi phí thu dọn mỏ ở khu vực Biển Bắc. Do vậy, chỉ riêng hoạt động đóng và hủy giếng cũng cần nghiên cứu sâu hơn về khía cạnh chi phí, để thấy hạng mục này ảnh hưởng lớn đến toàn bộ chi phí thu dọn mỏ.

4. Ước tính chi phí thu dọn mỏ thực tế tại Việt Nam

4.1. Quy định về nghĩa vụ thu dọn mỏ theo quy định của pháp luật Việt Nam và quốc tế

Trước khi Luật Dầu khí 2008 có hiệu lực, hoạt động thu dọn mỏ/công trình biển sau khi thực hiện các hoạt động dầu khí tại Việt Nam đã được quy định tại Luật Dầu khí 1993 và các văn bản dưới luật như sau:

- Điều 13 Luật Dầu khí 1993: Trong quá trình tiến hành hoạt động dầu khí, sau khi kết thúc từng công đoạn hoặc từng giai đoạn hoặc kết thúc hợp đồng dầu khí, tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí phải thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí không còn sử dụng và phục hồi môi trường theo quy định của pháp luật.

- Điều 2.3.5 Nghị định số 139/2005/NĐ-CP ngày 22/4/2005 ban hành Hợp đồng mẫu của hợp đồng chia sản phẩm

dầu khí: Trước bất kỳ lần hoàn trả nào hoặc trước khi chấm dứt Hợp đồng này, theo yêu cầu của Petrovietnam, nhà thầu phải thu dọn mọi thiết bị hoặc công trình của mình không sử dụng nữa ra khỏi diện tích hợp đồng sẽ được hoàn trả.

- Điều 14.3 Nghị định số 139/2005/NĐ-CP ngày 11/11/2005 ban hành Hợp đồng mẫu của hợp đồng chia sản phẩm dầu khí.

- Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/3/2007 về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.

Hiện tại, hoạt động thu dọn mỏ/công trình biển sau khi thực hiện các hoạt động dầu khí tại Việt Nam cần tuân thủ các quy định sau:

- Điều 13 Luật Dầu khí 2008: Trong quá trình tiến hành hoạt động dầu khí, sau khi kết thúc từng công đoạn hoặc từng giai đoạn hoặc kết thúc hợp đồng dầu khí, tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí phải tiến hành thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí không còn sử dụng và phục hồi môi trường theo quy định của pháp luật.

- Điều 2.3.5 Nghị định 33/2013/NĐ-CP ngày 22/4/2013 về Hợp đồng mẫu của hợp đồng chia sản phẩm dầu khí: Trước bất kỳ lần hoàn trả nào hoặc trước khi chấm dứt Hợp đồng này, theo yêu cầu của Petrovietnam, nhà thầu phải thu dọn tất cả các thiết bị hoặc công trình do nhà thầu lắp đặt hoặc xây dựng nhưng không còn cần cho hoạt động Dầu khí nữa ra khỏi phần diện tích sẽ được hoàn trả.

- Điều 14.3 Nghị định 33/2013/NĐ-CP ngày 22/4/2013.

- Điều 35 Luật Biển Việt Nam. Giữ gìn, bảo vệ tài nguyên và môi trường biển.

- Điều 128 Luật Biển Việt Nam. Bảo vệ môi trường trong hoạt động hàng hải.

- Quyết định số 37/2005-QĐ-BCN

ngày 25/11/2005 của Bộ Công nghiệp về việc ban hành Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí; Quyết định số 399/QĐ-BCN ngày 24/2/2006 của Bộ Công nghiệp đính chính Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí ban hành kèm theo Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005, có hiệu lực kể từ ngày 24/2/2006; Văn bản hợp nhất 10/VBHN-BCT hợp nhất Quy chế Bảo quản hủy bỏ giếng khoan dầu khí ngày 23/1/2014; và văn bản thay thế là Thông tư số 17/2020/TT-BCT ngày 17/7/2020 của Bộ Công Thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí.

- Quyết định 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 về việc ban hành Quy chế khai thác dầu khí.

- Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 12/12/2017, thay thế cho Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/3/2007 về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.

- Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 ban hành quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí.

- Nghị định 95/2015/NĐ-CP ngày 16/10/2015 quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí.

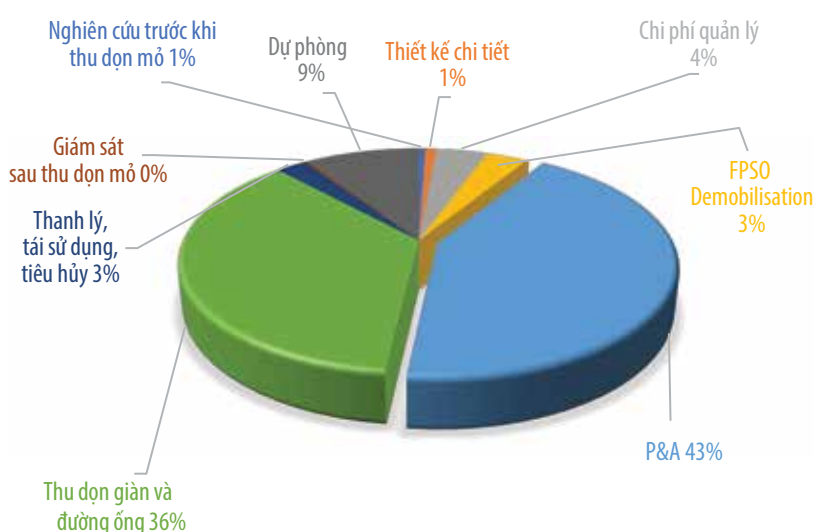
- Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24/4/2015 về quản lý chất thải và phế liệu.

- Công ước của Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982.

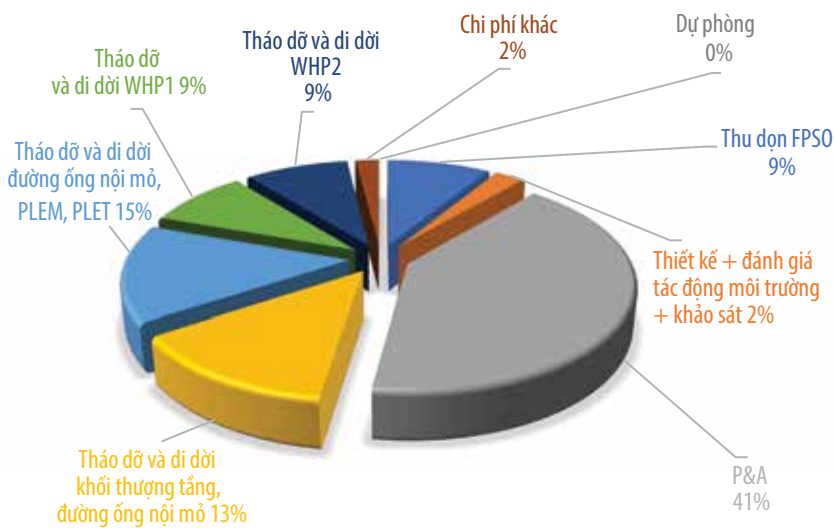
- Công ước Basel năm 1989 về kiểm soát vận chuyển qua biên giới các phế thải nguy hiểm và việc tiêu hủy chúng.

5.2. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ tại một số dự án dầu khí ở Việt Nam

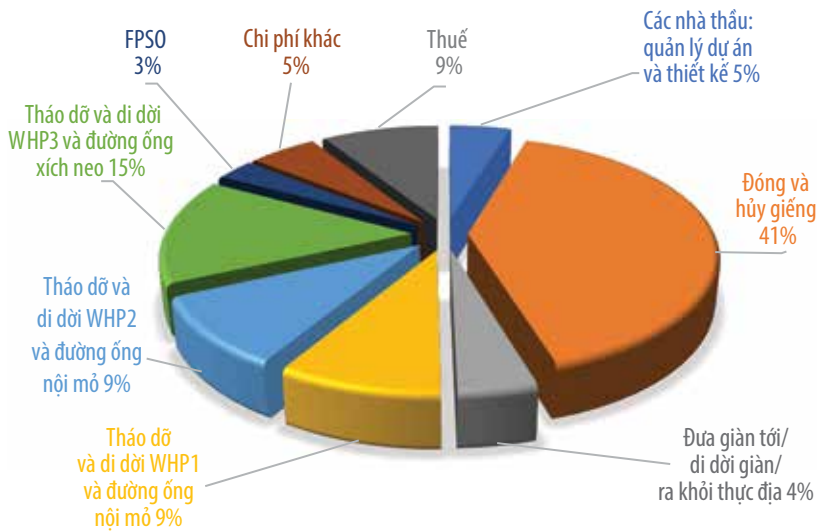
Nhóm tác giả không đưa ra chi tiết công việc và chi phí thu dọn mỏ tại một số dự án Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) có quyền lợi tham gia mà chỉ mô tả cấu trúc chi phí thu dọn mỏ ở các hạng mục chính (high level). Số liệu đưa ra được tham khảo từ Kế hoạch thu dọn mỏ tại các



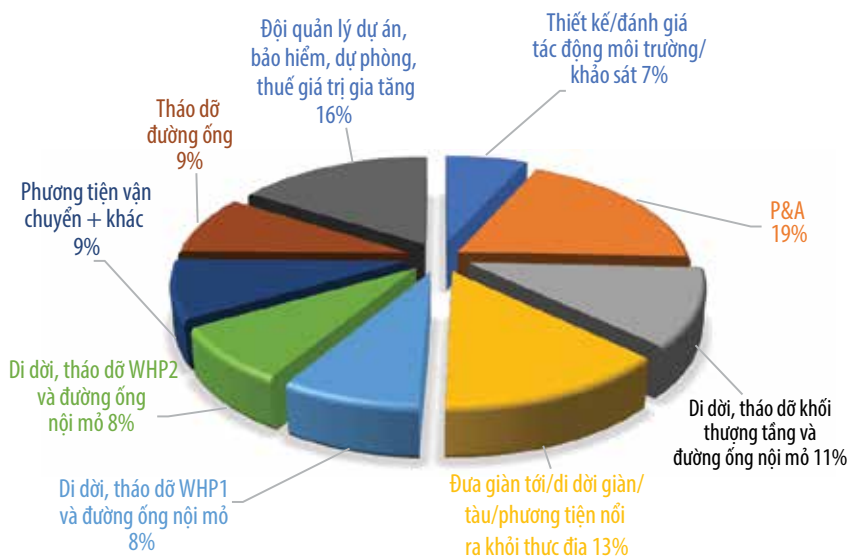
Hình 4. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ - Dự án 1.



Hình 5. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ - Dự án 2.



Hình 6. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ - Dự án 3.



Hình 7. Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ - Dự án 4.

dự án khai thác dầu khí đang trong quá trình cấp thẩm quyền. Cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ tại một số dự án của các dự án này cho thấy sự tương đồng nhất định với cấu trúc chi phí thu dọn mỏ của các đơn vị tư vấn và nghiên cứu đã nêu. Do yêu cầu bảo mật thông tin, các dự án được mã hóa là 1, 2, 3, 4, thay vì để cập tên cụ thể.

Bên cạnh sự tương đồng về cấu trúc chi phí thu dọn mỏ, chi phí đóng và hủy giếng của các dự án mà PVEP tham gia đều chiếm trên 40% tổng chi phí thu dọn mỏ, tương tự số liệu thống kê của các dự án trong toàn bộ danh mục đầu tư của Vương quốc Anh cũng như thống kê các dự án mà Intecsea là nhà thầu thu dọn mỏ. Riêng Dự án số 4 có tỷ trọng chi phí đóng và hủy giếng chiếm 19% tổng chi phí thu dọn mỏ cần khảo sát chi tiết hơn về số lượng giếng khoan đã hủy và sẽ hủy. Đóng và hủy giếng là hạng mục chính trong chi phí thu dọn mỏ, trong khi đó tùy theo yêu cầu công việc và đặc điểm dự án, các hạng mục còn lại có thể được phân loại và ghép nhóm, gán giá trị tương ứng.

Về phương pháp ước lượng chi phí, các ước lượng được thực hiện trên các nguyên tắc cơ bản đã nêu: hạng mục công việc, số lượng/khối lượng và đơn giá. Căn cứ ước tính có thể dựa vào các hợp đồng đang có hiệu lực, chào giá của các nhà cung cấp, các dự án tương tự và tỷ trọng công việc của hạng mục được ước tính (sub-items) trên tổng thể khối lượng công việc của hạng mục chính (major items)... Bên cạnh các hạng mục tương đồng như đánh giá tác động môi trường (EIA), quản lý dự án, bảo hiểm... và lớn nhất là đóng và hủy giếng, do chi phí công việc thu dọn mỏ của mỗi dự án phản ánh sơ đồ công nghệ hệ thống khai thác của dự án đó, nên cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ của các dự án có các điểm khác biệt.

Bảng 4. Quá trình hủy giếng khoan khai thác

TT	Hạng mục	Diễn giải/tiêu chí
1	Chuẩn bị (trước khi giàn vào)	Thực hiện kéo thả thiết bị trên các giàn đầu giếng để cô lập giếng và cắt ống dẫn khai thác với 2 khối ngăn cách (đơn giá/1 khối đi kèm).
2	Mob/demob	Đưa giàn từ Vũng Tàu hoặc địa điểm lân cận vào site.
3	Giá giàn	Đơn giá ngày; Giàn giới hạn vừa phải nhưng về kỹ thuật là phù hợp với mục đích thu dọn mỏ để tối ưu chi phí; Farm-in với các nhà điều hành xung quanh để chia sẻ, tối ưu chi phí và giảm giá giàn.
4	Quá trình hủy giếng	Tổng thời gian hủy mỗi giếng hoàn thiện đơn tầng, chi phí hủy dự kiến/giếng; Tổng thời gian hủy mỗi giếng hoàn thiện kép (khai thác hai tầng sản phẩm), chi phí hủy dự kiến/giếng; Các bước vận hành cụ thể; (Mob/demob, giữa các giàn và đến/dời site, ngày giàn/tàu, nhân lực, thiết bị, vật liệu...).
5	Logistics & dầu nhiên liệu cho phương tiện hàng hải (MGO)	Căn cứ đơn giá và hợp đồng sẵn có. 2 tàu cung ứng kéo và xử lý neo (AHTS) (số chuyến/tuần, số ngày thuê/chuyến). Trực thăng đổi ca (đơn giá chuyến, số chuyến/tuần). Các hoạt động tại căn cứ hậu cần.

Bảng 5. Chi phí ước tính cho kế hoạch thu dọn mỏ

Đơn vị tính: USD

TT	Mô tả hoạt động	Chi phí ước tính
1	Các nghiên cứu trước thu dọn mỏ	Tham khảo các dự án tương tự
2	Thiết kế chi tiết	Trọn gói (Lump sum)
3	Chi phí quản lý (PMT, bảo hiểm, sức khỏe an toàn môi trường (HSE), các nghiên cứu khác)	5% chi phí dự án
4	FPSO Demobilisation	Tham khảo các dự án tương tự
5	Hủy giếng (theo số giếng)	Đơn giá hủy giếng đơn và kép × số lượng
6	Thu dọn giàn và đường ống (ống cứng và ống mềm)	Đơn giá sà lan tại khu vực × ngày
7	Thanh lý, tái sử dụng, tiêu hủy	Chào giá của các nhà cung cấp dịch vụ
8	Hoạt động + giám sát sau thu dọn mỏ	
9	Dự phòng	10% chi phí dự án
	Tổng (không bao gồm VAT)	
	VAT 10%	
	Tổng (bao gồm VAT)	

4.3. Cấu trúc công việc và chi phí - Kế hoạch thu dọn mỏ của một dự án tại Việt Nam

Để có cái nhìn rõ hơn về cách ước lượng chi phí thu dọn mỏ đối với một dự án dầu khí cụ thể, nhóm tác giả đã chọn 1 dự án đang vận hành tại Việt Nam. Cũng như các dự án PVEP có quyền lợi tham gia nêu trên, giá trị ước tính của từng hạng mục công việc không được nêu ra mà chỉ mô tả cách thức ước lượng từng hạng mục. Về cơ bản, phương thức ước lượng các hạng mục chi phí thu dọn mỏ của dự án này không khác biệt với các điểm đã nêu ra và theo các tiêu chí sau, cụ thể quá trình hủy giếng khoan khai thác như Bảng 4.

Cấu trúc chi phí thu dọn mỏ (chỉ bao gồm các hạng mục chính) khi đó được ước tính và xây dựng cho kế hoạch thu dọn mỏ như Bảng 5.

5. Kết luận

Các tổng hợp và phân tích về cấu trúc chi phí thu dọn

mỏ cho thấy cấu trúc công việc bao gồm toàn bộ các bước của một dự án thu dọn mỏ điển hình. Thống kê danh mục cấu trúc chi phí thu dọn mỏ tại các dự án dầu khí quốc tế và một số dự án mà PVEP có quyền lợi tham gia cho thấy điểm tương đồng về cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ của các dự án dầu khí. Trong đó, chi phí đóng và hủy giếng chiếm tỷ lệ lớn và cần có phân tích kỹ hơn ảnh hưởng của hạng mục chi phí này đối với tổng thể chi phí thu dọn mỏ để quản lý và tối ưu hóa chi phí.

Với cấu trúc chi phí thu dọn mỏ cơ bản gồm các hạng mục chính trong công tác thu dọn mỏ được giới thiệu trong bài báo này, nhà đầu tư có thể hình dung và ước lượng chi phí chính xác hơn để chuẩn bị tài chính từ trước khi kết thúc đời mỏ/đời giàn ngoài khơi. Điều này giúp các bên liên quan gồm chủ phương tiện - thiết bị, các cơ quan chức năng, các bên tham gia dự án và cả người dân (cộng đồng) có thể chủ động tự chuẩn bị và có dự trù cần thiết cho giai đoạn tiếp theo của dự án.

Tài liệu tham khảo

[1] Nur Afiqah Binti Jusoh, "Decommissioning cost estimation study", Universiti Teknologi Petronas, Seri Iskandar, Perak, 2014.

[2] Nicholas Newman, "Decommissioning challenges escalating in South East Asia", 2019. [Online]. Available: https://www.rigzone.com/news/decommissioning_challenges_escalating_in_south_east_asia-04-nov-2019-160220-article/.

[3] Oil and Gas UK, "Decommissioning Insight 2018". [Online]. Available: <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/03/OGUK-Decommissioning-Insight-Report-2018.pdf>.

[4] Minerals Management Service, Department of Interior, "Decommissioning cost update for removal

Pacific OCS region offshore oil and gas facilities", Houston, Texas, Vol. 1, 2010.

[5] IHS Market, "VPI decommissioning cost estimation support", 2020.

[6] Oil and Gas UK, "Decommissioning Insight 2019". [Online]. Available: <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>.

[7] Intersea Singapore, "Guideline decommissioning capex", 2020.

[8] PVEP. "Kế hoạch thu dọn mỏ một số dự án PVEP có quyền lợi tham gia", 2020.

DECOMMISSIONING COST ESTIMATION: OVERVIEW AND PRACTICAL DETAILS FOR MANAGEMENT ORIENTATION

Phung Mai Huong, Tran Van Ban, Pham Dang Quan

Petrovietnam Exploration Production corporation

Email: huongpm@pvep.com.vn

Summary

In the coming decade, Vietnam's oil and gas industry will enter a new phase where decommissioning activities would need to be gradually executed in parallel with E&P activities on the continental shelf of Vietnam.

The article gives an overview of decommissioning cost estimation in Vietnam and some other countries in the world. Therein, it is expected to help envisage budget items, related supply and demand elements, and initial work breakdown structures for future decommissioning and facilitate the management of decommissioning activities of Vietnam's oil and gas projects in the years to come.

Key words: Decom.WBS., decommissioning cost estimation, work and budget/cost items.

NGHIÊN CỨU ĐỀ XUẤT BỘ CHỈ SỐ ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG (EKPI) CHO CÁC DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ TẠI VIỆT NAM

Thái Cẩm Tú, Nguyễn Đình Phong, Trần Phi Hùng, Đinh Bá Phú, Trần Thị Tú Anh, Nguyễn Lệ Mỹ Nhân, Phạm Thị Lê Na

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tutc.cpse@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.04-06>

Tóm tắt

Nghiên cứu đã đề xuất bộ chỉ số đánh giá kết quả bảo vệ môi trường (Environmental Key Performance Index - EKPI) cho hoạt động dầu khí ngoài khơi và hoạt động dầu khí trên bờ phù hợp với các quy định của quốc tế và Việt Nam. Bộ chỉ số EKPI là công cụ để các doanh nghiệp dầu khí tại Việt Nam đánh giá và đo lường kết quả hoạt động bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

Thông qua kết quả đánh giá chỉ số EKPI, các doanh nghiệp sẽ tìm ra các giải pháp nâng cao chất lượng trong công tác quản lý chất thải, sử dụng hiệu quả năng lượng và tài nguyên, tiết kiệm chi phí quản lý vận hành; đồng thời theo dõi xu hướng phát triển của doanh nghiệp gắn liền với mục tiêu bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

Từ khóa: Bảo vệ môi trường, hoạt động dầu khí ngoài khơi, hoạt động dầu khí trên bờ, bộ chỉ số EKPI.

1. Giới thiệu

Bộ chỉ số EKPI là công cụ để đánh giá và đo lường kết quả các hoạt động bảo vệ môi trường theo định hướng phát triển kinh tế gắn liền với hoạt động bảo vệ môi trường một cách bền vững. Hiện nay, trong lĩnh vực khai thác dầu khí, Hiệp hội các nhà thầu dầu khí quốc tế (IOGP) với 36 thành viên (như ExxonMobil, BP, ConocoPhillips, Repsol, Premier Oil...) đang hoạt động trong lĩnh vực công nghiệp tại 76 quốc gia trên toàn thế giới và Global Reporting Initiative - GRI, Đại học Yale, Đại học Columbia và Bộ Công nghiệp Anh đã áp dụng bộ chỉ số EKPI để đánh giá và định lượng đầy đủ hiệu quả thực hiện các biện pháp quản lý và bảo vệ môi trường gắn liền với hiệu quả sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp.

Thông qua kết quả đánh giá chỉ số EKPI, các doanh nghiệp sẽ tìm ra các giải pháp nâng cao chất lượng trong công tác quản lý chất thải, sử dụng hiệu quả năng lượng và tài nguyên, tiết kiệm chi phí quản lý vận hành; đồng thời theo dõi xu hướng phát triển của doanh nghiệp gắn liền với mục tiêu bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

Kết quả nghiên cứu cho thấy xây dựng và áp dụng bộ chỉ số EKPI cho ngành nghề kinh tế là công cụ tất yếu sẽ được áp dụng tại Việt Nam trong tương lai gần, đặc biệt đối với ngành công nghiệp dầu khí đã phát triển các hệ thống quản lý theo tiêu chuẩn quốc tế đối với các hoạt động kinh tế và công tác bảo vệ môi trường.

2. Phương pháp tiếp cận và tiêu chí xây dựng bộ chỉ số EKPI

Bộ chỉ số EKPI cho các doanh nghiệp dầu khí tại Việt Nam được thiết lập theo nguyên tắc SMART trên cơ sở nghiên cứu các bộ chỉ số EKPI đã được áp dụng phổ biến trên thế giới, bộ chỉ số EKPI của các tỉnh thành phố trực thuộc Trung ương do Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành năm 2019 và hiện trạng, năng lực quản lý các vấn đề môi trường của các doanh nghiệp dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam.

Phương pháp xây dựng bộ chỉ số EKPI cho các doanh nghiệp dầu khí tại Việt Nam được tóm tắt trong Hình 1.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Thiết lập bộ chỉ số EKPI đối với hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi

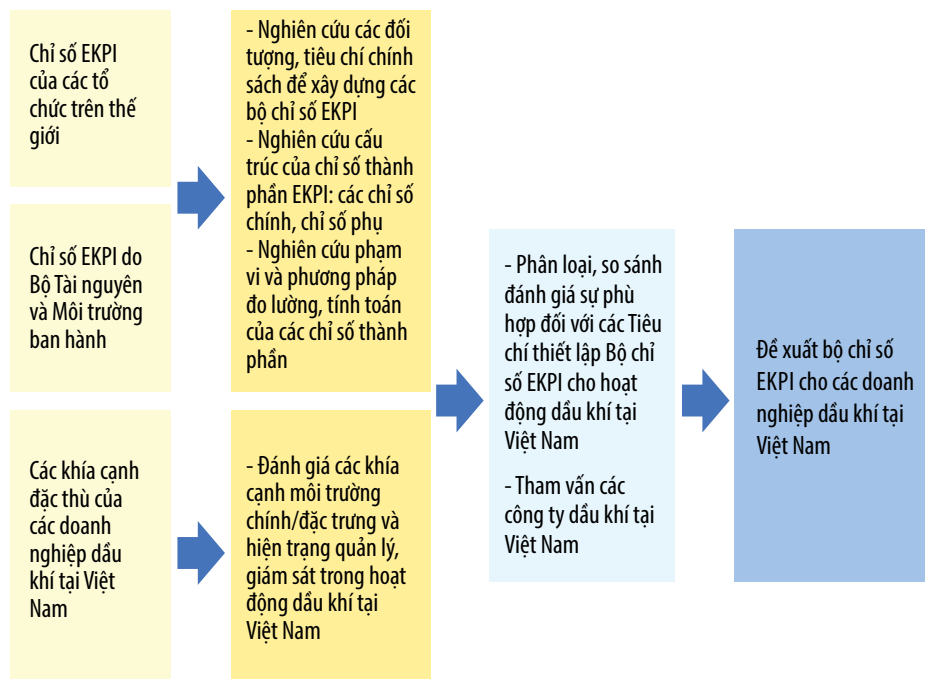
Trên cơ sở phân tích các chỉ số EKPI trên thế giới, đặc thù của hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi, lấy ý kiến



Ngày nhận bài: 18/2/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 18/2 - 6/4/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/4/2021.

đại diện của các doanh nghiệp điển hình, nhóm tác giả đã đề xuất 6 chỉ số EKPI với mức độ phù hợp cao (mức 5/5) có thể áp dụng cho các doanh nghiệp khai thác dầu khí ngoài khơi gồm: Khí nhà kính; tiêu thụ năng lượng; hệ thống đước; nước khai thác thải; dung dịch khoan nền không nước trong mùn khoan thải; sự cố tràn dầu. Các chỉ số có thể được đo lường cụ thể theo đơn vị chuẩn quốc tế (hệ SI) nên có thể so sánh số liệu giữa các doanh nghiệp tại Việt Nam hoặc quốc tế; có thể kiểm chứng được qua các số liệu thống kê hằng năm.



Hình 1. Phương pháp tiếp cận xây dựng bộ chỉ số EKPI cho các doanh nghiệp dầu khí tại Việt Nam.

Bảng 1. Bộ chỉ số EKPI được đề xuất áp dụng cho hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi tại Việt Nam

TT	Bộ chỉ số EKPI		Đánh giá mức độ phù hợp
1	Khí nhà kính		<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo quy định của Việt Nam hiện nay, các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi chưa phải giám sát khí nhà kính. Tuy nhiên, theo cam kết phải cắt giảm được 25% lượng khí nhà kính trong giai đoạn 2021 - 2030 của Việt Nam tại Hội nghị COP21, các ngành công nghiệp sẽ phải tiến hành kiểm kê và có lộ trình cắt giảm khí thải nhà kính tương ứng. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn (trên 95%) trong tổng lượng khí nhà kính phát sinh từ các hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi.
	Thông số thống kê	Đơn vị tính	
	CO ₂	Triệu tấn CO ₂ tương đương/10 ³ tấn hydrocarbon khai thác	
	CH ₄		
N ₂ O			
2	Tiêu thụ năng lượng		<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Trong Chiến lược quốc gia về hành động biến đổi khí hậu nhằm giảm phát thải khí nhà kính do Bộ Tài nguyên và Môi trường phối hợp với JICA để xuất vào 5/2017 thì tăng hiệu quả sử dụng năng lượng là giải pháp tốt nhất để giảm phát thải khí nhà kính. Ngoài ra, đây cũng là tiêu chí đánh giá hiệu quả bảo vệ môi trường của IOGP. - Tính rõ ràng: Từng loại năng lượng tiêu thụ cho hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi đã được phân loại và định danh theo tiêu chuẩn quốc tế cũng như của IOGP. - Tính đại diện: Đặc thù của ngành dầu khí là tạo ra nguồn năng lượng cho các ngành công nghiệp khác, song cũng cần sử dụng năng lượng trong quá trình khai thác, vận hành, xử lý... Các hoạt động sử dụng nhiên liệu (lò, khí) tạo ra năng lượng đều sẽ được thống kê trong chỉ số này để đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng cũng như nỗ lực cắt giảm khí thải của doanh nghiệp.
	Thông số thống kê	Đơn vị tính	
	Lượng năng lượng tiêu thụ cho tất cả hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi	GJ/tấn hydrocarbon khai thác	
3	Đuốc đốt		<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Hoạt động của đuốc đốt thể hiện được tính ổn định và hiệu quả của công trình khai thác ngoài khơi. Kiểm soát lượng hydrocarbon đưa đến đuốc đốt là trực tiếp kiểm soát tác động môi trường không khí do các công trình dầu khí ngoài khơi gây ra. - Tính rõ ràng: Chỉ số này là toàn bộ lượng hydrocarbon (ở pha khí) dẫn đến hệ thống đuốc để đốt bỏ vì bất kỳ lý do gì. - Tính đại diện: Đốt duy trì, xả áp hoặc khẩn cấp bằng hệ thống đuốc đốt là hoạt động đặc thù của ngành dầu khí, chỉ số này tính toán toàn bộ lượng hydrocarbon đốt bỏ tại đuốc nên mang tính đại diện cao khi đánh giá tác động của đuốc đốt trong hoạt động khai thác ngoài khơi.
	Thông số thống kê	Đơn vị tính	
	Tổng lượng hydrocarbon đốt bỏ	Tấn/10 ³ tấn hydrocarbon khai thác	

TT	Bộ chỉ số EKPI		Đánh giá mức độ phù hợp
4	Nước khai thác		<p>- Tính phù hợp: Hàm lượng dầu trong nước khai thác trước khi thải xuống biển phải được xử lý đạt Quy chuẩn quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển (QCVN 35:2010/BTNMT). Trên thực tế, cần phải xác định thêm lượng nước khai thác thải trực tiếp ra môi trường mới có thể tính toán chính xác lượng chất thải phát sinh ra môi trường.</p> <p>- Tính rõ ràng: Các thông số lượng nước khai thác thải ra môi trường, tỷ lệ (%) bơm ép trở lại vỉa và hàm lượng dầu trong nước khai thác là các thông số đã được định nghĩa rất rõ ràng theo tiêu chuẩn quốc tế cũng như của IOGP.</p> <p>- Tính đại diện: Nước khai thác là nguồn thải đặc trưng phát sinh trong hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi. Lượng nước khai thác thải và hàm lượng dầu còn lại trong nước khai thác đã xử lý trước khi thải bỏ ra ngoài môi trường phản ánh đầy đủ mức độ tác động của nguồn thải này đến chất lượng nước biển và hệ sinh thái biển.</p>
	Thông số thống kê	Đơn vị tính	
	Lượng nước khai thác thải ra ngoài môi trường	Tấn (thải xuống biển) % (bơm ép trở lại vỉa)	
	Hàm lượng dầu còn lại trong nước khai thác đã xử lý (khí thải bỏ ra ngoài môi trường)	Mg/lít tấn dầu thải ra môi trường/10 ⁶ tấn hydrocarbon khai thác	
5	Dung dịch khoan nền không nước trong mùn khoan thải		<p>- Tính phù hợp: Loại dung dịch nền và hàm lượng dung dịch khoan nền không nước trong mùn khoan thải xuống biển đều đã được quy định cụ thể trong QCVN 36:2010/BTNMT.</p> <p>- Tính rõ ràng: Lượng dung dịch khoan nền không nước bám dính trên mùn khoan thải là thuật ngữ chuyên dụng và phổ biến trong hoạt động khai thác dầu khí ngoài khơi. Ngoài ra, thông số này còn có thể đo lường bằng phương pháp lấy mẫu phân tích tại hiện trường và phòng thí nghiệm.</p> <p>- Tính đại diện: Dung dịch khoan nền không nước có trong mùn khoan thải ra biển là khía cạnh môi trường đặc trưng trong hoạt động dầu khí ngoài khơi (trong các chiến dịch khoan). Các thông số thống kê liên quan đến loại dung dịch nền và lượng dung dịch khoan nền trong nước thải ra môi trường phản ánh đầy đủ nhất tác động đến môi trường của hoạt động dầu khí ngoài khơi.</p>
	Thông số thống kê	Đơn vị tính	
	Lượng dung dịch khoan nền không nước bám dính trên mùn khoan thải	Tấn	
6	Sự cố tràn dầu		<p>- Tính phù hợp: Kiểm soát các sự cố tràn dầu hoặc hóa chất ra môi trường được Việt Nam quy định rất cụ thể. Ngoài ra, theo IOGP, cùng với các thông số về kiểm soát khí thải thì sự cố tràn dầu là chỉ số quan trọng khi đánh giá hiệu quả và an toàn môi trường trong quá trình vận hành hệ thống khai thác.</p> <p>- Tính rõ ràng: Sự cố tràn đổ được hiểu cụ thể là dầu hoặc các loại hóa chất có thể tràn đổ ra môi trường trong trường hợp xảy ra sự cố trên các công trình, phương tiện tham gia khai thác dầu khí ngoài khơi.</p> <p>- Tính đại diện: Nguy cơ tràn dầu và các hóa chất sử dụng trong các hoạt động khai thác và xử lý luôn là khía cạnh môi trường đáng quan tâm nhất trong quá trình vận hành, khai thác ngoài khơi. Việc đánh giá chỉ tiêu này thông qua các thông số thống kê về nguyên nhân, số vụ, số lượng dầu/hóa chất tràn...</p>
	Thông số thống kê (chỉ tính với sự cố tràn từ 1 thùng trở lên)	Đơn vị tính	
	Dầu tràn (dầu thô, condensate, dung dịch khoan nền không nước và các sản phẩm dầu khí khác)	Số vụ xảy ra/năm Tấn dầu tràn/10 ⁶ tấn hydrocacbon khai thác	

3.2. Thiết lập các chỉ số EKPI đối với hoạt động dầu khí trên bờ

Trên cơ sở sàng lọc các chỉ số EKPI các Tổ chức Quốc tế như GRI (30 chỉ số), Đại học Yale và Đại học Columbia (11 chỉ số) và Cục Môi trường Thực phẩm và Nông thôn của Vương quốc Anh (22 chỉ số), hiện trạng các vấn đề môi trường đặc thù của hoạt động khai thác dầu khí trên bờ, đồng thời kết hợp lấy ý kiến đại diện của một số nhà máy/cơ sở dầu khí điển hình, nhóm tác giả đã đề xuất 7 chỉ số

EKPI với mức độ phù hợp cao (mức từ 3/5 đến 5/5) có thể áp dụng cho các doanh nghiệp khai thác dầu khí trên bờ gồm:

- Năng lượng
- + Tiêu thụ năng lượng
- + Cường độ tiêu thụ năng lượng
- Nguyên vật liệu
- + Khối lượng nguyên liệu thô sử dụng

Bảng 2. Bộ chỉ số EKPI được đề xuất áp dụng cho hoạt động dầu khí trên bờ tại Việt Nam

TT	Bộ chỉ số EKPI		Đơn vị tính	Đánh giá mức độ phù hợp
1	Nguyên vật liệu	Khối lượng nguyên liệu thô sử dụng	Tấn	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Chỉ số này phù hợp để đánh giá hiệu quả hoạt động bảo vệ môi trường vì thể hiện rõ mối tương quan giữa nguyên vật liệu đầu vào và lượng chất thải ra môi trường. - Tính rõ ràng: Khối lượng vật liệu đầu vào sử dụng cho hoạt động sản xuất kinh doanh của nhà máy/cơ sở. - Tính đại diện: Lượng vật liệu tiêu thụ là chỉ số phổ biến đặc trưng cho các hoạt động sản xuất kinh doanh.
2	Năng lượng	Tổng năng lượng tiêu thụ	GJ	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Tăng hiệu quả sử dụng năng lượng là giải pháp tốt nhất để giảm phát thải khí nhà kính và tiết kiệm chi phí sản xuất. Do đó, đây là chỉ tiêu phù hợp để đánh giá hiệu quả bảo vệ môi trường của nhà máy/cơ sở. - Tính rõ ràng: Năng lượng sinh ra khi tiêu thụ bất kỳ loại nhiên liệu nào để phục vụ cho hoạt động của các máy móc, thiết bị trong quá trình vận hành nhà máy/cơ sở. - Tính đại diện: Các hoạt động sử dụng nhiên liệu (lòng, khí) tạo ra năng lượng đều sẽ được thống kê trong chỉ số này để đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng cũng như nỗ lực cắt giảm khí thải của doanh nghiệp.
		Cường độ tiêu thụ năng lượng	GJ/tấn sản phẩm	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Lượng tiêu thụ năng lượng trên 1 đơn vị sản phẩm là chỉ số đánh giá được hiệu quả sử dụng năng lượng của nhà máy/cơ sở khi sản xuất ra sản phẩm và làm cơ sở để cải tiến quy trình sản xuất và tiết kiệm năng lượng trong nhà máy/cơ sở. Theo Luật Bảo vệ Môi trường 2020 quy định các cơ sở phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính và tiêu thụ nhiên liệu, năng lượng trên đơn vị sản phẩm. Do đó, đây là chỉ tiêu phù hợp để đánh giá hiệu quả bảo vệ môi trường của nhà máy/cơ sở trong điều kiện Việt Nam. - Tính rõ ràng: Lượng năng lượng tiêu thụ khi sản xuất ra 1 đơn vị sản phẩm. - Tính đại diện: Chỉ số này mang tính đại diện cho hoạt động sản xuất kinh doanh của các nhà máy/cơ sở. Tổng năng lượng tiêu thụ tương ứng với tổng sản phẩm đầu ra đều được thống kê trong chỉ số này để đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng cũng như nỗ lực cắt giảm khí thải.
3	Tiêu thụ nước	Tổng lượng nước tiêu thụ	m ³	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Chỉ số này thể hiện mối tương quan giữa lượng nước đầu vào và lượng nước thải ra môi trường. - Tính rõ ràng: Lượng nước đầu vào sử dụng cho các hoạt động sản xuất kinh doanh của các ngành công nghiệp. - Tính đại diện: Lượng nước tiêu thụ đại diện cho việc sử dụng tài nguyên nước và mức độ phát sinh nước thải ra môi trường của nhà máy/cơ sở.
		Cường độ tiêu thụ nước	m ³ /tấn sản phẩm hoặc tấn nguyên liệu	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Luật Bảo vệ Môi trường 2020 của Việt Nam, quy định cơ sở phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính và báo cáo ở cấp cơ sở có liên quan. Vì thế, đây là chỉ tiêu phù hợp để đánh giá hiệu quả bảo vệ môi trường cũng như giảm nhẹ phát thải khí nhà kính của nhà máy/cơ sở, phù hợp với điều kiện của đất nước và cam kết quốc tế. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số đã được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn khi tiêu thụ nhiên liệu trong quá trình vận hành các công trình dầu khí, do đó sẽ phản ánh khá chính xác tỷ lệ phát thải khí nhà kính của các doanh nghiệp.
4	Khí thải	Khí nhà kính (GHG) trực tiếp (Scope 1)	Tấn CO ₂ e	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Nghị định số 40/2019/NĐ-CP của Chính phủ quy định các nhà máy/cơ sở phải thực hiện giám sát lưu lượng thải, các thông số đặc trưng của nguồn nước thải và vị trí giám sát các điểm thải phải được mô tả rõ. Vì thế, đây là chỉ số phù hợp với các yêu cầu của pháp luật hiện hành và các nhà máy/cơ sở đang tuân thủ thực hiện trong chương trình quản lý và giám sát môi trường. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số đã được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn khi tiêu thụ nhiên liệu trong quá trình vận hành các công trình dầu khí, do đó sẽ phản ánh khá chính xác tỷ lệ phát thải khí nhà kính của các doanh nghiệp.
		Cường độ phát thải khí nhà kính (GHG)	Tấn CO ₂ e/tấn sản phẩm	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Nghị định số 40/2019/NĐ-CP của Chính phủ quy định các nhà máy/cơ sở phải thực hiện giám sát lưu lượng thải, các thông số đặc trưng của nguồn nước thải và vị trí giám sát các điểm thải phải được mô tả rõ. Vì thế, đây là chỉ số phù hợp với các yêu cầu của pháp luật hiện hành và các nhà máy/cơ sở đang tuân thủ thực hiện trong chương trình quản lý và giám sát môi trường. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số đã được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn khi tiêu thụ nhiên liệu trong quá trình vận hành các công trình dầu khí, do đó sẽ phản ánh khá chính xác tỷ lệ phát thải khí nhà kính của các doanh nghiệp.
5	Nước thải	Tổng lượng nước thải	m ³	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Nghị định số 40/2019/NĐ-CP của Chính phủ quy định các nhà máy/cơ sở phải thực hiện giám sát lưu lượng thải, các thông số đặc trưng của nguồn nước thải và vị trí giám sát các điểm thải phải được mô tả rõ. Vì thế, đây là chỉ số phù hợp với các yêu cầu của pháp luật hiện hành và các nhà máy/cơ sở đang tuân thủ thực hiện trong chương trình quản lý và giám sát môi trường. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số đã được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn khi tiêu thụ nhiên liệu trong quá trình vận hành các công trình dầu khí, do đó sẽ phản ánh khá chính xác tỷ lệ phát thải khí nhà kính của các doanh nghiệp.
		Cường độ xả thải nước thải	m ³ /tấn sản phẩm	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Nghị định số 40/2019/NĐ-CP của Chính phủ quy định các nhà máy/cơ sở phải thực hiện giám sát lưu lượng thải, các thông số đặc trưng của nguồn nước thải và vị trí giám sát các điểm thải phải được mô tả rõ. Vì thế, đây là chỉ số phù hợp với các yêu cầu của pháp luật hiện hành và các nhà máy/cơ sở đang tuân thủ thực hiện trong chương trình quản lý và giám sát môi trường. - Tính rõ ràng: Từng chỉ số đã được định danh cụ thể trong danh mục các khí nhà kính của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC). - Tính đại diện: Các thành phần CO₂, CH₄, N₂O chiếm tỷ trọng lớn khi tiêu thụ nhiên liệu trong quá trình vận hành các công trình dầu khí, do đó sẽ phản ánh khá chính xác tỷ lệ phát thải khí nhà kính của các doanh nghiệp.

TT	Bộ chỉ số EKPI		Đơn vị tính	Đánh giá mức độ phù hợp
6	Chất thải rắn	- Tổng lượng chất thải rắn phát sinh - Lượng chất thải nguy hại phát sinh	Tấn	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Thực hiện quản lý chất thải nguy hại đã được quy định cụ thể trong Thông tư 36/2015/TT-BTNMT. Bên cạnh đó, nỗ lực kiểm soát và giảm thiểu chất thải phát sinh ra môi trường còn được thể hiện ở tỷ lệ lượng chất thải được tái chế và sử dụng để giảm thiểu tối đa lượng chất thải cần xử lý. - Tính rõ ràng: Các loại chất thải phát sinh từ các hoạt động nhà máy/cơ sở dầu khí bao gồm chất thải nguy hại, chất thải công nghiệp thông thường, chất thải sinh hoạt, chất thải xây dựng... được quy định rõ ràng trong lĩnh vực môi trường. - Tính đại diện: Xác định khối lượng các loại chất thải phát sinh trong quá trình vận hành các công trình dầu khí. Chỉ số này cũng được quy định trong chương trình giám sát định kỳ của công trình dầu khí nên mang tính đại diện cao khi đánh giá khía cạnh quản lý chất thải phát sinh từ hoạt động dầu khí.
7	Tuân thủ về môi trường	Số lần vi phạm về môi trường	Số lần	<ul style="list-style-type: none"> - Tính phù hợp: Theo Nghị định số 155/2016/NĐ-CP ban hành ngày 18/11/2016 của Chính phủ về Quy định xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực bảo vệ môi trường, các tổ chức/cơ sở không tuân thủ pháp luật và các quy định về môi trường sẽ bị xử phạt vi phạm hành chính. Vì thế, đây là chỉ số phù hợp khi đánh giá hiệu quả hoạt động môi trường gắn liền với hiệu quả kinh tế của từng công trình dầu khí. - Tính rõ ràng: Các vi phạm hành chính trong lĩnh vực bảo vệ môi trường được pháp luật quy định. - Tính đại diện: Tuân thủ an toàn và môi trường là vấn đề quan trọng trong quá trình vận hành công trình dầu khí.

- Tiêu thụ nước
- + Tổng lượng nước tiêu thụ
- + Cường độ tiêu thụ nước
- Khí nhà kính
- + Khí nhà kính trực tiếp (Scope 1)
- + Cường độ phát thải khí nhà kính
- Nước thải
- + Tổng lượng nước thải
- + Cường độ xả thải
- Chất thải rắn
- + Tổng lượng nước thải
- + Cường độ xả thải
- Tuân thủ môi trường.

4. Kết luận

Sau quá trình nghiên cứu và phân tích bộ chỉ số EKPI của các tổ chức dầu khí uy tín, các nhà thầu dầu khí trong/ngoài nước và các doanh nghiệp dầu khí trên bờ, nhóm tác giả đã tiến hành sàng lọc các chỉ số phù hợp nhất với điều kiện hoạt động dầu khí tại Việt Nam cũng như đảm bảo tuân thủ các quy định pháp luật về bảo vệ môi trường của Việt Nam. Bộ chỉ số EKPI được đề xuất gồm 6 chỉ số thành phần áp dụng cho các doanh nghiệp khai thác dầu khí ngoài khơi và 7 chỉ số thành phần áp dụng cho các

doanh nghiệp hoạt động dầu khí trên bờ phù hợp chuẩn mực quốc tế và quy định của Việt Nam.

Việc áp dụng bộ chỉ số này đem lại lợi ích thiết thực như giúp giảm chi phí sử dụng năng lượng; giảm chi phí xử lý chất thải phát sinh... Ngoài ra, việc tham khảo kết quả hoạt động bảo vệ môi trường của các doanh nghiệp dầu khí khác sẽ tạo tiền đề cho việc trao đổi, học hỏi kinh nghiệm thực tiễn để cải tiến hệ thống quản lý môi trường cho các doanh nghiệp tham gia áp dụng bộ chỉ số này.

Tài liệu tham khảo

[1] Bộ Tài nguyên và Môi trường, *Quyết định số 2782/QĐ-BTNMT về việc Ban hành Bộ chỉ số đánh giá kết quả bảo vệ môi trường của các tỉnh, thành phố thuộc Trung ương*, 2019.

[2] The International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), *Environmental performance indicators*, 2019.

[3] Global Reporting Initiative (GRI), *The global standards for sustainability reporting*, 2016.

[4] EPI, "Environmental performance index 2020". [Online]. Available: <https://epi.yale.edu/downloads/epi2020report20210112.pdf>.

[5] Department for Environment, Food and Rural Affairs, *Environmental key performance indicators - Reporting guidelines for UK Business*, 2019.

[6] BSR, "Báo cáo hiện trạng và giám sát môi trường của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất", 2019.

[7] PVFCCo, "Báo cáo hiện trạng và giám sát môi trường của Nhà máy Đạm Phú Mỹ", 2019.

[8] ISO, ISO 14031:2013 - *Environmental management - Environmental performance evaluation - guidelines*, 2013.

[9] IFC, *Environmental, health, and safety guidelines for offshore oil and gas development*, 2016.

[10] IFC, *Environmental, health, and safety guidelines for petroleum refining*, 2016.

STUDY TO PROPOSE AN ENVIRONMENTAL KEY PERFORMANCE INDEX FOR OIL AND GAS COMPANIES IN VIETNAM

Thai Cam Tu, Nguyen Dinh Phong, Tran Phi Hung, Dinh Ba Phu, Tran Thi Tu Anh, Nguyen Le My Nhan, Pham Thi Le Na

Vietnam Petroleum Institute

Email: tutc.cpse@vpi.pvn.vn

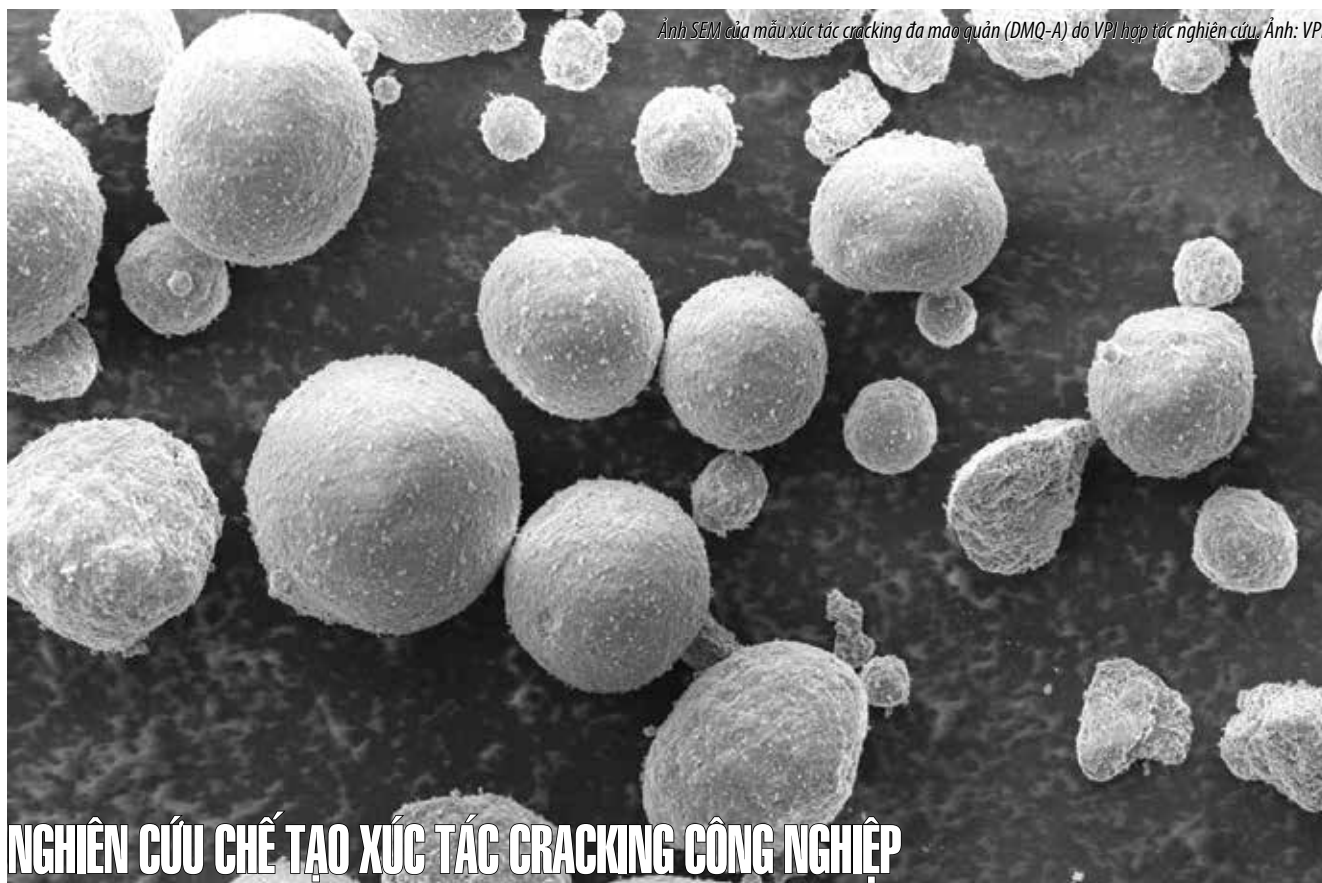
Summary

The study has proposed an Environmental Key Performance Index (EKPI) for offshore and onshore oil and gas activities in compliance with international and Vietnamese regulations. This EKPI will serve as a tool for oil and gas companies in Vietnam to evaluate and measure their environmental protection performance and sustainable development.

Through the EKPI evaluation results, companies will find solutions to improve quality in waste management, strive for efficient use of energy and resources, and save operating costs; at the same time monitor the development trend of the companies in linkage with environmental protection and sustainable development goals.

Key words: Environmental protection, offshore oil and gas activities, onshore oil and gas activities, EKPI.

Ảnh SEM của mẫu xúc tác cracking đa mao quản (DMQ-A) do VPI hợp tác nghiên cứu. Ảnh: VPI



NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO XÚC TÁC CRACKING CÔNG NGHIỆP

TRÊN CƠ SỞ ZEOLITE Y VÀ ZEOLITE ZSM-5 ĐA MAO QUẢN

Với Đề tài Nghị định thư “Nghiên cứu chế tạo xúc tác cracking công nghiệp trên cơ sở zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản”, TS. Vũ Xuân Hoàn (Viện Dầu khí Việt Nam) và nhóm nghiên cứu đã bước đầu giải được bài toán giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vừa xử lý được nguyên liệu dầu thô đầu vào chất lượng thấp nhưng vẫn có sản phẩm đầu ra đạt chất lượng cao và gia tăng lợi nhuận.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được xây dựng và đưa vào vận hành thương mại từ năm 2009, được thiết kế để sử dụng nguồn nguyên liệu đầu vào là dầu thô Bạch Hổ. Tuy nhiên, sản lượng khai thác của mỏ Bạch Hổ ngày càng sụt giảm khiến Nhà máy Lọc dầu Dung Quất phải phối trộn dầu thô Bạch Hổ với các loại dầu chất lượng kém hơn, dẫn đến nguyên liệu cặn nặng (residue) cho Phân xưởng cracking xúc tác tầng sôi (RFCC) có xu hướng ngày càng xấu (cặn nặng hơn, khó cracking hơn, hàm lượng tạp chất kim loại cao hơn), khiến chất xúc tác nhanh mất hoạt tính.

Do chất lượng nguyên liệu đầu vào giảm, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cần sử dụng khối lượng xúc tác tăng gấp 2 - 3 lần so với khi chế biến dầu thô Bạch Hổ. Hiện nay, lượng xúc tác FCC thải của nhà máy vào khoảng 18 - 20 tấn/ngày và biện pháp xử lý chủ yếu là chôn lấp, không chỉ ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế mà còn tiềm ẩn nguy cơ ảnh hưởng đến môi trường.

Thực tế này đặt ra nhiệm vụ cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) là phát triển thế hệ xúc tác cracking mới dựa trên zeolite đa mao quản để chế biến hiệu quả nguồn nguyên liệu chất lượng xấu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với mục tiêu tăng hiệu

suất propylene (do biên lợi nhuận hóa dầu cao hơn so với lọc dầu) và tăng trị số octane của xăng.

Nhờ được tuyển chọn tham gia vào Chương trình quan hệ đối tác quốc tế về đổi mới bền vững (CLIENT II) với CHLB Đức và Đề tài Nghị định thư “Nghiên cứu chế tạo xúc tác cracking công nghiệp trên cơ sở zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản” hợp tác giữa Đức và Việt Nam, nhóm nghiên cứu của TS. Vũ Xuân Hoàn đã có cơ hội hợp tác với Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR, đơn vị quản lý và vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất), Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội, Đại học Công nghệ Dresden



(Technische Universität Dresden) và Công ty AIOTEC GmbH (Đức).

Trên cơ sở nghiên cứu, phân tích các phương pháp chế tạo zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản, phương pháp biến tính nâng cao độ bền thủy nhiệt, độ bền hoạt tính, công nghệ sấy phun để tạo hạt vi cầu cho xúc tác công nghiệp FCC, nhóm nghiên cứu của TS. Vũ Xuân Hoàn đã hợp tác với đối tác Đức xây dựng quy trình chế tạo xúc tác cracking công nghiệp từ zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản quy mô phòng thí nghiệm. Trọng tâm nghiên cứu là xây dựng quy trình tổng hợp NaY từ nguồn hóa chất công nghiệp, quy biến tính zeolite Y và zeolite ZSM-5 thành zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản, nâng cao

độ bền thủy nhiệt và độ bền hoạt tính cho zeolite đa mao quản; xây dựng quy trình sấy phun để tạo hạt xúc tác cracking công nghiệp phù hợp cho thiết bị cracking tầng sôi và đánh giá hiệu quả của xúc tác chế tạo so với xúc tác thương mại.

Nhóm nghiên cứu xác định điểm mấu chốt của nghiên cứu là mở rộng mao quản của zeolite, thành phần quan trọng nhất của xúc tác FCC, chiếm khoảng từ 10 - 50% khối lượng xúc tác, quyết định năng suất cracking của xúc tác cũng như hiệu suất sản phẩm xăng và khí. Nhóm nghiên cứu tiến hành nghiên cứu tổng hợp zeolite tiêu chuẩn, sau đó áp dụng thêm quá trình biến tính để tách chọn lọc một phần silic và nhôm khỏi khung mạng nhằm tạo ra

các kênh mao quản trung bình bên trong tinh thể zeolite, từ đó giúp cải thiện tốc độ khuếch tán cũng như tăng khả năng tiếp cận các tâm hoạt tính nằm sâu bên trong các vi mao quản.

Zeolite NaY có thể dễ dàng chế tạo từ muối nhôm, song do nguyên liệu này Việt Nam chưa có sản phẩm thương mại, nên nhóm nghiên cứu quyết định bắt đầu với hydroxide nhôm, loại nguyên liệu sẵn có trong nước nhưng thô hơn, khó chế tạo hơn và gần như rất ít nghiên cứu. Nhóm nghiên cứu của TS. Vũ Xuân Hoàn đã xây dựng thành công “Quy trình chế tạo zeolite NaY từ nguồn thủy tinh lỏng và hydroxide nhôm tại Việt Nam bằng phương pháp tạo mầm tinh thể”, có đơn

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



đăng ký sáng chế được Cục Sở hữu Trí tuệ chấp nhận ở trong nước, đồng thời cũng đang trong quá trình đăng ký bảo hộ sáng chế ở CHLB Đức.

Sau khi đã chế tạo được zeolite Y và zeolite ZSM-5 đa mao quản, nhóm nghiên cứu đối mặt với thách thức là kích thước hạt xúc tác chưa đạt tối ưu (40 - 80 μm với tỷ lệ khoảng 60%). Với thiết bị sấy phun quy mô phòng thí nghiệm, bước tạo hạt xúc tác cracking này là thách thức đối với cả các nhà nghiên cứu Đức và Việt Nam. Xúc tác cracking công nghiệp đòi hỏi rất nhiều thông số về vật lý, hóa lý và yêu cầu rất cao về tính lưu biến. Nhóm nghiên cứu thậm chí đã mạo hiểm nâng tỷ lệ rắn trong nguyên liệu sấy phun lên khoảng 15

- 20% khối lượng - yếu tố có thể gây tắc vòi sấy phun, để có thể tăng kích thước hạt xúc tác lên tỷ lệ tối ưu.

Dưới điều kiện khắc nghiệt của quá trình tái sinh xúc tác trong Phân xưởng RFCC (khoảng 700 - 800 $^{\circ}\text{C}$, có mặt hơi nước), cấu trúc zeolite dần bị phá hủy, làm mất hoạt tính. Để nâng cao độ bền thủy nhiệt và hoạt tính, nhóm nghiên cứu đã thêm bước bền hóa (trao đổi với ion đất hiếm để nâng cao độ bền cho zeolite đa mao quản, biến tính với P để nâng cao độ bền cho ZSM-5 đa mao quản) để hạn chế sự phá vỡ cấu trúc zeolite khi hoạt động trong điều kiện khắc nghiệt.

So sánh với các mẫu xúc tác đối chứng trên thị trường, sau khi giảm hoạt tính, xúc tác đa mao quản của nhóm nghiên cứu có diện tích bề mặt mesopore lớn hơn (125 m^2/g), có nghĩa là xúc tác có khả năng cracking phân đoạn cặn nặng tốt hơn, độ chuyển hóa cao hơn so với xúc tác hiện tại mà Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang sử dụng và có hiệu quả tương đương với xúc tác đa mao quản mới của Rive/Grace Davison. Đặc biệt, do bổ sung zeolite ZSM-5 với tỷ lệ hợp lý, xúc tác của nhóm nghiên cứu có hiệu suất propylene tăng rất mạnh (trên 13% khối lượng), đồng thời trị số octane của xăng cũng tăng thêm khoảng 5 đơn vị so với các dòng xúc tác đang dùng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện nay.

Kết quả đánh giá xúc tác trên phần mềm FCC-SIM mô phỏng điều kiện hoạt động của Phân xưởng RFCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho thấy, xúc tác đa mao quản là sự lựa chọn phù hợp khi cần mở rộng giới hạn của nguyên liệu chế biến. Hệ xúc tác này cho hoạt tính cao, ổn định, đồng thời việc sử dụng xúc tác đa mao quản không phải điều chỉnh lớn các thông số vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Kết quả này cho thấy tiềm năng ứng dụng cao của xúc tác cracking đa mao quản, mở ra các hướng nghiên cứu mới về xúc tác FCC, nhất là trong bối cảnh Việt Nam vẫn đang phải nhập khẩu hoàn toàn xúc tác cracking công nghiệp. Tuy nhiên, TS. Vũ Xuân Hoàn lưu ý, các bí quyết về công nghệ tạo hạt xúc tác, hợp phần pha nền, chất kết dính,... cực kỳ quan trọng nhưng hiện nay Việt Nam chưa làm được. Để có thể từng bước làm chủ công nghệ và đánh giá đầy đủ khả năng ứng dụng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cần thiết phải đầu tư nghiên cứu ở quy mô lớn hơn với máy sấy phun công nghiệp để hoàn thiện xúc tác trước khi ứng dụng thử nghiệm thực tế.

Hạnh Nguyên

Giếng khoan Kèn Bầu 2X, Lô 114, bể Sông Hồng, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: Trương Hoài Nam



CÁC GIẢI PHÁP TRONG LĨNH VỰC THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Tại Hội nghị thăm dò khai thác dầu khí năm 2021, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị các cấp có thẩm quyền, cơ quan quản lý Nhà nước về dầu khí có chủ trương nhất quán và ổn định cho công tác thăm dò khai thác dầu khí; xây dựng nguồn quỹ phù hợp với tìm kiếm thăm dò; kiện toàn khung pháp lý về dầu khí theo hướng tạo điều kiện khuyến khích các nhà đầu tư triển khai công việc trong tình hình mới, tránh chồng chéo với các quy định khác.



Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Ngày 15/4/2021, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị thăm dò khai thác dầu khí năm 2021 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí giai đoạn 2016 - 2020; định hướng công tác thăm dò khai thác giai đoạn 2021 - 2025 và các năm tiếp theo.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn gia tăng trữ lượng trên 60 triệu tấn dầu quy đổi, tiến hành thu nổ gần 25.000 km địa chấn 2D và 10.000 km² địa chấn 3D; hoàn thành thi công trên 50 giếng khoan thăm dò thăm lượng ở trong nước; sản lượng khai thác đạt 71,2 triệu tấn dầu thô và 49,9 tỷ m³ khí; có 6 phát hiện dầu khí mới. Đặc biệt, phát hiện Kèn Bầu (Lô 114) đã làm thay đổi bức tranh tiềm năng dầu khí và mở ra cơ hội tìm kiếm thăm dò cho đối tượng bẫy chứa phi cấu trúc tại khu vực phía Nam bể Sông Hồng và lân cận.

Về các thách thức, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng

cho biết: Nguồn tài nguyên còn lại ở khu vực truyền thống ngày càng hạn chế; việc triển khai công tác thăm dò khai thác tại khu vực nước sâu, xa bờ phải đối mặt với thách thức, khó khăn về kỹ thuật cũng như điều kiện triển khai không thuận lợi. Sản lượng khai thác tại các mỏ hiện tại suy giảm nhanh; các mỏ dầu khí mới trữ lượng nhỏ, điều kiện cận biên nên khó đưa vào khai thác; cơ chế, chính sách pháp luật về dầu khí còn nhiều bất cập, ảnh hưởng lớn tới hoạt động thăm dò khai thác dầu khí...

Trong giai đoạn 2021 - 2025, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 18 - 25 triệu tấn dầu quy đổi/năm (ở trong nước 16 - 22 triệu tấn/năm, ở nước ngoài 2 - 3 triệu tấn/năm), sản lượng khai thác 43 - 49 triệu tấn dầu thô và 55 - 60 tỷ m³ khí; xây dựng khoảng 20 công trình khai thác mới.

Riêng năm 2021, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu khoan 10 giếng thăm dò thăm lượng; gia tăng trữ lượng

12 - 18 triệu tấn dầu quy đổi; ký 1 - 2 hợp đồng dầu khí mới; sản lượng khai thác 9,72 triệu tấn dầu thô và 9,76 tỷ m³ khí; phát triển và đưa 3 công trình/mỏ mới vào khai thác.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò: Rà soát, chuẩn bị kỹ các phương án địa chất, phương án khoan, giám sát chặt chẽ công tác thi công khoan, triển khai đúng tiến độ, an toàn, hiệu quả các giếng khoan thăm dò thăm lượng và các hoạt động sửa chữa, hoàn thiện, xử lý vùng cận đáy giếng. Trên cơ sở chiến lược và kế hoạch đã có, chuẩn bị năng lực kỹ thuật, tài chính, nhân lực... tập trung tìm kiếm thăm dò dầu (tăng giá trị trong ngắn hạn) và tìm kiếm thăm dò khí (dài hạn). Xây dựng kế hoạch/định hướng cho hoạt động tìm kiếm thăm dò; hoàn thiện quy trình/tiêu chí đánh giá, thẩm định hoạt động tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng, tối ưu chi phí trên cơ sở đánh giá các phương án kỹ thuật, xem



xét dùng giãn, kéo dài các dự án chưa cần thiết. Mở rộng việc tích hợp/liên kết các lĩnh vực liên quan đến hoạt động tìm kiếm thăm dò, đẩy mạnh các giải pháp kỹ thuật, đàm phán giảm giá dịch vụ, tối đa giá trị, đảm bảo hiệu quả kinh tế của từng giếng khoan và của cả dự án.

Về ứng dụng khoa học công nghệ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ xây dựng cơ sở dữ liệu thăm dò khai thác và áp dụng

công nghệ chuyển đổi số trong lĩnh vực thăm dò khai thác nhằm nâng cao giá trị trữ lượng hiện có, tìm kiếm trữ lượng mới, đảm bảo đầu ra khai thác dài hạn, an toàn, hiệu quả; triển khai các giải pháp, áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện giếng tiên tiến, đảm bảo an toàn cho thi công và tiết kiệm thời gian lẫn chi phí khi khoan...

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất cấp có thẩm quyền sửa đổi, bổ sung Luật

Dầu khí nhằm tăng cường thu hút đầu tư; có cơ chế, giải pháp phù hợp đẩy mạnh phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên để đảm bảo duy trì sản lượng khai thác và hỗ trợ tăng cường tìm kiếm thăm dò; đề xuất ban hành chính sách khuyến khích áp dụng các giải pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu...

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Ngọc Sơn cho biết, Tập đoàn



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

Về ứng dụng khoa học công nghệ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ xây dựng cơ sở dữ liệu thăm dò khai thác và áp dụng công nghệ chuyển đổi số trong lĩnh vực thăm dò khai thác nhằm nâng cao giá trị trữ lượng hiện có, tìm kiếm trữ lượng mới, đảm bảo đầu ra khai thác dài hạn, an toàn, hiệu quả; triển khai các giải pháp, áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện giếng tiên tiến, đảm bảo an toàn cho thi công và tiết kiệm thời gian lẫn chi phí khi khoan...

lượng, tham gia thực thi bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Cụ thể, Tập đoàn sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí trong nước, đồng thời tìm kiếm cơ hội thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài. Bên cạnh đó, đẩy mạnh thu hút và khuyến khích các nhà đầu tư nước ngoài và trong nước tham gia vào các hoạt động thăm dò khai thác của Tập đoàn, tăng cường nghiên cứu điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò các đối tượng phi truyền thống...

Để thực hiện thành công chiến lược phát triển trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, ngoài nỗ lực từ Tập đoàn thì cơ chế chính sách liên quan đến hoạt động dầu khí có vai trò quyết định. Tập đoàn kiến nghị các cấp có thẩm quyền, cơ quan quản lý Nhà nước về dầu khí có chủ trương nhất quán và ổn định cho công tác thăm dò khai thác dầu khí; xây dựng nguồn quỹ phù hợp với tìm kiếm thăm dò; kiện toàn khung pháp lý về dầu khí theo hướng tạo điều kiện khuyến khích các nhà đầu tư triển khai công việc trong tình hình mới, tránh chồng chéo với các quy định khác.

Việt Hà

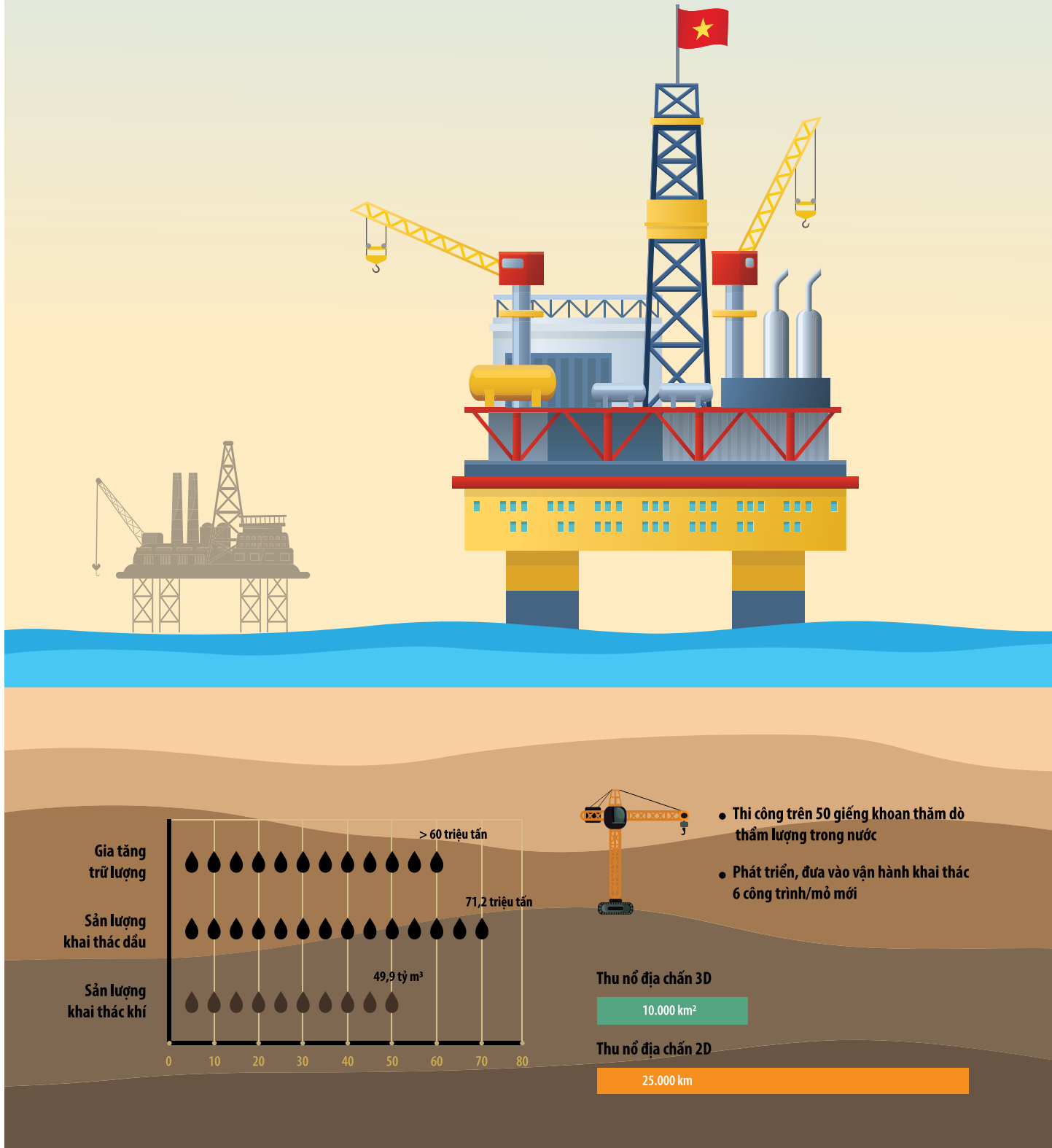
đang tập trung thực hiện kế hoạch năm 2021, giai đoạn 2021 - 2025 với các mục tiêu chủ yếu là: Tập trung cho các dự án trọng điểm; tối đa các giá trị tài sản hiện có; phát triển các dự án mới để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng. Tập đoàn sẽ triển khai đồng bộ các nhóm giải pháp, trong đó có 3 nhóm giải pháp trọng tâm gồm: Nâng cao năng lực quản trị, đặc biệt là nguồn lực con người; đẩy mạnh chuyển đổi số,

ứng dụng khoa học công nghệ trong lĩnh vực thăm dò khai thác; xây dựng cơ chế chính sách, khung pháp lý để tạo môi trường thông thoáng cho các nhà đầu tư.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam định hướng hoạt động thăm dò khai thác dầu khí gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, đảm bảo đồng bộ, hiệu quả, bền vững, có khả năng cạnh tranh, góp phần đảm bảo an ninh năng

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn gia tăng trữ lượng trên 60 triệu tấn dầu quy đổi, tiến hành thu nổ gần 25.000 km địa chấn 2D và 10.000 km² địa chấn 3D; hoàn thành thi công trên 50 giếng khoan thăm dò thăm lượng ở trong nước; sản lượng khai thác đạt 71,2 triệu tấn dầu thô và 49,9 tỷ m³ khí.

2016 - 2020



2021 - 2025

Trong giai đoạn 2021 - 2025, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 18 - 25 triệu tấn dầu quy đổi/năm (ở trong nước 16 - 22 triệu tấn/năm, ở nước ngoài 2 - 3 triệu tấn/năm), sản lượng khai thác 43 - 49 triệu tấn dầu thô và 55 - 60 tỷ m³ khí; xây dựng khoảng 20 công trình khai thác mới.

18 - 25 triệu tấn/năm



Gia tăng trữ lượng: 18 - 25 triệu tấn dầu quy đổi/năm

43 - 49 triệu tấn

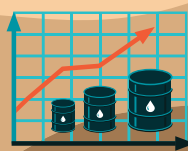
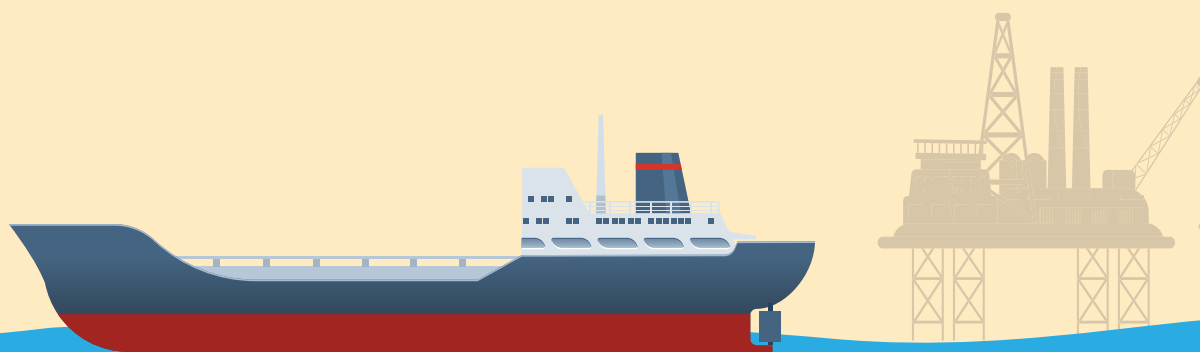


Khai thác dầu thô: 43 - 49 triệu tấn dầu thô

55 - 60 tỷ m³



Khai thác khí: 55 - 60 tỷ m³



Đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí trong nước, đồng thời tìm kiếm cơ hội thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài.

Xây dựng cơ sở dữ liệu thăm dò khai thác và áp dụng công nghệ chuyển đổi số trong lĩnh vực thăm dò khai thác nhằm nâng cao giá trị trữ lượng hiện có, tìm kiếm trữ lượng mới, đảm bảo đầu ra khai thác dài hạn, an toàn, hiệu quả.

Triển khai các giải pháp, áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện giếng tiên tiến, đảm bảo an toàn cho thi công và tiết kiệm thời gian lẫn chi phí khi khoan; nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu...

Kiến nghị kiện toàn khung pháp lý về dầu khí theo hướng tạo điều kiện khuyến khích các nhà đầu tư triển khai công việc trong tình hình mới, tránh chồng chéo với các quy định khác.



BSR CHẾ BIẾN THỬ NGHIỆM THÀNH CÔNG DẦU THÔ SÔNG ĐỐC VÀ MINAS

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô Sông Đốc của Việt Nam và dầu thô nhập khẩu Minas-Sumatran Light của Indonesia.

Kết quả thử nghiệm cho thấy, dầu thô Sông Đốc chế biến thành công với tỷ lệ phối trộn 20% thể tích (công suất phân xưởng chưng cất dầu thô - CDU là 105%) và đánh giá có khả năng tăng tối đa đến 40 - 50% thể tích. BSR sẽ tận dụng cơ hội để mua chuyên (spot) dầu thô này với mục tiêu tăng thêm công suất chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Dầu Minas - Sumatran Light chế biến thành công với tỷ lệ phối trộn 20% thể tích. Loại dầu thô xuất xứ từ Indonesia có sản lượng tương đối cao nên đây cũng chính là loại dầu thô chiến lược của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Phó Tổng giám đốc BSR Bùi Ngọc Dương nhận định: "Chiến lược của BSR là đa dạng hóa nguồn dầu thô cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm bổ sung, thay



Phân xưởng CDU Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

thể dẫn sản lượng dầu thô Bạch Hổ và các dầu trong nước ngày càng sụt giảm mạnh; chủ động và linh hoạt trong việc lựa chọn các nguồn dầu thô nhập khẩu giá rẻ trong thời gian tới. BSR đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, đánh giá các nguồn dầu thô có tiềm năng chế biến, khả năng cung cấp và mức chế biến tối đa tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đặc biệt là các dầu ngoại nhập có giá cạnh tranh”.

Việc chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô mới giúp BSR nâng tổng số



Khu bể chứa dầu thô của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

loại dầu thô thay thế Bạch Hổ đã chế biến tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lên đến 25 loại (trong đó có 17 loại dầu thô nhập khẩu). Đồng thời, giúp BSR duy trì vận hành ổn định Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ở công suất tối ưu 105%, cao hơn so với kế hoạch là 103%.

Theo kế hoạch trong tháng 5 và 6/2021, BSR tiếp tục chế biến thử nghiệm thêm 2 loại dầu thô nhập khẩu mới là Forcados (Nigeria) và Bu Attifel (Libya). Trước đó, BSR chế biến thử nghiệm thành công 2 loại dầu thô nhập khẩu là Qua Iboe (Nigeria) và Cabinda (Angola). BSR sẽ nâng tỷ lệ dầu thô nhập khẩu cho năm 2021 lên khoảng 19 - 31% trong tổng khối lượng dầu thô cả năm khoảng 7 triệu tấn.

Theo thực tế vận hành, với 6 loại dầu thô mới được đưa vào chế biến thử nghiệm trong nửa đầu năm 2021 là kỷ lục của BSR và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ý nghĩa hơn khi tại thời điểm này giá sản phẩm xăng đang ở mức cao, việc chủ động nguồn dầu thô giá tốt và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang vận hành ở công suất tối ưu góp phần tăng tối đa lợi nhuận cho BSR.

Trong năm 2021, BSR tập trung vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an

toàn, ổn định ở công suất cao với chế độ vận hành và cơ cấu sản phẩm tối ưu; tiếp tục làm tốt công tác dự báo thị trường; đẩy mạnh công tác sáng kiến cải tiến, nghiên cứu, ứng dụng, đa dạng hóa sản phẩm mới có giá trị cao hơn.

Bên cạnh đó, BSR xây dựng chiến lược dầu thô giai đoạn (tối thiểu từ 3 - 5 năm) và triển khai đàm phán, ký kết các hợp đồng cung cấp dầu thô dài hạn (từ 3 - 5 năm) cho 50 - 80% nhu cầu dầu thô chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Công tác nghiên cứu và tối ưu hóa được BSR ưu tiên đặc biệt nhằm gia tăng hiệu quả sản xuất kinh doanh, đơn cử như vật tư tiêu hao, kiểm soát nguyên phụ liệu... Đây cũng là giải pháp để góp phần nâng cao năng suất lao động, mức độ an toàn, tin cậy thiết bị/vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, chất lượng sản phẩm, giảm chi phí sản xuất và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. BSR cũng tập trung nâng cao hệ thống quản trị doanh nghiệp, triển khai áp dụng thành công hệ thống ERP nhằm tối ưu hóa hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Hải Tuấn

NGĂN NGỪA LẮNG ĐỘNG VÀ ĂN MÒN BÊN TRONG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Vietsovpetro

Ngày 24/4/2021, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã tổ chức Hội thảo khoa học kỹ thuật với chủ đề “Các giải pháp ngăn ngừa lắng đọng và ăn mòn bên trong đường ống ngầm ở các mỏ của Vietsovpetro”.

Hội thảo đã tập trung thảo luận các vấn đề: “Tổng quan về hệ thống các đường ống ngầm ở các mỏ dầu khí của Vietsovpetro tại Lô 09-1”; “Vấn đề lắng đọng, các giải pháp làm sạch đường ống ngầm vận chuyển hỗn hợp dầu khí, gaslift ở các mỏ của Vietsovpetro - Kinh nghiệm phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2 và một số tính toán mô hình phóng thoi đường ống dẫn dầu & khí gaslift đang vận hành”; “Vấn đề ăn mòn các đường ống ngầm ở các mỏ của Vietsovpetro tại Lô 09-1 và ảnh hưởng

của sản phẩm ăn mòn đến chất lượng dầu thô, các giải pháp hạn chế và khắc phục”; “Một số khó khăn trong thiết kế, kết nối bộ phóng/nhận pig di động vào hệ thống công nghệ hiện hữu trên các công trình dầu khí của Vietsovpetro ở Lô 09-1”; “Kinh nghiệm phóng thoi và xử lý các phức tạp trong quá trình phóng để làm sạch đường ống”.

Sau thời gian dài đưa vào vận hành, các mỏ chính của Vietsovpetro đã đi vào giai đoạn cuối của quá trình khai thác, hệ thống trang thiết bị đã xuống cấp, đặc biệt hàm lượng nước và các chất gây ăn mòn (như CO_2 , H_2S ,...) tăng cao trong sản phẩm khai thác đã làm tăng tốc độ ăn mòn hệ thống công nghệ và đường ống ngầm vận chuyển....

Theo Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro Cao Tùng Sơn, Vietsovpetro đang đẩy mạnh nghiên cứu và ứng dụng những giải pháp kỹ thuật bổ sung để bảo vệ ăn mòn, áp dụng các công nghệ mới để khảo sát và sửa chữa kịp thời hệ thống trang thiết bị nhằm duy trì hoạt động khai thác dầu và khí ổn định, liên tục, an toàn.

Hội thảo đã tập trung phân tích nguyên nhân và cơ chế ăn mòn, đề xuất các giải pháp cụ thể nhằm ngăn ngừa lắng đọng và ăn mòn bên trong đường ống ngầm. Trên cơ sở đó, Vietsovpetro xem xét bổ sung các giải pháp mới đã thống nhất tại Hội thảo vào “Chương trình tổng thể về bảo vệ đường ống và thiết bị, ức chế ăn mòn và giám sát ăn mòn tại các mỏ của Vietsovpetro” trong thời gian tới.

Hồng Minh

FITCH RATINGS NÂNG TRIỂN VỌNG CỦA PVN LÊN “TÍCH CỰC”



Tổ chức xếp hạng tín nhiệm hàng đầu thế giới Fitch Ratings nâng triển vọng xếp hạng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam từ “ổn định” lên “tích cực”. Ảnh: PVN

Ngày 7/4/2021, Tổ chức xếp hạng tín nhiệm hàng đầu thế giới Fitch Ratings đã nâng triển vọng xếp hạng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam từ “ổn định” lên

“tích cực” và đánh giá mức xếp hạng Hồ sơ tín dụng độc lập (SCP) ở mức “BB+”, xếp hạng tín nhiệm nợ dài hạn bằng ngoại tệ (IDR) ở mức “BB”.

Trong bối cảnh các công ty dầu khí trên thế giới bị ảnh hưởng tiêu cực của đại dịch Covid-19 và giá dầu suy giảm, PVN đã nâng cao hiệu quả công tác quản trị, xây dựng và triển khai các gói giải pháp ứng phó với tác động kép. Kết quả năm 2020, PVN đạt tổng doanh thu 313,3 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 83 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế hợp nhất đạt 11 nghìn tỷ đồng, gia tăng trữ lượng đạt trên 15 triệu tấn dầu quy đổi với các phát hiện mới tại Kèn Bầu và Sói Vàng.

Trong 4 tháng đầu năm 2021, PVN đã khai thác 6,46 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 6,41 tỷ kWh điện, 532,2 nghìn tấn đạm và 2,217 triệu tấn xăng dầu; tổng doanh thu ước đạt 124,42 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 27,5 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế ước đạt 15,42 nghìn tỷ đồng.

Linh Chi

PVN VÀ HONEYWELL UOP TỔ CHỨC HỘI THẢO TRỰC TUYẾN VỀ HÓA DẦU



Hội thảo trực tuyến về hóa dầu giữa PVN và Honeywell UOP. Ảnh: Hiền Anh

Ngày 28/4/2021, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Honeywell UOP đã tổ chức Hội thảo trực tuyến về hóa dầu và thảo luận các vấn đề: “Tổng quan về thị trường, các xu hướng và thách thức đối với công nghiệp chế biến dầu khí”; “Dự báo xu hướng chế biến dầu khí

trong tương lai”; “Lộ trình phát triển các dự án chế biến của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”...

Tại Hội thảo, các chuyên gia của Honeywell UOP đã chia sẻ các công nghệ mới, các vấn đề kỹ thuật trong các nhà máy chế biến dầu khí.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng cho biết công nghiệp dầu khí nói chung, công nghiệp chế biến dầu khí nói riêng đang tập trung vào xu hướng chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi số, năng lượng xanh và năng lượng tái tạo. Hội thảo giúp PVN cập nhật thông tin về thị trường, các xu hướng trên thế giới, đồng thời đưa ra các giải pháp cụ thể để giải quyết các thách thức, xây dựng định hướng phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí trong thời gian tới.

Honeywell UOP đã và đang cung cấp công nghệ, giải pháp điều khiển và tự động hóa cho các dự án dầu khí của: Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIEN DONG POC), Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn...

Hiền Anh

VPI VÀ PVOIL HỢP TÁC NGHIÊN CỨU VỀ PIN VÀ TRẠM SẠC CHO XE ĐIỆN

Ngày 17/4/2021, tại TP. Hồ Chí Minh, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTPC (PVOIL) đã ký “Hợp đồng khung dịch vụ tư vấn nghiên cứu về pin và trạm sạc cho xe ô tô điện”.

Theo đó, VPI sẽ đánh giá tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng đến thị trường xăng dầu Việt Nam; nhận định thách thức và cơ hội dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, xu hướng phát triển pin xe điện và trạm sạc cho xe ô tô trên thế giới, khu vực và Việt Nam. Trên cơ sở đó, VPI đề xuất các giải pháp để PVOIL phát triển ổn định và bền vững trong bối cảnh diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Theo khảo sát của Frost & Sullivan (Mỹ) có 33% người tiêu dùng ở Việt Nam quan tâm đến việc mua xe điện, vấn đề còn lại là giá, công nghệ sạc, giá pin và tuổi thọ của pin. Viện trưởng VPI Nguyễn Anh Đức cho biết, VPI sẽ theo dõi các chỉ dấu của thị trường, thường xuyên cập nhật để



Tổng giám đốc PVOIL Đoàn Văn Nhuộm và Viện trưởng VPI Nguyễn Anh Đức ký “Hợp đồng dịch vụ tư vấn nghiên cứu về pin và trạm sạc cho xe ô tô điện”. Ảnh: Mai Phương

lãnh đạo PVOIL có cơ sở đưa ra quyết định chính xác, chuẩn bị sẵn sàng các giải pháp ứng phó rủi ro và tận dụng cơ hội trong xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Chủ tịch HĐQT PVOIL Cao Hoài Dương cho biết, trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, PVOIL là đơn vị bị ảnh hưởng trực tiếp nên luôn có ý thức chủ động ứng phó “giảm thiểu nguy và tận dụng cơ”. Cách đây 3 năm, PVOIL đã quan tâm nghiên cứu

sự phát triển xe điện, khả năng thay thế của xe điện cho xe chạy bằng xăng dầu và xây dựng các kịch bản có thể xảy ra. PVOIL mong rằng, qua sự hợp tác với VPI, các chuyên gia sẽ hỗ trợ PVOIL trong nghiên cứu công nghệ, kỹ thuật, xu hướng phát triển của pin và trạm sạc để PVOIL có thêm thông tin trong công tác hoạch định chiến lược phát triển, sẵn sàng thích ứng với xu hướng phát triển của xe điện.

Thúy Hằng

PTSC CUNG CẤP TÀU VÀ DỊCH VỤ VẬN HÀNH KHO NỔ CHỨA LPG LẠNH

Ngày 2/4/2021, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTPC (PV GAS) và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã ký “Hợp đồng cung cấp tàu và dịch vụ vận hành tàu kho nổi chứa LPG lạnh tại khu vực phía Bắc”.

PV GAS cho biết đã chỉ đạo Công ty Kinh doanh Sản phẩm Khí (PV Gas Trading) nghiên cứu, triển khai phương án kinh doanh bằng tàu kho nổi chứa LPG lạnh, nhằm từng bước chuẩn bị, phát triển thị trường, tạo tiền đề cho việc triển khai đầu tư hệ thống kho chứa LPG lạnh đồng bộ với các hệ thống kinh doanh LPG của PV GAS tại khu vực.

Phương án kinh doanh LPG lạnh bằng tàu kho nổi tại khu vực phía Bắc được PV GAS triển khai gồm: 1 tàu chứa LPG lạnh có tải trọng đến 60.000 DWT neo đậu



Phó Tổng giám đốc PTSC Trần Hồ Bắc và Phó Giám đốc PVGas Trading Hoàng Việt Dũng ký kết Hợp đồng. Ảnh: PV GAS

thường xuyên bằng hệ thống phao neo tại điểm neo O2 thuộc khu neo Hải Hà, Diêm Điền, Thái Bình, tiếp nhận và tồn chứa LPG lạnh và chuyển tải LPG sang các tàu định áp, vận chuyển đến các khu vực thị trường.

Phương án này sẽ thay thế cho phương án tiêu thụ LPG nhập khẩu lạnh

vận chuyển từ Nam ra Bắc và nhập khẩu bằng tàu định áp từ nước ngoài, giúp PV GAS đạt được mục tiêu gia tăng thị phần tại khu vực phía Bắc; tạo tiền đề về thị trường cho việc triển khai nghiên cứu, đầu tư kho LPG lạnh trên bờ tại miền Bắc từ năm 2025.

Hồng Minh

PVEP TRIỂN KHAI KHOAN GIẾNG ST-7P, DỰ ÁN SƯ TỬ TRẮNG - GIAI ĐOẠN 2



Khai thác dầu khí tại mỏ Sư Tử Trắng. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết đã xây dựng chương trình hành động và kế hoạch/giải pháp thực hiện cụ thể để

kiểm soát, tối ưu chi phí với mục tiêu duy trì hoạt động an toàn, ổn định, hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh.

Cụ thể trong tháng 4/2021, sản lượng khai thác của PVEP đạt 0,3 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 11%), trong đó sản lượng dầu và condensate đạt 0,21 triệu tấn (vượt kế hoạch 15%), sản lượng khí xuất bán đạt 90 triệu m³ (vượt kế hoạch 2%). Tính chung 4 tháng đầu năm 2021, tổng sản lượng khai thác dầu khí của PVEP đạt 1,2 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 5%).

Đối với các hoạt động phát triển khai thác trọng điểm, PVEP đã bắt đầu triển khai khoan giếng ST-7P thuộc Dự án mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2, dự kiến đưa vào khai thác trong tháng 6/2021.

Nhờ các giải pháp nâng cao hiệu quả công tác quản trị và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất, trong 4 tháng đầu năm 2021, PVEP đã đạt tổng doanh thu trên 8,8 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 35%; nộp ngân sách Nhà nước 2,3 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 43%. **Minh Hồng**

PV DRILLING TÁI KHỞI ĐỘNG GIÀN KHOAN PV DRILLING V



Giàn khoan PV DRILLING V sẽ thực hiện dự án khoan nước sâu của BSP tại Brunei. Ảnh: PV Drilling

Ngày 16/4/2021, tại Cảng hạ lưu PTSC, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí (PV Drilling) đã tái khởi động và hạ thủy giàn khoan PV DRILLING V.

Giàn khoan PV DRILLING V được đóng tại Kepple Fels Shipyard, Singapore, là giàn khoan TAD thứ 8 trên thế giới thuộc thể hệ giàn khoan TAD hiện đại nhất hiện nay với Model SSDT 3600 E HP.

Trải qua gần 9 tháng đấu thầu và đàm phán quốc tế, vượt qua các nhà thầu khoan lớn trong khu vực, PV Drilling và Brunei Shell Petroleum (BSP) đã ký Hợp đồng cung cấp giàn khoan PV DRILLING V cho dự án khoan nước sâu của BSP tại Brunei, với thời hạn hợp đồng là 6 năm chắc cộng thêm 2 lần tùy chọn gia hạn với mỗi lần 2 năm.

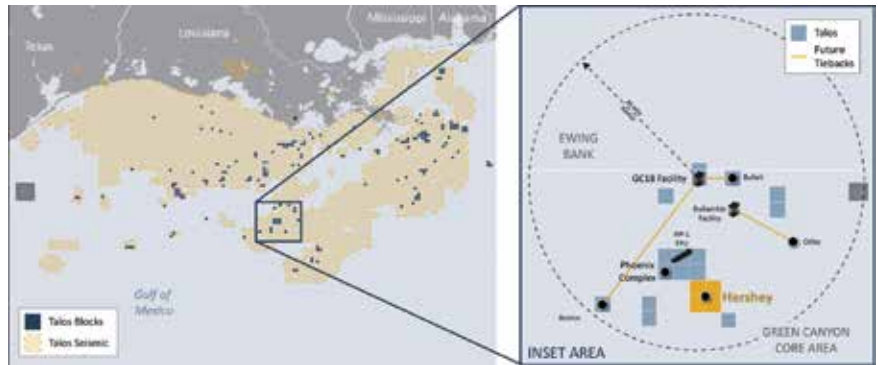
Theo Tổng giám đốc PV Drilling Nguyễn Xuân Cường: Dự án tái khởi động giàn khoan PV DRILLING V và đóng mới cụm thiết bị khoan (DES) phục vụ cho chiến dịch khoan của Brunei Shell Petroleum (BSP) là cơ hội để PV Drilling tiếp tục khẳng định năng lực và vị trí trên thị trường quốc tế.

Hồng Minh

TALOS PHÁT HIỆN DẦU TẠI GIẾNG PUMA WEST

Talos Energy Inc. và các đối tác vừa công bố kết quả khoan thành công tại dự án thăm dò Puma West thuộc Lô 821, Green Canyon, vịnh Mexico.

Giếng Puma West nằm ngoài khơi cách bờ biển bang Louisiana 131 dặm, cách mỏ Mad Dog (BP) 15 dặm, ở vị trí 4.108 ft nước. Giếng được khoan đến tổng chiều sâu đạt 23.530 ft và bắt gặp cột dầu ở vỉa cát tiền muối Miocene chất lượng cao. Đặc tính dầu tại giếng tương đồng với dầu phát hiện được ở các vỉa chứa khác cùng khu vực.



Vị trí Green Canyon ngoài vịnh Mexico. Nguồn: Offshore Magazine

Nhà điều hành của BP (50%) và các đối tác Talos (25%) và Chevron (25%)

đang lên kế hoạch khoan giếng thăm lượng tại khu vực này.

Linh Chi (theo Talos Energy)

ENI PHÁT HIỆN DẦU NHẸ NGOÀI KHƠI ANGOLA



FPSO Armada Olombendo. Nguồn: SR Group

Eni công bố phát hiện dầu nhẹ tại Lô 15/06, khu vực nước sâu ngoài khơi Angola. Giếng Cuica-1 NFW được khoan tại cấu tạo triển vọng Cuica, thuộc khu vực phát triển Cabaça, gần FPSO Armada Olombendo (phía Đông), ước tính trữ lượng tại chỗ khoảng 200 - 250 triệu thùng dầu.

Giếng Cuica-1 NFW được khoan bằng tàu khoan Libongos tại khu vực 500 m nước với tổng chiều sâu 4.100 m, bắt gặp cột dầu nhẹ với bề dày tầng sản phẩm đạt 80 m (38°API) tại vỉa cát kết tuổi Miocene. Giếng dự kiến được đưa vào khai

thác trong vòng 6 tháng tới với công suất khoảng 10.000 thùng dầu/ngày.

Cuica-1 NFW là phát hiện dầu quan trọng thứ hai tại khu vực Cabaça và là phát hiện thương mại đầu tiên ở Lô 15/06 sau khi tái khởi động chiến dịch thăm dò bị tạm hoãn trước đó do ảnh hưởng bởi dịch bệnh Covid-19 và giá dầu giảm mạnh trong năm 2020.

Lô 15/06 được điều hành bởi Eni (36,8421%) cùng các đối tác Sonangol P&P (36,8421%) và SSI Fifteen Limited (26,3158%).

Trần Anh (theo Eni)

EQUINOR PHÁT HIỆN DẦU KHÍ MỚI TẠI MỎ TYRIHANS, NGOÀI KHƠI NA UY



Giàn Transocean Norge. Nguồn: Equinor

Equinor và các đối tác Total E&P Norge AS, Vår Energi AS công bố phát hiện dầu khí mới khi khoan giếng thăm dò 6407/1-A-3 BH, thuộc mỏ Tyrihans, ngoài khơi Na Uy. Trữ lượng thu hồi ước tính đạt khoảng 19 - 26 triệu thùng dầu quy đổi.

Mỏ Tyrihans cách mỏ Åsgard khoảng 25 km về phía Đông Nam và cách mỏ Trondheim 220 km về phía Tây Bắc. Giếng 6407/1-A-3 BH được khoan bằng giàn Transocean Norge với tổng chiều sâu 5.332 m, bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm là 43 m và cột dầu 15 m tại vỉa cát kết chất lượng trung bình đến tốt thuộc hệ tầng Ile. Tại hệ tầng Tilje bắt gặp vỉa nước có chất lượng trung bình đến tốt.

Đây là giếng thăm dò thứ 6 được khoan tại mỏ Tyrihans và là giếng thứ 5 thuộc Giấy phép sản xuất 073. Giếng sẽ được đóng và hủy vĩnh viễn.

Giấy phép 073 thuộc sở hữu của Equinor (58,767%) cùng các đối tác Total E&P Norge AS (29,143%) và Vår Energi AS (12,09%).

Linh Chi (theo Equinor)

KUWAIT ENERGY PHÁT HIỆN DẦU TẠI GIẾNG ASD-1X, AI CẬP



Giàn khoan EDC-50. Nguồn: Drilling Contractor

Kuwait Energy công bố phát hiện dầu tại giếng thăm dò ASD-1X tại khu vực giấy phép Abu Sennan, Ai Cập.

Giếng ASD-1X cách mỏ sản xuất Al Jahraa 12 km về phía Đông Bắc, được khoan bằng giàn EDC-50 với tổng chiều sâu 3.750 m MD, bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm khoảng 22 m dọc trên các vỉa chứa Abu Roash C (AR-C) (thuộc hệ tầng Bahariya dưới) và Abu Roash E (AR-E) (thuộc hệ tầng Kharita).

Các công tác khoan và hoàn thiện giếng đã được lên kế hoạch, nếu thành công sẽ tiếp tục phát triển.

Abu Sennan được điều hành bởi Kuwait Energy Egypt (25%) cùng các đối tác United Oil & Gas PLC (22%), Global Connect Ltd. (25%) và Dover Investments (28%).

Trần Anh (theo United Oil & Gas)

EXXONMOBIL PHÁT HIỆN DẦU TẠI GIẾNG UARU-2, LÔ STABROEK



Lô Stabroek ngoài khơi Guyana. Nguồn: Offshore Technology

ExxonMobil công bố phát hiện dầu tại giếng Uaru-2, Lô Stabroek, ngoài khơi Guyana. Phát hiện này nâng tổng trữ lượng thu hồi tại Lô Stabroek lên tới 9 tỷ thùng dầu quy đổi.

Giếng Uaru-2 cách giếng Uaru-1 11 km về phía Nam, được khoan đến độ sâu 1.725 m nước, bắt gặp vỉa chứa dầu chất

lượng cao có bề dày tầng sản phẩm đạt khoảng 36,7 m.

Lô Stabroek có diện tích 26.800 km², được điều hành bởi ExxonMobil (45%) cùng các đối tác Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Petroleum Guyana Limited (25%).

Linh Chi (theo ExxonMobil)

ĐƯA VÀO KHAI THÁC DỰ ÁN MERAKES, NGOÀI KHƠI INDONESIA



FPU Jangkrik. Nguồn: Sway

Neptune Energy cho biết Dự án phát triển Merakes tại Lô East Sepinggan, ngoài khơi Indonesia bắt đầu được đưa vào khai thác. Dự án bao gồm 5 giếng dưới biển, được kết nối với FPU Jangkrik.

Sản phẩm khí khai thác được đưa đến FPU Jangkrik xử lý, sau đó sẽ vận chuyển tới cơ sở tiếp nhận trên bờ tại Senipah bằng hệ thống đường ống dẫn Jangkrik.

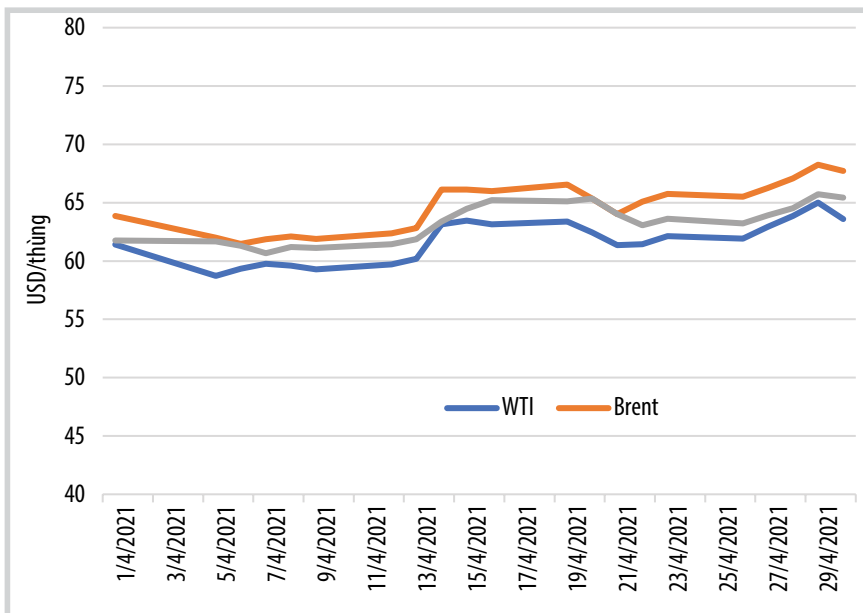
Merakes là dự án phát triển lớn nhất của Neptune Energy trong năm 2021, đóng góp khoảng 11.000 thùng dầu quy đổi/ngày. Dự án phát triển lớn thứ hai của Neptune dự kiến được triển khai trong năm 2021, ngay sau khi hoàn thành việc khởi động dự án Gjøa P1, ngoài khơi Na Uy.

Eni (65%) điều hành Lô East Sepinggan cùng Neptune Energy (20%) và đối tác Pertamina Hulu Energi (15%).

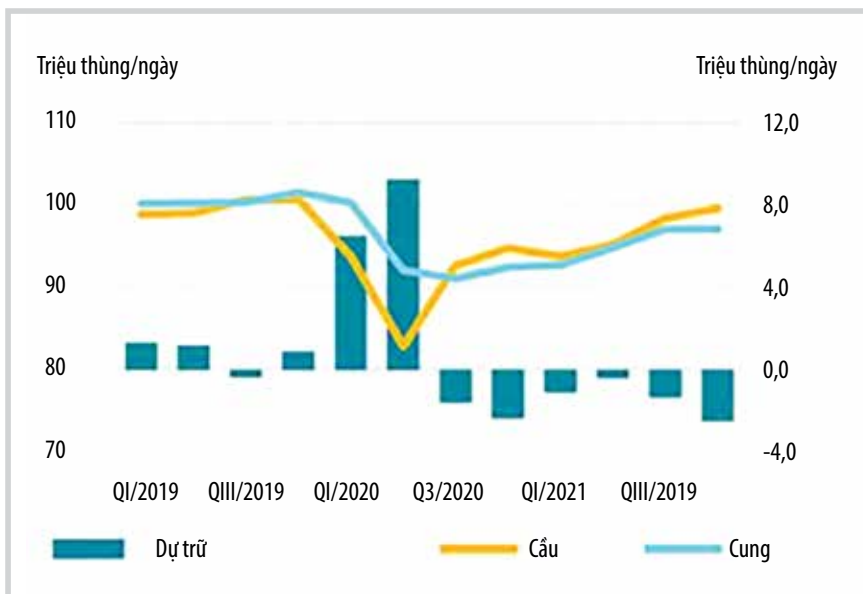
Trần Anh (theo Neptune Energy)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu giao ngay tháng 4/2021. Nguồn: EIA, OPEC



Hình 2. Dự báo cán cân cung - cầu dầu toàn cầu nếu OPEC+ tuân thủ thỏa thuận [1].

Dự báo thị trường dầu mỏ thế giới

Trong Báo cáo Thị trường Dầu tháng 4/2021, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu năm 2021 lên 96,7 triệu thùng/ngày, tăng thêm 230.000 thùng/ngày so với dự báo trước đó, do triển vọng kinh tế vĩ mô được cải thiện.

Theo số liệu của IEA, nguồn cung dầu thế giới tăng 1,7 triệu thùng/ngày, lên 92,9 triệu thùng/ngày sau khi Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và các nước đối tác (OPEC+) từng bước nới lỏng cắt giảm sản lượng. Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC+ sẽ tăng 610.000 thùng/ngày vào năm 2021 sau khi giảm 1,3 triệu thùng/ngày vào năm 2020. Nguồn cung của Mỹ dự kiến sẽ giảm 100.000 thùng/ngày sau khi đã giảm 600.000 thùng/ngày vào năm 2020. Dữ liệu sơ bộ cho thấy các kho dự trữ dầu của OECD gần như ổn định, sau 7 tháng cắt giảm liên tiếp.

Chốt phiên giao dịch ngày 30/4/2021, giá dầu Brent và WTI giao tháng 6/2021 đạt lần lượt 66,76 USD/thùng và 63,58 USD/thùng. Theo IEA, giá dầu có thể sẽ chịu áp lực mới trong thời gian tới khi nguồn cung dầu toàn cầu tiếp tục tăng, chuyển thị trường từ trạng thái thâm hụt sang cân bằng. Thị trường sẽ thay đổi đáng kể trong nửa cuối năm nay khi nguồn cung tăng thêm



Nguồn: Shutterstock

Bảng 1. Tổng hợp dự báo cung - cầu dầu toàn cầu. Nguồn: OGI

	EIA					IEA					OPEC				
	2021	2020				2021	2020				2021	2020			
	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I	Quý I	Quý IV	Quý III	Quý II	Quý I
Tổng cầu	95,3	95,3	93,2	84,8	95,3	93,7	94,7	92,6	82,9	93,8	93,4	94,2	91,2	83,1	93,5
OECD	43,2	42,8	42,1	37,4	45,3	42,9	43,0	42,3	37,6	45,5	43,3	43,1	42,3	37,6	45,4
Ngoài OECD	52,1	52,5	51,1	47,4	50,0	50,8	51,7	50,3	45,3	48,3	50,1	51,2	48,9	45,5	48,1
Tổng cung	93,2	92,8	91	92,5	100,8	92,6	92,4	91,1	92,1	100,2	93	92,3	90,4	91,7	100,4
OECD ngoài OPEC	30,4	30,9	30,1	29,5	33,0	27,7	27,8	27,1	26,9	29,9	29,1	29,1	28,4	28,0	31,2
Ngoài OECD	32,6	32,1	32,5	32,4	34,3	30,3	29,9	29,7	30	32,3	33,7	33,2	33	33,1	35,6
OPEC	25,1	24,9	23,6	25,6	28,3	25,2	24,9	24,1	25,6	28,2	25,1	24,9	23,9	25,6	28,2
NGLs	5,1	5,0	4,8	4,9	5,2	5,2	5,1	5,0	5,1	5,4	5,1	5,1	5	5,1	5,4

gần 2 triệu thùng/ngày để đáp ứng tăng trưởng nhu cầu dự kiến, chưa tính đến năng lực sản xuất dự phòng của OPEC+ còn gần 6 triệu thùng/ngày sau tháng 7/2021 và không bao gồm khoảng 1,5 triệu thùng dầu/ngày từ Iran. Hoạt động của các nhà máy lọc dầu toàn cầu được dự báo sẽ tăng 6,8 triệu thùng/ngày từ tháng 4 đến tháng 8/2021 [1].

Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo giá dầu Brent sẽ đạt trung bình 65 USD/thùng trong Quý II/2021, 61

USD/thùng trong nửa cuối năm 2021 và 60 USD/thùng vào năm 2022. EIA dự kiến giá khí giao ngay đạt trung bình 2,73 USD/MMBtu trong Quý II/2021 và sẽ đạt trung bình 3,04 USD/MMBtu cho cả năm 2021. EIA kỳ vọng xuất khẩu LNG tiếp tục tăng trưởng, với sản lượng khí khô tự nhiên tăng nhẹ tương ứng, sẽ góp phần làm cho giá giao ngay tăng lên 3,11 USD/MMBtu vào năm 2022 [2].

Statista dự báo dầu Brent có mức giá trung bình 62,28 USD/thùng vào năm

2021 và giảm xuống còn 60,49 USD/thùng vào năm 2022 [3].

Một số yếu tố tác động đến giá dầu trong Quý II/2021

Mặc dù giá dầu thế giới diễn biến theo khuynh hướng tăng nhưng tình hình dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp nên việc dự báo thị trường dài hạn rất khó khăn.

Tại cuộc họp ngày 27/4/2021, OPEC+ đã thảo luận chính sách sản lượng trong

bối cảnh dự báo nhu cầu năng lượng sẽ phục hồi bất chấp dịch bệnh COVID-19 đang diễn biến phức tạp tại Ấn Độ, Brazil và Nhật Bản. Thay vì tiếp tục nới lỏng cắt giảm nguồn cung, OPEC+ quyết định duy trì các chính sách đã thống nhất tại cuộc họp ngày 1/4/2021.

Saudi Arabia thông báo có kế hoạch tiếp tục duy trì mức cắt giảm sản lượng thêm 1 triệu thùng/ngày trong ít nhất 1 tháng nữa. Thông tin này đã khiến giá dầu với Brent và WTI tăng thêm 5%.

OPEC và OPEC+ thay đổi chiến lược điều chỉnh hạn ngạch sản lượng từ 6 tháng/lần sang thời hạn ngắn hơn để phản ứng với thị trường. Tỷ lệ sản lượng sản xuất không nhất thiết là tỷ lệ cung ứng. Mặc dù, Saudi Arabia quyết định tiếp tục cắt giảm sản lượng nhưng dữ liệu cho thấy nước này đang bán dầu dự trữ. Ngoài ra, có khả năng các quốc gia sản xuất dầu lớn sẽ tăng sản lượng khi giá dầu tăng lên.

Theo Reuters, Trung Quốc đã tăng gấp đôi lượng dầu nhập khẩu bất hợp pháp từ Iran, trong khi đó Ấn Độ đã ngừng nhập khẩu dầu từ Iran do lệnh trừng phạt của Mỹ. Theo một số quan chức Ấn Độ, các nhà máy lọc dầu ở Ấn Độ có thể nhập khẩu dầu từ Iran ngay sau tháng 6/2021. Các nước nhập khẩu dầu ròng đang theo dõi nguồn dầu từ Iran, bất kể lệnh trừng phạt có chính thức được dỡ bỏ hay không.

Theo Wood Mackenzie, giá dầu Brent đã vượt mốc 70 USD/thùng (71,38 USD/thùng vào 8/3/2021). Giá cao hơn vào năm 2021 đồng nghĩa với việc dòng tiền cho các nhà sản xuất cao hơn, thậm chí có thể đạt mức cao kỷ lục. Tuy nhiên, cần thận trọng và tập trung vào khả năng phục hồi.

Giá dầu trên 60 USD/thùng là mức giá hấp dẫn đối với các nhà điều hành. Tuy nhiên, các nhà điều hành cũng cần cân nhắc các vấn đề như: chi phí và gián đoạn tài khóa. Giá dầu cao hơn sẽ khiến cho việc



thực hiện chiến lược của doanh nghiệp trở nên khó khăn hơn, đặc biệt là sự chủ quan của các bên liên quan khi đưa ra quyết định thực hiện giao dịch.

Mặc dù, các doanh nghiệp đã thảo luận rất nhiều về quản lý chi phí và kiểm soát nguồn vốn nhưng khi giá dầu đạt 50 USD/thùng, ý kiến trái chiều được đưa ra và sẽ tạo ra nhiều khó khăn hơn để giữ giá dầu ở mức cao. Nếu giá dầu duy trì trên 60 USD/thùng, các công ty dầu khí quốc

tế (IOC) có thể tăng tiềm lực tài chính nhanh hơn so với mức giá 50 USD/thùng. Điều này tạo cơ hội tốt hơn để chuyển dịch sang phát triển năng lượng mới hoặc khử carbon. Nhưng các IOC cũng có thể sử dụng để tái đầu tư vào lĩnh vực thương mại.

Giá dầu tăng cũng có thể cản trở việc tái cơ cấu danh mục đầu tư của các doanh nghiệp. Ngay cả khi giá dầu đạt mức 60 USD/thùng thì nhiều tài sản đang được



Nguồn: Shutterstock

rao bán có rất ít người mua. Theo đó, các giải pháp cho tình trạng này là không thay đổi: Người bán chỉ có thể chấp nhận giá thị trường, bán tài sản chất lượng tốt hơn, bao gồm các khoản dự phòng trong giao dịch hoặc giữ lại tài sản. Wood Mackenzie cho rằng khi giá dầu càng cao thì càng phải chú trọng đến việc nắm giữ tài sản [4].

Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report", 4/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-april-2021>.

[2] EIA, "Short-term energy outlook", 6/4/2021. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php>.

[3] Statista, "Brent crude oil prices in 2019 and 2020, with a forecast until 2022",

5/5/2021. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/409404/forecast-for-uk-brent-crude-oil-prices/>.

[4] OGJ, "WoodMac: Operators should hold firm, focus on restraint and resilience", 19/4/2021. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14201620/woodmac-operators-should-hold-firm-focus-on-restraint-and-resilience>.

LẮP ĐẶT BỔ SUNG ĐƯỜNG KHÍ NHIÊN LIỆU NHẪM ĐẢM BẢO VẬN HÀNH MÁY NÉN KHÍ ĐẠI HÙNG ĐỘC LẬP TRONG TRƯỜNG HỢP ĐÓNG GIẾNG THIÊN ƯNG

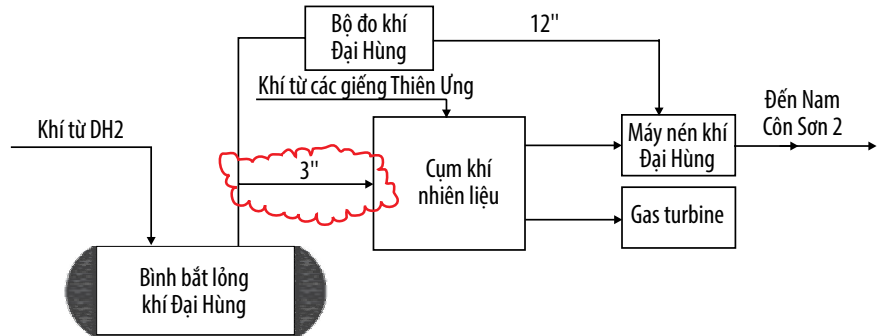
Mỏ Đại Hùng nằm ở Lô 05-1(a), ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam, thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn với diện tích 530,14 km², cách Vũng Tàu 265 km về hướng Đông Nam, được đưa vào khai thác từ năm 1994.

Nhằm đảm bảo khai thác tài nguyên hiệu quả, dự án thu gom khí DH-2 được triển khai để thu gom khí về bờ. Ngày 5/12/2015, khí đồng hành từ mỏ Đại Hùng được thu gom về bờ bằng phương án bypass trong thời gian chờ lắp đặt khối thượng tầng Thiên Ưng. Ngày 29/4/2017, máy nén khí Đại Hùng chính thức đưa dòng khí đầu tiên vào đường ống.

Theo thiết kế ban đầu, khí từ các giếng Thiên Ưng được mở đến trạm xử lý khí nhiên liệu, sau đó khí sẽ cấp cho máy nén khí Đại Hùng để nén khí về bờ và cấp cho máy phát điện giàn Thiên Ưng (GTG). Trong trường hợp nguồn khí từ các giếng của Thiên Ưng bị gián đoạn (do công nghệ hoặc các lý do khác) thì phải dừng cả máy nén khí Đại Hùng.

Thực tế vận hành khoảng sau mỗi 1,5 tháng, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) sẽ phóng thoi đường ống Nam Côn Sơn 2 nhằm đẩy condensate trong đường ống về mỏ Bạch Hổ, để đảm bảo PIG di chuyển theo vận tốc thiết kế, thường phải đóng các giếng giàn Thiên Ưng.

Ngoài ra, để đảm bảo lượng CO₂ trong đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố < 0,92%, trong trường hợp PV GAS yêu cầu giảm/ngừng nguồn khí Thiên Ưng (khí tự nhiên, có hàm lượng CO₂ cao) nên cũng sẽ gây gián đoạn nguồn khí nhiên liệu, lúc này máy phát điện giàn Thiên Ưng cũng có thể sử dụng nguồn khí mỏ Đại Hùng để chạy phát điện, giúp tiết kiệm chi phí so với chạy máy phát chạy bằng dầu D.O và góp



Hình 1. Sơ đồ đầu nối đường khí nhiên liệu.

phần bảo vệ môi trường.

Nhằm khắc phục hạn chế trên, trong quá trình triển khai lắp đặt và hoàn thiện hệ thống máy nén khí Đại Hùng trên giàn Thiên Ưng, Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí Trong nước (PVEP POC) đã đề xuất, phối hợp với nhà thầu EpCl triển khai các thủ tục, thiết kế bổ sung đường cấp khí nhiên liệu từ bình bắt lỏng (slug catcher) của Đại Hùng trên giàn Thiên Ưng nhằm sử dụng khí Đại Hùng cấp cho máy nén khí và máy phát điện, đảm bảo hệ thống máy nén khí vẫn chạy liên tục trong trường hợp không có nguồn khí từ mỏ Thiên Ưng.

Nhóm tác giả đã rà soát, phối hợp nhà thầu phác thảo bản vẽ nối đường ống 3" từ bình bắt lỏng về cụm xử lý khí nhiên liệu của giàn Thiên Ưng; thống nhất đơn giá thông qua CO-16 (change order 16); mua sắm và lắp đặt.

Trong thiết kế ban đầu, không có đường khí nhiên liệu trên do:

- Trước đây tính toán với lượng khí đưa về bờ nhiều (khoảng 2,5 triệu m³/ngày) sẽ đẩy sản phẩm lỏng trong đường ống về tới mỏ Bạch Hổ, tuy nhiên thực tế do giới hạn CO₂ nên lượng khí cấp vào đường ống Nam Côn Sơn 2 chỉ khoảng 700 nghìn m³/ngày nên không thể đẩy condensate về Bạch Hổ, làm tăng tần suất phóng pig và nảy sinh vấn đề khí nhiên liệu;

- Việc thiết kế, lắp đặt bổ sung đường khí nhiên liệu vẫn đảm bảo an toàn cho tổng thể cho giàn Thiên Ưng;

- Sơ đồ nguyên lý lấy khí nhiên liệu trên tương tự giàn FPU DH-01 và các giàn khác ở mỏ Bạch Hổ mà không cần phải qua bộ làm khô khí (glycon), thực tế trong thời gian khoảng 1 năm qua, đường ống này được sử dụng cấp nhiên liệu cho máy nén khí và gasturbine hoạt động bình thường.

Giải pháp lắp đặt bổ sung đường khí nhiên liệu đảm bảo hệ thống máy nén khí Đại Hùng trên giàn Thiên Ưng hoạt động độc lập, không phụ thuộc vào nguồn khí nhiên liệu từ các giếng Thiên Ưng, góp phần bảo vệ môi trường do không phải dừng máy nén khí nên không đốt xả khí Đại Hùng trong những ngày đóng giếng Thiên Ưng. Giải pháp đem lại lợi ích kinh tế là 795.748 USD trong năm áp dụng đầu tiên.

Từ cuối năm 2020, hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 đã hoàn thiện kết nối từ giàn Sao Vàng về Dinh Cố, đường bypass khí nhiên liệu này vẫn đang phát huy tác dụng.

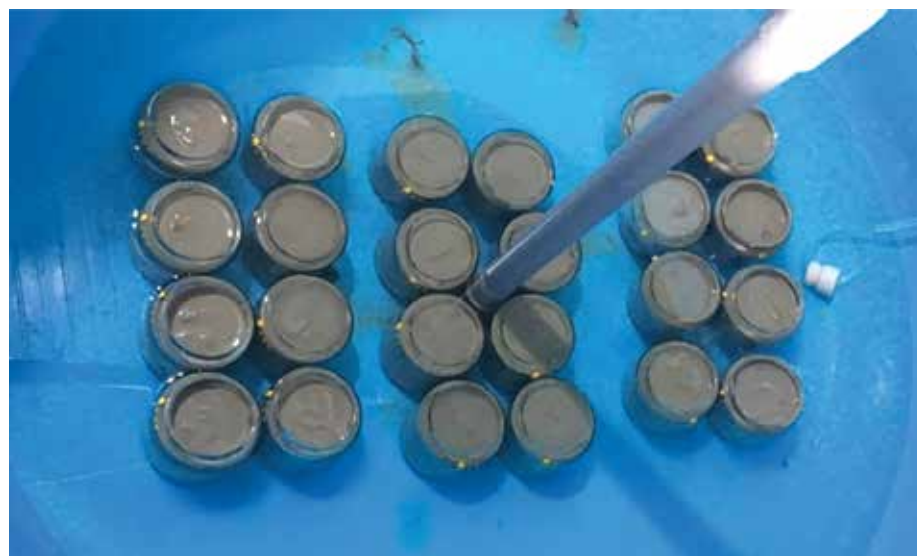
Giải pháp đã được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, áp dụng hiệu quả cho dự án thu gom khí Đại Hùng và có thể áp dụng cho các mỏ có thiết bị tương tự.

Nguyễn Thành Nam (giới thiệu)

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA VIỆC SỬ DỤNG DUNG DỊCH KHOAN NỀN KHÔNG NƯỚC TRONG CÁC HOẠT ĐỘNG THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ TRÊN BIỂN VIỆT NAM



Hình 1. Thu mẫu trầm tích bằng gầu Boxcoer để sử dụng cho các thử nghiệm mô phỏng.



Hình 2. Bể thử nghiệm mô phỏng phân rã sinh học.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện nhiệm vụ nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của việc sử dụng dung dịch khoan nền không nước trong các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trên biển Việt Nam.

Đối tượng thử nghiệm mô phỏng gồm 4 dung dịch khoan: Neoflo 1-58, Escaid 110, Saraline 185V và C16-C18 IO. Trong đó, Neoflo 1-58 là dòng dung dịch khoan nền olefine, được sử dụng khá nhiều ở Việt

Nam tại khu vực bể Cửu Long. Escaid 110 là loại dung dịch khoan nền paraffin, được cấp phép sử dụng có điều kiện tại khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh và Lô 135-136/03. Dung dịch khoan Saraline 185V là dung dịch khoan nền paraffin, được chọn làm đối tượng thử nghiệm do đang được cho phép sử dụng và thải bỏ mùn khoan ở Thái Lan, tại khu vực biển lân cận Lô B của Việt Nam. C16-C18 IO là dung dịch khoan nền olefine được sử dụng

làm tham chiếu (so sánh) theo quy định hiện hành tại QCVN 36:2010/BTNMT.

Các dung dịch khoan được lựa chọn làm đối tượng nghiên cứu theo mục tiêu so sánh mức độ thân thiện và tác động có thể gây ra giữa các loại dung dịch khoan nền olefine và dung dịch khoan không phải nền olefine; các dung dịch khoan đạt và không đạt tiêu chí theo QCVN 36:2010/BTNMT; các dung dịch khoan được sử dụng tại các khu vực biển khác nhau tại Việt Nam và tại khu vực lân cận Việt Nam (Thái Lan). Sự so sánh này giúp nhìn nhận và định hướng quan điểm quản lý dung dịch khoan nền không nước hài hòa giữa mục tiêu bảo vệ môi trường và nâng cao hiệu quả của các hoạt động khoan thăm dò khai thác dầu khí.

Số liệu liên quan đến diễn biến hồi phục môi trường tại 2 khu vực mỏ điển hình thông qua kết quả của các đợt quan trắc môi trường gồm: (i) khu vực mỏ Mộc Tinh sử dụng dung dịch khoan nền không nước EDC Diamond và Escaid 110 và (ii) khu vực mỏ Sư Tử Trắng sử dụng dung dịch khoan nền không nước Neoflo 1-58.

Nhóm tác giả đã sử dụng 2 phương pháp mô phỏng môi trường biển nhằm đánh giá khả năng phân rã sinh học của các dung dịch khoan nền không nước và tác động của dung dịch khoan nền không nước đến quần xã động vật đáy.

- Thử nghiệm mô phỏng phân rã sinh học được thực hiện theo

phương pháp được phát triển bởi SOAEFD (Anh), được chấp nhận áp dụng trong nhiều nghiên cứu trên thế giới về phân rã sinh học của mùn khoan. Thời gian thử nghiệm 120 ngày, đánh giá quá trình phân rã sinh học trong điều kiện gần giống điều kiện thực tế môi trường trầm tích biển Việt Nam, với môi trường trầm tích được thu từ khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh.

- Thử nghiệm mô phỏng môi trường biển được thực hiện trong 90 ngày, nhằm đánh giá tác động của dung dịch khoan nền không nước đến quần xã động vật đáy (thử nghiệm mesocosm) được thực hiện theo phương pháp được phát triển và ứng dụng bởi Viện Nghiên cứu Nước của Na Uy (NIVA, 2007). Theo đó, các khối trầm tích sạch chứa sinh vật đáy còn sống ở khu vực khảo sát (mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh) sẽ được thu thập, vận chuyển ở điều kiện thích hợp về trại thực nghiệm. Một lớp mùn khoan chứa các dung dịch khoan thử nghiệm với nồng độ khoảng 9% sẽ được trải lên bề mặt các khối trầm tích đã được thu thập.

Kết quả nghiên cứu đã rút ra các nhận định khoa học quan trọng, mang tính định lượng về mức độ ảnh hưởng của dung dịch khoan nền không nước đối với môi trường biển Việt Nam, với khối lượng lớn các kết quả nghiên cứu được tổng kết toàn diện từ cả 3 mức độ: điều kiện phòng thí nghiệm, mô phỏng hiện trường, đánh giá thực tế tại các vùng biển Việt Nam.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã xây dựng, đề xuất dự thảo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ công trình dầu khí trên biển, thay thế QCVN 36:2010/BTNMT, với đầy đủ thuyết minh về cơ sở khoa học và thực tiễn, đảm bảo kiểm soát đúng mức các tiêu chí về bảo vệ môi trường dựa trên bản chất khoa học, bằng chứng về mức độ của tác động đến môi trường biển Việt Nam.

- Áp dụng giá trị ngưỡng chấp nhận cụ thể cho các quy định về độ độc pha trầm tích là 10.000 mg/kg và phân rã sinh học của dung dịch nền không nước là $\geq 40\%$. Các đề xuất này đảm bảo chỉ sử dụng dung dịch khoan nền không nước có độ độc ở mức E (mức tốt nhất) và khả năng phân rã sinh học thuộc phân lớp trên của nhóm "Có khả năng phân rã sinh học" hoặc thuộc nhóm "Dễ phân rã sinh học", tham khảo theo hệ thống phân loại hóa chất ngoài khơi của OCNS;

- Quy định thử nghiệm độ độc trên đối tượng là dung dịch khoan và phân rã sinh học trên đối tượng là dung dịch nền nhằm đảm bảo việc kiểm soát theo xu hướng khả thi với điều kiện thực tế, vừa quản lý đúng mức dung dịch khoan sử dụng.

- Kiểm soát chặt chẽ hơn hàm lượng dung dịch nền trong mùn khoan thải trong thời gian khoan, với các ngưỡng ROC

được quy định thấp hơn QCVN36:2010 hiện hành, phương án được đề nghị là 9% (giá trị trung bình ngày, tính theo trọng lượng ướt), nhằm giảm thiểu hơn nữa các tác động có thể xảy ra với các thành phần nhạy cảm trong môi trường, đồng thời vẫn phù hợp với năng lực xử lý có thể đạt được tại Việt Nam.

- Bổ sung các quy định cụ thể về tần suất và vị trí lấy mẫu giám sát mùn khoan thải để hợp lý hóa và thống nhất cách thức áp dụng Quy chuẩn, cụ thể là việc giám sát hàm lượng dung dịch nền có trong mùn khoan thải phải thực hiện tại tất cả vị trí thải trực tiếp xuống biển với tần suất ít nhất 2 lần/ngày tương ứng với 2 thời điểm/ngày cho mỗi vị trí.

- Bổ sung, thay đổi các phương pháp phân tích, thử nghiệm phù hợp với mục tiêu thử nghiệm, kiểm soát.

Sau khi được ban hành, Quy chuẩn sửa đổi sẽ tháo gỡ các vướng mắc liên quan đến sử dụng dung dịch khoan nền không nước, gia tăng hiệu quả kinh tế của các dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam.

Hoàng Thái Lộc
Phạm Thị Trang Vân
(giới thiệu)