DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 2 - 2016

ISSN-0866-854X

TẠP CHÍ

Dầu Khí

TỔNG BIÊN TẬP
TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP
TS. Lê Mạnh Hùng
TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP
TS. Hoàng Ngọc Đang
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Trần Hưng Hiển
ThS. Vũ Văn Nghiêm
ThS. Lê Ngọc Sơn
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
TS. Phan Tiến Viễn
ThS. Trần Quốc Việt
TS. Nguyễn Tiến Vinh
TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT
Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
*Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn*
Ảnh bìa: Giàn PV Drilling V hoạt động tại mỏ Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

Giấy phép xuất bản số 100/GP - BTTTT của Bộ Thông tin và Truyền thông cấp ngày 15/4/2013

TIÊU ĐIỂM

CHỦ TỊCH NƯỚC TRƯƠNG TẤN SANG:

PETROVIETNAM PHẢI TÁI CƠ CẤU THÌ MỚI ĐỨNG VỮNG

Trong chuyến thăm và làm việc tại Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày 4/2/2016, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã ghi nhận, đánh giá cao sự phát triển đồng bộ, quy mô và tiềm lực của Tập đoàn; đặc biệt là tinh thần khắc phục khó khăn, vượt thách thức để đứng vững và phát triển trong bối cảnh giá dầu giảm mạnh. Trước các khó khăn trong năm 2016, Chủ tịch nước nhấn mạnh Tập đoàn cần phải tái cơ cấu thì mới đứng vững được, đồng thời cần tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh, tiết giảm chi phí, điều chỉnh sản lượng khai thác từng mỏ, điều chỉnh cơ cấu sản phẩm hợp lý.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang phát biểu chỉ đạo. Ảnh: Hiếu Anh

Báo cáo với Chủ tịch nước về kết quả sản xuất kinh doanh năm 2015, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết với sự nỗ lực quyết tâm cao, tập thể người lao động Dầu khí đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất được giao từ 8 - 24,5%. Trong đó, Tập đoàn có 3 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 40,5 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8% so với kế hoạch năm, về đích trước 2 tháng), đưa 4 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác; sản lượng khai thác dầu khí đạt 29,42 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 10,6% kế hoạch năm). Bên cạnh đó, Tập đoàn đã sản xuất 21,98 tỷ kWh điện (vượt 18,8% kế hoạch năm, về đích trước 1 tháng 18 ngày), 1,68 triệu tấn urea (vượt 10,4% kế hoạch năm, về đích trước 25 ngày) và 6,91 triệu tấn xăng dầu (vượt 24,5% kế hoạch năm, về đích trước 2 tháng). Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2015 đạt 510 nghìn tỷ đồng, vượt 14,4% kế hoạch năm, tăng 10,6% so với năm 2014 - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Tuy giá dầu trung bình năm 2015 chỉ đạt 54,5USD/thùng, nhưng các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đều đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Trong giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn đã đạt được nhiều kết quả, thành tựu quan trọng: tiếp tục khẳng định vai trò, vị trí là tập đoàn kinh tế trụ cột, hàng đầu của đất nước; hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả, đóng góp lớn cho ngân sách, cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; tham gia giữ vững chủ quyền quốc gia trên biển.

Năm 2016 là năm đầu tiên Tập đoàn thực hiện các mục tiêu Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Việc thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2016 có ý nghĩa và vai trò đặc biệt quan trọng làm cơ sở vững chắc để thực hiện Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, góp phần quan trọng cùng cả nước vượt qua những khó khăn, thách thức để phát triển kinh tế đi đôi với giữ vững ổn định kinh tế vĩ mô, tiếp tục thực hiện tái cơ cấu kinh tế gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh, đảm bảo an sinh xã hội... Theo kế hoạch năm 2016 Chính phủ giao, Tập đoàn phấn đấu gia tăng trữ lượng 16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 25,64 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 20,27 tỷ kWh điện, 1,582 triệu tấn đạm và 5,69 triệu tấn xăng dầu các loại. Ý thức đầy đủ về trách nhiệm của Tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước, Tập đoàn đã chỉ đạo các đơn vị tập trung đẩy mạnh tái cấu trúc; nâng cao năng lực quản trị, quản lý; để đạt hiệu quả cao nhất với chi phí sản xuất thấp nhất.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong bối cảnh giá dầu năm 2016 có khả năng tiếp tục giảm, Tập đoàn sẽ gặp không ít thách thức, khó khăn. Thực tế cho thấy trong lịch sử phát triển của Tập đoàn có thời điểm giá dầu thô giảm xuống mức thấp nhất là 9,9USD/thùng (năm 1998). Song trong hoàn cảnh như vậy, người lao động Dầu khí đã đồng lòng thực hiện các kế sách tiết giảm chi tiêu,

PETROVIETNAM

CHƯƠNG TRÌNH HÀNH ĐỘNG 2016:

PHÁT HUY TỐI ĐA VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ MỌI NGUỒN LỰC

Để triển khai thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 7/1/2016 của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và triển khai thực hiện Chương trình hành động số 629/CĐ-DKVN nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2016; bám sát diễn biến của giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; thúc đẩy tái cơ cấu toàn diện để phát triển bền vững, ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao uy tín và sức cạnh tranh; chủ động hội nhập hợp tác quốc tế; nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ; tham gia bảo vệ và khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển.

Cơ cấu hiệu quả các sản phẩm sản xuất kinh doanh chủ đạo

Cán bộ, kỹ sư của Biển Đông POC và PTSC thao dõi trên công trường dự án. Ảnh: Hoàng Quang Hải

Để phấn đấu hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ năm 2016, tạo đà cho sự phát triển trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tập trung mọi nguồn lực để thúc đẩy sản xuất kinh doanh, cơ cấu hiệu quả các sản phẩm sản xuất kinh doanh chủ đạo. Các đơn vị trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí bám sát diễn biến giá dầu để chỉ đạo và có các giải pháp kịp thời ứng phó với sự biến động của giá dầu. Trong đó, tập trung rà soát lại các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò - thẩm lượng, phát triển mỏ mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp công tác tìm kiếm, thăm dò - thẩm lượng; cập nhật nhanh kết quả các giếng khoan để có điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm thăm dò, đảm bảo gia tăng trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong năm 2017, 2018 và các năm tiếp theo khi giá dầu phục hồi.

Đồng thời, các đơn vị tập trung rà soát tổng thể kế hoạch các lô, các giếng sẽ khoan khai thác, giá thành khai thác tại lô/mỏ đang khai thác để có các quyết sách khai thác hợp lý cho từng lô/mỏ theo từng thời điểm của biến động giá dầu trên nguyên tắc ưu tiên hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích của Nhà nước, lợi ích của nhà đầu tư. Trong đó, tiết giảm tối ưu chi phí vận hành, rà soát đảm phán lại các hợp đồng dịch vụ, tối ưu các chi phí liên quan đến vận hành mỏ, mục tiêu là tiết giảm tối thiểu 25 - 30% chi phí vận hành trong cơ cấu giá thành khai thác mỏ. Tiết giảm tối đa chi phí quản lý phân bổ (chi phí từ Công ty mẹ) ở từng lô/mỏ, tiết giảm tương ứng chi phí nhân công quản lý, mục tiêu là tiết giảm tối thiểu 30% chi phí quản lý phân bổ trong cơ cấu giá thành khai thác tại từng lô/mỏ. Tối ưu chi phí bảo dưỡng, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư, nguyên nhiên liệu trong chi phí vận hành khai thác, chi phí mua sắm vật tư, nguyên nhiên vật liệu thực sự cần thiết.

Tập đoàn sẽ tranh thủ giá dịch vụ dầu khí giảm để triển khai công tác điều tra cơ bản ở các vùng nước sâu, xa bờ, thăm dò dầu khí và khẳng định chủ quyền biển đảo quốc gia. Cân đối đủ vốn cho các mỏ đang khai thác và các dự án ưu tiên đầu tư, đảm phán lựa chọn hình thức thanh toán linh hoạt các hợp đồng sửa chữa, bảo dưỡng và dịch vụ, để đảm bảo duy trì khai thác mỏ, công việc cho các đơn vị dịch vụ và đón đầu khi giá dầu phục hồi. Tập trung tìm kiếm các thời cơ, cơ hội dự án tốt ở nước ngoài trong khó khăn thách thức hiện nay để đầu tư phát triển, mua mỏ/dự án chuẩn bị khai thác khi giá dầu tăng trở lại, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

12. Điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng và sử dụng vữa xi măng nặng để bơm trám các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn

17. Nghiên cứu chế tạo hệ gel polymer sử dụng cho đóng giếng tạm thời trong công tác sửa chữa giếng khai thác có áp suất thấp không ổn định

28. Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng của các mỏ dầu hiện hữu

HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

33. Nghiên cứu đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động trên hệ thiết bị flowloop

39. Áp dụng phương pháp tính toán thực nghiệm Ziegler & Nichols xác định các tham số cho bộ điều khiển lưu lượng dòng trong công nghiệp dầu khí

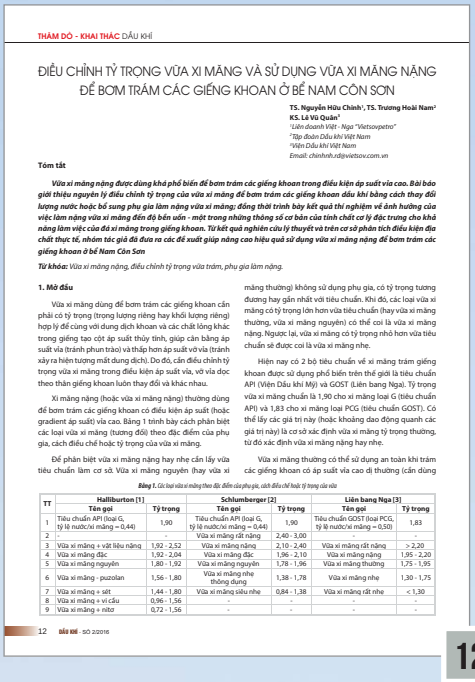
CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

44. Nghiên cứu, hoàn thiện quy trình chế tạo sản phẩm anode hy sinh hợp kim Al - Zn - In đạt tiêu chuẩn chất lượng quốc tế

CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

51. Tính toán khả năng giải tỏa công suất của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1

CONTENTS



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

ĐIỀU CHỈNH TỶ TRỌNG VỮA XI MĂNG VÀ SỬ DỤNG VỮA XI MĂNG NẶNG ĐỂ BƠM TRÁM CÁC GIẾNG KHOAN Ở BỂ NAM CÔN SƠN

TS. Nguyễn Hữu Chình[1], TS. Trương Hoài Nam[2]
KS. Lê Vũ Quân[3]
[1]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[2]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
[3]Viện Dầu khí Việt Nam
Email: chinhnh.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Vữa xi măng nặng được dùng khá phổ biến để bơm trám các giếng khoan trong điều kiện áp suất vỉa cao. Bài báo giới thiệu nguyên lý điều chỉnh tỷ trọng của vữa xi măng để bơm trám các giếng khoan dầu khí bằng cách thay đổi lượng nước hoặc bổ sung phụ gia làm nặng vữa xi măng; đồng thời trình bày kết quả thí nghiệm về ảnh hưởng của việc làm nặng vữa xi măng đến độ bền uốn - một trong những thông số cơ bản của tính chất cơ lý đặc trưng cho khả năng làm việc của đá xi măng trong giếng khoan. Từ kết quả nghiên cứu lý thuyết và trên cơ sở phân tích điều kiện địa chất thực tế, nhóm tác giả đã đưa ra các đề xuất giúp nâng cao hiệu quả sử dụng vữa xi măng nặng để bơm trám các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn

Từ khóa: *Vữa xi măng nặng, điều chỉnh tỷ trọng vữa trám, phụ gia làm nặng.*

1. Mở đầu

Vữa xi măng dùng để bơm trám các giếng khoan cần phải có tỷ trọng (trọng lượng riêng hay khối lượng riêng) hợp lý để cùng với dung dịch khoan và các chất lỏng khác trong giếng tạo cột áp suất thủy tĩnh, giúp cân bằng áp suất vỉa (tránh phun trào) và thấp hơn áp suất vỡ vỉa (tránh xảy ra hiện tượng mất dung dịch). Do đó, cần điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng trong điều kiện áp suất vỉa, vỡ vỉa dọc theo thân giếng khoan luôn thay đổi và khác nhau.

Xi măng nặng (hoặc vữa xi măng nặng) thường dùng để bơm trám các giếng khoan có điều kiện áp suất (hoặc gradient áp suất) vỉa cao. Bảng 1 trình bày cách phân biệt các loại vữa xi măng (tương đối) theo đặc điểm của phụ gia, cách điều chế hoặc tỷ trọng của vữa xi măng.

Để phân biệt vữa xi măng nặng hay nhẹ cần lấy vữa tiêu chuẩn làm cơ sở. Vữa xi măng nguyên (hay vữa xi măng thường) không sử dụng phụ gia, có tỷ trọng tương đương hay gần nhất với tiêu chuẩn. Khi đó, các loại vữa xi măng có tỷ trọng lớn hơn vữa tiêu chuẩn (hay vữa xi măng thường, vữa xi măng nguyên) có thể coi là vữa xi măng nặng. Ngược lại, vữa xi măng có tỷ trọng nhỏ hơn vữa tiêu chuẩn sẽ được coi là vữa xi măng nhẹ.

Hiện nay có 2 bộ tiêu chuẩn về xi măng trám giếng khoan được sử dụng phổ biến trên thế giới là tiêu chuẩn API (Viện Dầu khí Mỹ) và GOST (Liên bang Nga). Tỷ trọng vữa xi măng chuẩn là 1,90 cho xi măng loại G (tiêu chuẩn API) và 1,83 cho xi măng loại PCG (tiêu chuẩn GOST). Có thể lấy các giá trị này (hoặc khoảng dao động quanh các giá trị này) là cơ sở xác định vữa xi măng tỷ trọng thường, từ đó xác định vữa xi măng nặng hay nhẹ.

Vữa xi măng thường có thể sử dụng an toàn khi trám các giếng khoan có áp suất vỉa cao dị thường (cần dùng

Bảng 1. Các loại vữa xi măng theo đặc điểm của phụ gia, cách điều chế hoặc tỷ trọng của vữa

TT	Halliburton [1]		Schlumberger [2]		Liên bang Nga [3]	
	Tên gọi	Tỷ trọng	Tên gọi	Tỷ trọng	Tên gọi	Tỷ trọng
1	Tiêu chuẩn API (loại G, tỷ lệ nước/xi măng – 0,44)	1,90	Tiêu chuẩn API (loại G, tỷ lệ nước/xi măng – 0,44)	1,90	Tiêu chuẩn GOST (loại PCG, tỷ lệ nước/xi măng – 0,50)	1,83
2			Vữa xi măng rất nặng	2,40 - 3,00	-	-
3	Vữa xi măng + vật liệu nặng	1,92 - 2,52	Vữa xi măng nặng	2,10 - 2,40	Vữa xi măng rất nặng	> 2,20
4	Vữa xi măng đặc	1,92 - 2,04	Vữa xi măng đặc	1,96 - 2,10	Vữa xi măng nặng	1,95 - 2,20
5	Vữa xi măng nguyên	1,80 - 1,92	Vữa xi măng nguyên	1,78 - 1,96	Vữa xi măng thường	1,75 - 1,95
6	Vữa xi măng - puzolan	1,56 - 1,80	Vữa xi măng nhẹ thông dụng	1,38 - 1,78	Vữa xi măng nhẹ	1,30 - 1,75
7	Vữa xi măng + sét	1,44 - 1,80	Vữa xi măng siêu nhẹ	0,84 - 1,38	Vữa xi măng rất nhẹ	<1,30
8	Vữa xi măng + vi cầu	0,96 - 1,56	-	-	-	-
9	Vữa xi măng + nitơ	0,72 - 1,56	-	-	-	-

12

FOCUS

President Truong Tan Sang:
Petrovietnam needs restructuring to stand firm 4

2016 Programme of Action:
To maximally mobilise and effectively use all resources 7

Restructuring during 2016 - 2020:
Enhancing management capacity and competitiveness 10

SCIENTIFIC RESEARCH

Weighted cement slurry and their use for
oil and gas well cementing in Nam Con Son basin 12

Study of gelled polymer system used for temporary plugging
of oil well in workover operation for low pressure
and unstable production wells 17

The tie-in of Ca Ngu Vang to Bach Ho oil field and experience of
marginal oil fields tie-in with existing large oil fields 28

Effect of corrosion and scale inhibitor under flow simulation
in laboratory 33

Application of Ziegler & Nichols' experiment method for calculating
the parameters for flow controllers in the petroleum industry 39

Study and improvement of Al-Zn-In alloy sacrificial anode
manufacturing process and international quality accreditation 44

Calculating scenarios to optimise Vung Ang 1 power plant's
operations 51

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

Summaries of global crude oil market outlooks
for 2016 - 2035 period 58

NEWS

Co-operation to be boosted with US oil and gas companies 67

Workshop on "New Discoveries and Development Concept of
Paleogene Reservoir - Experiences and Lessons" 68

Quang Ngai's Party Committee works with BSR concerning
Dung Quat Refinery upgrading and expansion project 69

BSR and JCCP strengthen co-operation in refining and
petrochemical fields 70

LPG Storage and Filling Station to be built in Ca Mau province 71

Eni gets green light for development of Zohr gas field in Egypt 72

First oil shipment from Iran to Europe after sanction lift 73

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

58. Tổng hợp dự báo thị trường dầu thô thế giới giai đoạn 2016 - 2035

CHỦ TỊCH NƯỚC TRƯƠNG TẤN SANG:

PETROVIETNAM PHẢI TÁI CƠ CẤU THÌ MỚI ĐỨNG VỮNG

Trong chuyến thăm và làm việc tại Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày 4/2/2016, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã ghi nhận, đánh giá cao sự phát triển đồng bộ, quy mô và tiềm lực của Tập đoàn; đặc biệt là tinh thần khắc phục khó khăn, vượt thách thức để đứng vững và phát triển trong bối cảnh giá dầu giảm mạnh. Trước các khó khăn trong năm 2016, Chủ tịch nước nhấn mạnh Tập đoàn cần phải tái cơ cấu thì mới đứng vững được, đồng thời cần tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh, tiết giảm chi phí, điều chỉnh sản lượng khai thác từng mỏ, điều chỉnh cơ cấu sản phẩm hợp lý.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang phát biểu chỉ đạo. Ảnh: Hiền Anh

Báo cáo với Chủ tịch nước về kết quả sản xuất kinh doanh năm 2015, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết với sự nỗ lực quyết tâm cao, tập thể người lao động Dầu khí đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất được giao từ 8 - 24,5%. Trong đó, Tập đoàn có 3 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 40,5 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8% so với kế hoạch năm, về đích trước 2 tháng), đưa 4 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác; sản lượng khai thác dầu khí đạt 29,42 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 10,6% kế hoạch năm). Bên cạnh đó, Tập đoàn đã sản xuất 21,98 tỷ kWh điện (vượt 18,8% kế hoạch năm, về đích trước 1 tháng 18 ngày), 1,68 triệu tấn urea (vượt 10,4% kế hoạch năm, về đích trước 25 ngày) và 6,91 triệu tấn xăng dầu (vượt 24,5% kế hoạch năm, về đích trước 2 tháng). Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2015 đạt 510 nghìn tỷ đồng, vượt 14,4% kế hoạch năm, tăng 10,6% so với năm 2014 - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Tuy giá dầu trung bình năm 2015 chỉ đạt 54,5USD/thùng, nhưng các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đều đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Trong giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn đã đạt được nhiều kết quả, thành tựu quan trọng; tiếp tục khẳng định vai trò, vị trí là tập đoàn kinh tế trụ cột, hàng đầu của đất nước; hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả, đóng góp lớn cho ngân sách, cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; tham gia giữ vững chủ quyền quốc gia trên biển.

Năm 2016 là năm đầu tiên Tập đoàn thực hiện các mục tiêu Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Việc thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2016 có ý nghĩa và vai trò đặc biệt quan trọng làm cơ sở vững chắc để thực hiện Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, góp phần quan trọng cùng cả nước vượt qua những khó khăn, thách thức để phát triển kinh tế đi đôi với giữ vững ổn định kinh tế vĩ mô, tiếp tục thực hiện tái cơ cấu kinh tế gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh, đảm bảo an sinh xã hội… Theo kế hoạch năm 2016 Chính phủ giao, Tập đoàn phấn đấu gia tăng trữ lượng 16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 25,64 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 20,27 tỷ kWh điện, 1,582 triệu tấn đạm và 5,69 triệu tấn xăng dầu các loại. Ý thức đầy đủ về trách nhiệm của Tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước, Tập đoàn đã chỉ đạo các đơn vị tập trung đẩy mạnh tái cấu trúc; nâng cao năng lực quản trị, quản lý; để đạt hiệu quả cao nhất với chi phí sản xuất thấp nhất.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong bối cảnh giá dầu năm 2016 có khả năng tiếp tục giảm, Tập đoàn sẽ gặp không ít thách thức, khó khăn. Thực tế cho thấy trong lịch sử phát triển của Tập đoàn có thời điểm giá dầu thô giảm xuống mức thấp nhất là 9,9USD/thùng (năm 1998). Song trong hoàn cảnh như vậy, người lao động Dầu khí đã đồng lòng thực hiện các kế sách tiết giảm chi tiêu,

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chụp ảnh lưu niệm cùng Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam qua các thời kỳ. Ảnh: Hiển Anh

Trong giai đoạn 2011 - 2015, tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 3.518 nghìn tỷ đồng (tốc độ tăng trung bình đạt 10%/năm), đóng góp cho ngân sách Nhà nước 836,3 nghìn tỷ đồng (vượt 214 nghìn tỷ đồng, tương đương khoảng 10 tỷ USD so với kế hoạch Chính phủ giao). Công tác thăm dò khai thác dầu khí được triển khai tích cực và thu được nhiều kết quả quan trọng; các nhà máy/công trình được vận hành ổn định, mang lại hiệu quả kinh tế - xã hội cao; tiến độ các dự án đầu tư được kiểm soát chặt chẽ; các dự án trọng điểm về dầu khí được đưa vào vận hành, khai thác (như lọc hóa dầu, khí, điện, đạm…) tạo ra sự phát triển vượt bậc của Tập đoàn.

thắt lưng buộc bụng, phát huy sáng kiến, sáng tạo để vượt qua những khó khăn, thách thức tưởng chừng không thể vượt qua. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định Nghị quyết 41-NQ/TW của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 đã mở ra một cơ hội mới để hoàn thiện cơ chế, sửa đổi các quy định mà nhiều điều không còn phù hợp với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn hiện nay. Đồng thời, tinh thần đoàn kết, chia sẻ, đùm bọc lẫn nhau, vượt khó đi lên của tập thể người lao động Dầu khí sẽ giúp Tập đoàn đứng vững và phát triển.

Tổng giám đốc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" Từ Thành Nghĩa cho biết, Liên doanh đã xây dựng và giữ vững Đảng bộ trong sạch, vững mạnh; góp phần củng cố phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam - Liên bang Nga, phát triển Vietsovpetro thành thương hiệu mạnh; đã từng bước mở rộng hoạt động ra vùng nước sâu, xa bờ trên thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam, gắn công tác thăm dò khai thác dầu khí với nhiệm vụ đảm bảo quốc phòng, an ninh trên biển. Trong năm 2015, Vietsovpetro đã hoàn thành các chỉ tiêu sản lượng khai thác, tiết giảm chi phí (gần 400 triệu USD), khoan 5 giếng thăm dò với tỷ lệ thành công đạt 100%, phát hiện 2 mỏ dầu có trữ lượng khá, cho phép phát triển trong thời gian ngắn để duy trì ổn định sản lượng khai thác, xây dựng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1… Lãnh đạo Vietsovpetro khẳng định với Chủ tịch nước trong năm 2016 sẽ đoàn kết, tiếp tục lao động sáng tạo với quyết tâm cao nhất, chung sức cùng Tập đoàn vượt qua thách thức, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ Đảng, Nhà nước giao.

Thay mặt Lãnh đạo Đảng, Nhà nước, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang ghi nhận và đánh giá cao đóng góp của Tập đoàn đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, góp phần quan trọng trong thực hiện nhiệm vụ ngoại giao, quốc phòng - an ninh, bảo vệ chủ quyền quốc gia. Chủ tịch nước nhấn mạnh Tập đoàn đang hiện thực hóa các ý tưởng, mong ước của Chủ tịch Hồ Chí Minh khi đến thăm Khu công nghiệp dầu khí Bacu (Azerbaijan) ngày 23/7/1959. Trong đó, sự ra đời của Vietsovpetro là dấu mốc đặc biệt quan trọng, là nền tảng vững chắc cho sự hình thành, xây dựng và phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Chủ tịch nước đánh giá cao sự phát triển đồng bộ, quy mô và tiềm lực của Tập đoàn trong thời gian qua; đặc biệt là tinh thần khắc phục khó khăn, vượt thách thức để đứng vững và phát triển trong bối cảnh giá dầu giảm mạnh.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang thăm cụm giàn công nghệ trung tâm 2 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Đức Hậu

Chủ tịch nước cho rằng trong nền kinh tế thị trường chắc chắn không tránh khỏi lúc giá dầu lên cao, lúc giá dầu xuống thấp. Tập đoàn cần phải tính toán, điều chỉnh hoạt động sản xuất kinh doanh cho phù hợp để kịp thời ứng phó với các khó khăn trước mắt; đề xuất, kiến nghị với Đảng và Nhà nước các cơ chế, chính sách phù hợp để đảm bảo hoạt động bình thường trước mọi "cú sốc" trong quá trình tham gia hội nhập kinh tế quốc tế. Chủ tịch nước nhấn mạnh Tập đoàn cần phải tái cơ cấu thì mới đứng vững được, trước mắt cần tìm cách giảm chi phí, điều chỉnh sản lượng khai thác từng mỏ, điều chỉnh cơ cấu sản phẩm hợp lý.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đề nghị Tập đoàn tiếp tục thực hiện các chỉ đạo của Chủ tịch nước trong lần thăm trước (Trình độ quản trị tốt nhất; Tốc độ phát triển nhanh nhất; Sản xuất kinh doanh có hiệu quả nhất; Là một trong những trụ cột vững chắc nhất của nền kinh tế; Đời sống cán bộ, công nhân viên tốt nhất; Đoàn kết nội bộ tốt nhất; Mọi hoạt động phải dân chủ, công khai, minh bạch, không tham nhũng, lãng phí; Là một trong những đơn vị tiêu biểu nhất trong thực hiện Nghị quyết Trung ương 4 Khóa XI). Đồng thời, Tập đoàn cần tiếp tục phát triển về quy mô, nâng cao năng lực cạnh tranh, đóng góp ngày càng lớn vào nền kinh tế đất nước, tiếp tục thực hiện nhiệm vụ quốc phòng - an ninh, góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia.

Chủ tịch nước tin tưởng rằng với sự đoàn kết, đồng lòng, quyết tâm cao, cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ vượt qua khó khăn trước mắt để phát triển mạnh mẽ trong thời gian tới.

Thay mặt tập thể cán bộ, công nhân viên, người lao động Ngành Dầu khí, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cảm ơn sự quan tâm, chỉ đạo sát sao, kịp thời của Chủ tịch nước. Lời chúc của Chủ tịch nước vừa là nguồn động viên, khích lệ, vừa là ý kiến chỉ đạo, là mục tiêu cần đạt được. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ cụ thể hóa các ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch nước thành chương trình hành động cụ thể để tổ chức thực hiện nhiệm vụ năm 2016 với quyết tâm cao nhất. Trong đó, Tập đoàn sẽ tập trung phát triển mạnh 5 lĩnh vực kinh doanh chính, tiếp tục thực hiện công tác tái cơ cấu để phát triển bền vững.

Việt Hà

CHỦ TỊCH NƯỚC TRƯƠNG TẤN SANG THĂM CỤM GIÀN CÔNG NGHỆ TRUNG TÂM 2 MỎ BẠCH HỔ

Ngày 9/2/2016, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác đã đi thăm cán bộ công nhân viên đang làm việc tại cụm giàn công nghệ trung tâm 2 mỏ Bạch Hổ, thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Theo báo cáo của Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa, Vietsovpetro đã khai thác được gần 218 triệu tấn dầu thô, đưa về bờ 29 tỷ m^3 khí. Tổng doanh thu đạt 71 tỷ USD, nộp cho nhà nước Việt Nam 46 tỷ USD. Riêng năm 2015, Vietsovpetro đã khai thác được 5,2 triệu tấn dầu thô, vượt kế hoạch 100 nghìn tấn.

Lắng nghe ý kiến của cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Chủ tịch nước Trương Tấn Sang ân cần thăm hỏi, biểu dương tinh thần làm việc của cán bộ công nhân viên tại giàn công nghệ trung tâm 2; chia sẻ với những khó khăn của Ngành Dầu khí hiện nay khi giá dầu suy giảm mạnh.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh hoạt động thăm dò khai thác dầu khí mang tính đặc thù, vừa đóng góp lớn cho nền kinh tế đất nước, vừa góp phần quan trọng vào việc khẳng định và bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Chủ tịch nước tin tưởng vào sự phát triển bền vững của Vietsovpetro - một biểu tượng sinh động cho tình hữu nghị Việt Nam - Liên bang Nga. Chủ tịch nước chúc Ngành Dầu khí Việt Nam vượt qua khó khăn, xứng đáng là tập đoàn kinh tế mạnh của quốc gia.

CHƯƠNG TRÌNH HÀNH ĐỘNG 2016:
PHÁT HUY TỐI ĐA VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ MỌI NGUỒN LỰC

Để triển khai thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 7/1/2016 của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và triển khai thực hiện Chương trình hành động số 629/CTr-DKVN nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2016; bám sát diễn biến của giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; thúc đẩy tái cơ cấu toàn diện để phát triển bền vững, ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao uy tín và sức cạnh tranh; chủ động hội nhập hợp tác quốc tế; nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ; tham gia bảo vệ và khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển.

Cơ cấu hiệu quả các sản phẩm sản xuất kinh doanh chủ đạo

Để phấn đấu hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ năm 2016, tạo đà cho sự phát triển trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tập trung mọi nguồn lực để thúc đẩy sản xuất kinh doanh, cơ cấu hiệu quả các sản phẩm sản xuất kinh doanh chủ đạo. Các đơn vị trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí bám sát diễn biến giá dầu để chỉ đạo và có các giải pháp kịp thời ứng phó với sự biến động của giá dầu. Trong đó, tập trung rà soát lại các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò - thẩm lượng, phát triển mỏ mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp công tác tìm kiếm, thăm dò - thẩm lượng; cập nhật nhanh kết quả các giếng khoan để có điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm thăm dò, đảm bảo gia tăng trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong năm 2017, 2018 và các năm tiếp theo khi giá dầu phục hồi.

Đồng thời, các đơn vị tập trung rà soát tổng thể kế hoạch các lô, các giếng sẽ khoan khai thác, giá thành khai thác tại lô/mỏ đang khai thác để có các quyết sách khai thác hợp lý cho từng lô/mỏ theo từng thời điểm của biến động giá dầu trên nguyên tắc ưu tiên hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích của Nhà nước, lợi ích của nhà đầu tư. Trong đó, tiết giảm tối ưu chi phí vận hành, rà soát đàm phán lại các hợp đồng dịch vụ, tối ưu các chi phí liên quan đến vận hành mỏ, mục tiêu là tiết giảm tối thiểu 25 - 30% chi phí vận hành trong cơ cấu giá thành khai thác mỏ. Tiết giảm tối đa chi phí quản lý phân bổ (chi phí từ Công ty mẹ) ở từng lô/mỏ, tiết giảm tương ứng chi phí nhân công quản lý, mục tiêu là tiết giảm tối thiểu 30% chi phí quản lý phân bổ trong cơ cấu giá thành khai thác tại từng lô/mỏ. Tối ưu chi phí bảo dưỡng, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư, nguyên nhiên liệu trong chi phí vận hành khai thác, chi phí mua sắm vật tư, nguyên nhiên vật liệu thực sự cần thiết.

Cán bộ, kỹ sư của Bien Dong POC và PTSC trao đổi trên công trường dự án. Ảnh: Hoàng Quang Hà

Tập đoàn sẽ tranh thủ giá dịch vụ dầu khí giảm để triển khai công tác điều tra cơ bản ở các vùng nước sâu, xa bờ, thăm dò dầu khí và khẳng định chủ quyền biển đảo quốc gia. Cân đối đủ vốn cho các mỏ đang khai thác và các dự án ưu tiên đầu tư, đàm phán lựa chọn hình thức thanh toán linh hoạt các hợp đồng sửa chữa, bảo dưỡng và dịch vụ, để đảm bảo duy trì khai thác mỏ, công việc cho các đơn vị dịch vụ và đón đầu khi giá dầu phục hồi. Tập trung tìm kiếm các thời cơ, cơ hội dự án tốt ở nước ngoài trong khó khăn thách thức hiện nay để đầu tư phát triển, mua mỏ/dự án chuẩn bị khai thác khi giá dầu tăng trở lại, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động

của Tập đoàn và sử dụng tiết kiệm nguồn tài nguyên trong nước.

Các đơn vị dịch vụ dầu khí cần có các giải pháp tích cực để hỗ trợ các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí; chủ động đàm phán với các nhà thầu dầu khí để giảm giá dịch vụ hợp lý, xem xét lại các điều khoản thanh toán hợp đồng dịch vụ nhằm hỗ trợ khó khăn về vốn và giảm bội chi cho các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, duy trì thị trường dịch vụ, đảm bảo việc làm cho người lao động; xem xét mức trả thù lao phù hợp với tình hình thực tế vì mục tiêu lâu dài. Các đơn vị dịch vụ dầu khí cần tập trung đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp nhằm tăng hiệu quả hoạt động, đảm bảo quyền lợi cho các cổ đông; đẩy mạnh công tác tiếp thị để mở rộng và phát triển thêm thị trường dịch vụ ở trong và ngoài nước.

Các đơn vị sản xuất cần tranh thủ giá dầu thấp để phát huy tối đa công suất của các nhà máy, nâng cao hiệu quả hoạt động của đơn vị; chủ động tính toán cơ cấu sản phẩm trong từng thời điểm theo biến động ảnh hưởng của giá dầu, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh; thực hiện tiết giảm 20 - 30% chi phí biến đổi trong cơ cấu giá thành sản phẩm; rà soát, hoàn chỉnh các quy trình kỹ thuật trong sản xuất kinh doanh để hạn chế lãng phí do sản xuất dư thừa, tồn kho…

Đồng thời, các đơn vị cần chủ động cân đối các sản phẩm thiết yếu (xăng, dầu, đạm, điện, khí hóa lỏng…) để sẵn sàng tham gia bình ổn thị trường; củng cố, xây dựng, phát triển và kiểm soát chặt chẽ chất lượng các kênh phân phối sản phẩm, dịch vụ bán hàng; quảng bá và phát triển thị trường tiêu thụ sản phẩm xăng E5 và xơ sợi; đẩy mạnh công tác nghiên cứu thị trường, giá cả để đưa ra các quyết định kịp thời trong công tác quản lý sản xuất kinh doanh.

Tập trung vốn cho các dự án đầu tư trọng điểm

Tập đoàn và các đơn vị tập trung vốn cho các dự án đầu tư thực sự cần thiết thuộc lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, các dự án hoàn thành trong năm 2016; thực hiện phân loại và sắp xếp thứ tự ưu tiên các dự án đầu tư, đảm bảo hiệu quả sử dụng vốn, đầu tư theo trọng điểm. Dự kiến trong năm 2016, Tập đoàn sẽ phấn đấu ký 2 - 3 hợp đồng dầu khí mới; đưa 4 mỏ/công trình mới vào khai thác (gồm mỏ Thiên Ưng, Rồng RC-9, Thỏ Trắng ThTC-3, Sư Tử Trắng - pha 2), đảm bảo tiến độ triển khai các dự án trọng điểm… Sử dụng tối đa nguồn lực của các đơn vị trong quá trình thực hiện đầu tư dự án/công trình; kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chi phí, chất lượng các dự án/công trình; thường xuyên rà soát, đánh giá để có giải pháp kịp thời cắt giảm, tạm dừng các hạng mục công trình/dự án không thu xếp được nguồn vốn, hiệu quả kinh tế - xã hội không cao. Nâng cao chất lượng công tác dự báo thị trường, lập và thẩm định dự án, công tác khảo sát, thiết kế, giải pháp thi công để phấn đấu tiết kiệm tối đa chi phí đầu tư của các dự án/công trình; đánh giá lại hiệu quả đầu tư của các dự án/công trình khi hoàn thành đầu tư đưa vào vận hành.

Để quản lý vốn linh hoạt, Tập đoàn đang xây dựng phương án vốn điều lệ cho Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn 2016 - 2018; xây dựng và thực hiện đồng bộ các giải pháp tài chính, kế hoạch huy động nguồn vốn, cân

Một góc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất . Ảnh: VPI

đối dòng tiền cho nhu cầu đầu tư phát triển, sản xuất kinh doanh để ứng phó kịp thời với những biến động xấu nhất của giá dầu trong năm 2016 và những năm tiếp theo. Đa dạng hóa hình thức huy động vốn, tăng cường thu hút vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài và vốn của các thành phần kinh tế khác trong nước; cân đối dòng tiền linh hoạt, hiệu quả; tăng cường công tác quản trị rủi ro trong hoạt động sản xuất kinh doanh, hạn chế ảnh hưởng tiêu cực của thị trường, tối đa hóa lợi nhuận.

Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tích cực làm việc với các Bộ/Ngành để sớm hoàn thiện trình Chính phủ các cơ chế tạo điều kiện cho Tập đoàn phát triển theo định hướng đã được Bộ Chính trị, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035.

Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh thực hiện công tác tái cơ cấu doanh nghiệp: xây dựng Đề án tái cơ cấu trong giai đoạn 2016 - 2020 trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; đẩy mạnh xúc tiến đầu tư và tìm kiếm cổ đông chiến lược; đẩy mạnh công tác thoái vốn, bán cổ phần và đăng ký giao dịch, niêm yết trên thị trường chứng khoán; tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp; tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức, quản lý theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả, áp dụng các phương thức quản trị tiên tiến.

Các đơn vị tiếp tục cải cách hành chính, chỉ đạo quyết liệt thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí; rà soát lại các nhiệm vụ, chi phí dự kiến trong năm 2016; chủ động cắt giảm tối đa các chi phí thuê ngoài, các nhiệm vụ chưa thật sự cấp bách. Mục tiêu phấn đấu tiết giảm tối đa 20 - 30% chi phí biến đổi trong cơ cấu giá thành sản phẩm sản xuất và dịch vụ, nâng cao trình độ quản trị doanh nghiệp, quản trị rủi ro, điều hành sản xuất kinh doanh nhạy bén - kịp thời - chính xác - hiệu quả.

Đẩy mạnh phát triển khoa học công nghệ

Tập đoàn tiếp tục triển khai các giải pháp nhằm nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh phát triển khoa học công nghệ, tiếp tục thực hiện sâu rộng chính sách an sinh xã hội, ổn định việc làm và chăm lo đời sống cho cán bộ công nhân viên. Trong đó, Tập đoàn xây dựng Quy hoạch phát triển Khoa học công nghệ và Đào tạo đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; ưu tiên đào tạo chuyên gia trong các lĩnh vực mũi nhọn; tăng cường hợp tác với nhà thầu dầu khí, liên doanh với nước ngoài trong công tác đào tạo, phát triển nguồn nhân lực. Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường và nâng cao khả năng cạnh tranh của Tập đoàn. Đổi mới nhận thức, tư duy, đẩy mạnh đào tạo, sử dụng đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ; xây dựng quy chế ưu đãi, tăng đầu tư, xây dựng kế hoạch nghiên cứu, đặt hàng cho công tác nghiên cứu khoa học; tiếp tục đổi mới cơ chế hoạt động, nâng cao hiệu quả quản lý theo tinh thần đổi mới của Luật Khoa học và Công nghệ theo hướng bám sát nhu cầu thị trường và yêu cầu của Ngành Dầu khí; xác định công nghệ cần phải chiếm lĩnh trong từng lĩnh vực cụ thể. Các đơn vị cần sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, trên cơ sở đó khuyến khích nghiên cứu, phát triển, đầu tư, thử nghiệm chuyển đổi và ứng dụng các công nghệ mới, đào tạo nguồn nhân lực phù hợp, tiến tới làm chủ công nghệ.

Đặc biệt, Tập đoàn sẽ tập trung tăng cường năng lực nghiên cứu khoa học trong các lĩnh vực: xử lý, minh giải tài liệu địa chấn; thăm dò, khai thác dầu khí vùng nước sâu, xa bờ; thăm dò, khai thác, chế biến dầu nặng; nâng cao thu hồi dầu; phát triển mỏ nhỏ, cận biên, hàm lượng CO_2 cao; vận chuyển, tồn trữ, nhập khẩu LNG; chế biến dầu khí; thiết kế, chế tạo công trình dầu khí; dự báo thị trường, cung - cầu các sản phẩm chủ yếu trong Ngành Dầu khí; đánh giá và quản lý rủi ro các dự án. Tập đoàn tập trung xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ đầu ngành, có trình độ cao; tăng cường các biện pháp nhằm gắn kết chặt chẽ hơn nữa giữa nghiên cứu khoa học với đào tạo và ứng dụng.

Ngọc Linh

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong giai đoạn 2016 - 2020 sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, đổi mới mô hình quản lý và tổ chức hoạt động để tối ưu hóa mô hình tăng trưởng, đóng vai trò chủ đạo, định hướng, dẫn dắt các thành phần kinh tế khác phát triển phù hợp với định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035.

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Duy Tinh

TÁI CƠ CẤU GIAI ĐOẠN 2016 - 2020: NÂNG CAO NĂNG LỰC QUẢN TRỊ VÀ SỨC CẠNH TRANH

Tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp

Ngày 1/2/2016, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác tái cơ cấu trong giai đoạn 2012 - 2015, nhiệm vụ, giải pháp tái cơ cấu trong giai đoạn 2016 - 2020. Trên cơ sở Đề án tái cơ cấu được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 46/QĐ-TTg ngày 5/1/2013 và sửa đổi, bổ sung tại Quyết định số 1011/QĐ-TTg ngày 3/7/2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nghiêm túc, chỉ đạo quyết liệt công tác tái cơ cấu theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ; phê duyệt, sửa đổi, bổ sung phương án tái cơ cấu của các đơn vị thành viên để có cơ sở triển khai thực hiện. Hội nghị đã đề ra các nhiệm vụ, giải pháp cơ bản trong công tác sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp trong giai đoạn 2016 - 2020. Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, đổi mới mô hình quản lý và tổ chức hoạt động để phát triển Tập đoàn thành doanh nghiệp nòng cốt trong Ngành Dầu khí, tối ưu hóa mô hình tăng trưởng, đóng vai trò chủ đạo, định hướng, dẫn dắt các thành phần kinh tế khác phát triển phù hợp với định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035, Đề án tái cơ cấu Ngành Dầu khí Việt Nam phục vụ sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa và phát triển bền vững giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030. Xây dựng, củng cố, phát triển Tập đoàn và các đơn vị thành viên (đặc biệt là các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực chủ đạo, tạo thành chuỗi giá trị gia tăng của Ngành Dầu khí) có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả và bền vững, chủ động tích cực hội nhập quốc tế, huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn sẽ tái cơ cấu theo lĩnh vực, ngành nghề kinh doanh; tập trung phát triển 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến, tồn trữ và phân phối các sản phẩm dầu khí; dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Trong từng lĩnh vực, Tập đoàn tập trung đánh giá năng lực cạnh tranh so với các doanh nghiệp có cùng đặc điểm về quy mô và điều kiện hoạt động trong khu vực, từ đó xây dựng lộ trình và giải pháp nâng cao năng lực cạnh tranh trong giai đoạn 2016 - 2020; rà soát, hoàn thiện quy trình sản xuất, các định mức chi phí, định mức kinh tế - kỹ thuật, tiêu hao vật tư… nhằm tối ưu hóa chi phí, nâng cao hiệu quả; nâng cao chất lượng công tác quản trị đầu tư, quản trị vốn, quản trị dòng tiền…

Trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, Tập đoàn rà soát tiết giảm tối ưu chi phí quản lý phân

bổ từng mỏ/từng lô, tiết giảm tương ứng chi phí nhân công quản lý để từ đó giảm giá thành khai thác; tối ưu hóa danh mục đầu tư và nguồn vốn để đảm bảo cân đối vốn, nhu cầu về vốn trong bối cảnh giá dầu sụt giảm mạnh và diễn biến khó lường…

Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn nghiên cứu tăng cường chế biến sâu, đổi mới khoa học công nghệ trong lĩnh vực thu gom, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối khí và sản phẩm khí; xây dựng cơ sở hạ tầng để tăng cường đưa khí CNG vào sử dụng; nghiên cứu phương án xây dựng đường ống kết nối các khu vực, hình thành đường ống dẫn khí quốc gia; cơ sở hạ tầng kho cảng để nhập khẩu LNG, CNG tại thời điểm phù hợp.

Trong lĩnh vực công nghiệp điện, Tập đoàn đẩy mạnh xúc tiến đầu tư, thu hút các nhà đầu tư chiến lược góp vốn mua cổ phần của Tổng công ty Điện lực Dầu khí (PV Power) khi cổ phần hóa; tập trung vào lĩnh vực điện khí, thoái vốn tại các lĩnh vực kinh doanh khác (ngoại trừ 5 dự án điện than được Chính phủ giao); nâng cao năng lực quản lý, vận hành, bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện nhằm đảm bảo vận hành an toàn, thông suốt, tuân thủ việc điều động điện của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia.

Trong lĩnh vực chế biến, tồn trữ và phân phối các sản phẩm dầu khí, Tập đoàn đẩy mạnh xúc tiến đầu tư, thu hút các nhà đầu tư chiến lược góp vốn mua cổ phần của Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) khi cổ phần hóa; tập trung phát triển hóa dầu, hóa chất, chế biến sâu dầu khí, nhằm tăng thêm giá trị gia tăng và các sản phẩm mới (nguyên, nhiên, vật liệu) phục vụ sản xuất công nghiệp, nông nghiệp trong nước và xuất khẩu. Tăng cường các giải pháp để có nguồn nguyên liệu, dầu thô lâu dài, ổn định; tiếp tục tháo gỡ khó khăn để phát triển nhiên liệu sinh học; nâng cao năng lực trong công tác bảo dưỡng, sửa chữa; phát triển nguồn nhân lực, ưu tiên đào tạo chuyên gia mũi nhọn trong lĩnh vực chế biến dầu khí.

Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí chất lượng cao, Tập đoàn xác định các dịch vụ chủ đạo: dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan; dịch vụ khảo sát, xử lý và minh giải địa chấn; dịch vụ thiết kế, chế tạo và xây lắp các công trình dầu khí; dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy, công trình dầu khí; dịch vụ đóng mới và vận hành các phương tiện nổi phục vụ hoạt động dầu khí. Trong đó, Tập đoàn thực hiện các giải pháp để hạn chế thấp nhất cạnh tranh nội bộ; mở rộng thị trường ra ngoài ngành ở trong nước và nước ngoài.

Đẩy mạnh đổi mới công nghệ

Tập đoàn sẽ đẩy mạnh đổi mới công nghệ, gắn việc ứng dụng tiến bộ khoa học công nghệ với các giải pháp tăng năng suất lao động và giảm chi phí trong hoạt động sản xuất kinh doanh; tiếp tục rà soát chi phí trên một đơn vị sản phẩm so với các doanh nghiệp hoạt động trong cùng ngành/lĩnh vực ở trong và ngoài nước, từ đó có các giải pháp tiết giảm, đổi mới công nghệ nhằm giảm tiêu hao nguyên, nhiên vật liệu, giảm phế phẩm, nâng cao năng suất lao động, tạo ra các sản phẩm mới trên cơ sở tận dụng dây chuyền công nghệ hiện có và đầu tư ở mức phù hợp.

Các đơn vị trong ngành phối hợp chặt chẽ với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) trong quá trình đổi mới công nghệ, dần chuyển VPI sang hoạt động tự chủ, vận dụng cơ chế tài chính như doanh nghiệp, nâng cao tỷ trọng doanh thu từ việc cung cấp các dịch vụ nghiên cứu ứng dụng khoa học công nghệ, bán các sản phẩm khoa học công nghệ mới; nâng cao tính ứng dụng của các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học công nghệ trong hoạt động sản xuất kinh doanh. Nghiên cứu, thành lập các tổ nghiên cứu ứng dụng khoa học công nghệ gồm các chuyên gia đầu ngành, các kỹ sư có tay nghề cao… trong từng công đoạn sản xuất nhằm nghiên cứu, đổi mới công nghệ; ưu tiên đào tạo, bổ sung nhân lực cho các khâu còn thiếu; xây dựng đội ngũ chuyên gia trong các lĩnh vực mũi nhọn.

Theo Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, mục tiêu cao nhất của công tác tái cơ cấu là nâng cao hiệu quả hoạt động, nâng cao năng lực quản trị, điều hành, năng lực cạnh tranh. Trong đó, nhiệm vụ trọng tâm trong giai đoạn tới là tái cơ cấu các đơn vị, tái cơ cấu các dự án, tài sản, xử lý các tồn tại lớn để từ Công ty Mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến các đơn vị thành viên có một "cơ thể khỏe khoắn" nhằm đối phó với các khó khăn thách thức trong bối cảnh giá dầu giảm sâu.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh phải kiên trì thực hiện công tác sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp, đẩy nhanh tiến độ cổ phần hóa, thoái vốn; cải cách hành chính, đổi mới công tác quản trị doanh nghiệp; nâng cao chất lượng công tác dự báo, ngăn ngừa và hạn chế rủi ro; tăng cường công tác kiểm tra, giám sát nhằm bảo toàn, phát triển vốn và phát triển bền vững; đổi mới công nghệ, ứng dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật và các giải pháp nhằm nâng cao năng suất lao động và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Quang Minh

ĐIỀU CHỈNH TỶ TRỌNG VỮA XI MĂNG VÀ SỬ DỤNG VỮA XI MĂNG NẶNG ĐỂ BƠM TRÁM CÁC GIẾNG KHOAN Ở BỂ NAM CÔN SƠN

TS. Nguyễn Hữu Chinh[1], TS. Trương Hoài Nam[2]
KS. Lê Vũ Quân[3]
[1]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[2]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
[3]Viện Dầu khí Việt Nam
Email: chinhnh.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Vữa xi măng nặng được dùng khá phổ biến để bơm trám các giếng khoan trong điều kiện áp suất vỉa cao. Bài báo giới thiệu nguyên lý điều chỉnh tỷ trọng của vữa xi măng để bơm trám các giếng khoan dầu khí bằng cách thay đổi lượng nước hoặc bổ sung phụ gia làm nặng vữa xi măng; đồng thời trình bày kết quả thí nghiệm về ảnh hưởng của việc làm nặng vữa xi măng đến độ bền uốn - một trong những thông số cơ bản của tính chất cơ lý đặc trưng cho khả năng làm việc của đá xi măng trong giếng khoan. Từ kết quả nghiên cứu lý thuyết và trên cơ sở phân tích điều kiện địa chất thực tế, nhóm tác giả đã đưa ra các đề xuất giúp nâng cao hiệu quả sử dụng vữa xi măng nặng để bơm trám các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn

Từ khóa: *Vữa xi măng nặng, điều chỉnh tỷ trọng vữa trám, phụ gia làm nặng.*

1. Mở đầu

Vữa xi măng dùng để bơm trám các giếng khoan cần phải có tỷ trọng (trọng lượng riêng hay khối lượng riêng) hợp lý để cùng với dung dịch khoan và các chất lỏng khác trong giếng tạo cột áp suất thủy tĩnh, giúp cân bằng áp suất vỉa (tránh phun trào) và thấp hơn áp suất vỡ vỉa (tránh xảy ra hiện tượng mất dung dịch). Do đó, cần điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng trong điều kiện áp suất vỉa, vỡ vỉa dọc theo thân giếng khoan luôn thay đổi và khác nhau.

Xi măng nặng (hoặc vữa xi măng nặng) thường dùng để bơm trám các giếng khoan có điều kiện áp suất (hoặc gradient áp suất) vỉa cao. Bảng 1 trình bày cách phân biệt các loại vữa xi măng (tương đối) theo đặc điểm của phụ gia, cách điều chế hoặc tỷ trọng của vữa xi măng.

Để phân biệt vữa xi măng nặng hay nhẹ cần lấy vữa tiêu chuẩn làm cơ sở. Vữa xi măng nguyên (hay vữa xi măng thường) không sử dụng phụ gia, có tỷ trọng tương đương hay gần nhất với tiêu chuẩn. Khi đó, các loại vữa xi măng có tỷ trọng lớn hơn vữa tiêu chuẩn (hay vữa xi măng thường, vữa xi măng nguyên) có thể coi là vữa xi măng nặng. Ngược lại, vữa xi măng có tỷ trọng nhỏ hơn vữa tiêu chuẩn sẽ được coi là vữa xi măng nhẹ.

Hiện nay có 2 bộ tiêu chuẩn về xi măng trám giếng khoan được sử dụng phổ biến trên thế giới là tiêu chuẩn API (Viện Dầu khí Mỹ) và GOST (Liên bang Nga). Tỷ trọng vữa xi măng chuẩn là 1,90 cho xi măng loại G (tiêu chuẩn API) và 1,83 cho xi măng loại PCG (tiêu chuẩn GOST). Có thể lấy các giá trị này (hoặc khoảng dao động quanh các giá trị này) là cơ sở xác định vữa xi măng tỷ trọng thường, từ đó xác định vữa xi măng nặng hay nhẹ.

Vữa xi măng thường có thể sử dụng an toàn khi trám các giếng khoan có áp suất vỉa cao dị thường (cần dùng

Bảng 1. *Các loại vữa xi măng theo đặc điểm của phụ gia, cách điều chế hoặc tỷ trọng của vữa*

TT	Halliburton [1]		Schlumberger [2]		Liên bang Nga [3]	
	Tên gọi	Tỷ trọng	Tên gọi	Tỷ trọng	Tên gọi	Tỷ trọng
1	Tiêu chuẩn API (loại G, tỷ lệ nước/xi măng = 0,44)	1,90	Tiêu chuẩn API (loại G, tỷ lệ nước/xi măng = 0,44)	1,90	Tiêu chuẩn GOST (loại PCG, tỷ lệ nước/xi măng = 0,50)	1,83
2	-	-	Vữa xi măng rất nặng	2,40 - 3,00	-	-
3	Vữa xi măng + vật liệu nặng	1,92 - 2,52	Vữa xi măng nặng	2,10 - 2,40	Vữa xi măng rất nặng	> 2,20
4	Vữa xi măng đặc	1,92 - 2,04	Vữa xi măng đặc	1,96 - 2,10	Vữa xi măng nặng	1,95 - 2,20
5	Vữa xi măng nguyên	1,80 - 1,92	Vữa xi măng nguyên	1,78 - 1,96	Vữa xi măng thường	1,75 - 1,95
6	Vữa xi măng - puzolan	1,56 - 1,80	Vữa xi măng nhẹ thông dụng	1,38 - 1,78	Vữa xi măng nhẹ	1,30 - 1,75
7	Vữa xi măng + sét	1,44 - 1,80	Vữa xi măng siêu nhẹ	0,84 - 1,38	Vữa xi măng rất nhẹ	< 1,30
8	Vữa xi măng + vi cầu	0,96 - 1,56	-	-	-	-
9	Vữa xi măng + nitơ	0,72 - 1,56	-	-	-	-

dung dịch nặng để khoan) với hệ số dị thường áp suất vỉa nhỏ hơn giá trị tỷ trọng của vữa xi măng tiêu chuẩn. Đối với điều kiện áp suất vỉa bình thường, cần dùng các hệ vữa xi măng nhẹ vì khi đó hệ số áp suất vỡ vỉa chỉ bằng hoặc nhỏ hơn giá trị tỷ trọng vữa xi măng tiêu chuẩn. Điều này lý giải vì sao vữa xi măng thường không được sử dụng nhiều cho bơm trám giếng khoan. Theo nghiên cứu [4], vữa xi măng thường chỉ chiếm khoảng dưới 15%, còn lại là vữa xi măng khác tiêu chuẩn (nặng hoặc nhẹ hơn).

Vữa xi măng nặng được dùng trong các điều kiện áp suất vỉa cao hoặc rất cao với hệ số dị thường áp suất vỉa lớn hơn giá trị tỷ trọng vữa xi măng tiêu chuẩn. Vữa xi măng nặng thường có tỷ trọng từ 2,0 trở lên.

2. Sử dụng vữa xi măng nặng để bơm trám các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn

2.1. Nguyên lý điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng

Thành phần chính tạo nên vữa xi măng là bột xi măng (pha rắn) và nước (pha lỏng). Tỷ trọng vữa xi măng được tính theo công thức sau:

$$\gamma_{vxm} = \frac{(1+m) \times \gamma_{xm} \times \gamma_n}{m \times \gamma_{xm} + \gamma_n} \quad (1)$$

Trong đó:

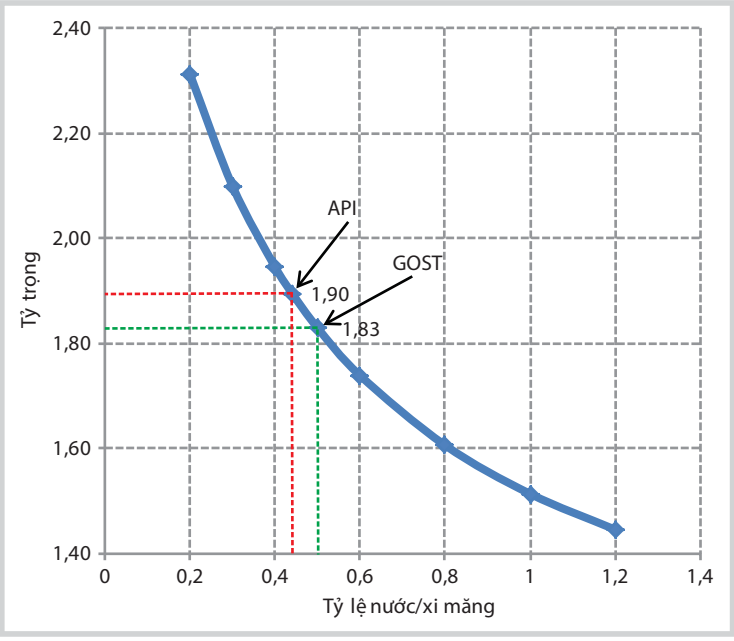
γ_{vxm} : Tỷ trọng vữa xi măng;

m: Tỷ lệ nước/xi măng;

γ_{xm}: Tỷ trọng của xi măng;

γ_n: Tỷ trọng của nước trộn xi măng (γ_n = 1,0).

Do có sự chênh lệch đáng kể về tỷ trọng của nước và xi măng (tỷ trọng nước = 1,0 và tỷ trọng bột xi măng = 3,15) nên tỷ trọng của vữa xi măng phụ thuộc chủ yếu vào tỷ lệ nước/xi măng (Hình 1). Việc điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng bằng cách thay đổi tỷ lệ nước/xi măng được sử dụng hiệu quả nhất trong bơm trám giếng khoan.



Hình 1. *Sự phụ thuộc của tỷ trọng vữa xi măng theo tỷ lệ nước/xi măng*

Về lý thuyết, theo công thức (1) và Hình 1, khi thay đổi tỷ lệ nước/xi măng từ 1,2 - 0,2 thì tỷ trọng của vữa xi măng tương ứng đạt từ 1,45 - 2,31. Tuy nhiên trong thực tế, vữa xi măng sẽ bị tách pha (lắng) rất mạnh khi lượng nước cao và vữa sẽ rất đặc khi lượng nước thấp. Vì vậy, đồng thời với việc tăng tỷ lệ nước/xi măng để giảm tỷ trọng vữa xi măng cần bổ sung các phụ gia (hóa chất) để ngăn ngừa sự lắng của pha rắn. Các chất này có tên gọi chung là chất trương (extender) có khả năng hấp thụ nhiều nước. Khi giảm tỷ lệ nước/xi măng để tăng tỷ trọng vữa xi măng cần bổ sung các chất phân tán (dispersant) giúp làm loãng vữa xi măng để độ linh động đạt yêu cầu bơm trám.

Khi sử dụng phụ gia, tỷ trọng của vữa xi măng sẽ phụ thuộc vào hàm lượng và tỷ trọng của 3 thành phần nước, bột xi măng và phụ gia. Trong trường hợp này vẫn có thể sử dụng công thức (1) để tính toán tỷ trọng của vữa xi măng. Khi đó m sẽ là tỷ lệ nước/hỗn hợp các pha rắn, tỷ trọng của xi măng sẽ thay bằng tỷ trọng của hỗn hợp các pha rắn (xi măng và phụ gia).

Trên thực tế có thể sử dụng riêng hoặc kết hợp 2 nguyên tắc trên để điều chỉnh tỷ trọng của vữa xi măng.

2.2. Phụ gia làm nặng vữa xi măng

Giảm lượng nước sẽ giúp tăng tỷ trọng của vữa xi măng, giúp tăng cường độ chịu lực và các tính chất cơ lý của đá xi măng, song cũng sẽ làm tăng tính chất lưu biến, khiến vữa xi măng đặc và khó bơm. Thực tế cho thấy khi giảm lượng nước, tỷ trọng vữa xi măng cao (vẫn giữ được độ linh động để bơm được) có thể đạt 1,97 (tương đương khối lượng riêng 16,5ppg) cho xi măng loại G và 1,92 (tương đương khối lượng riêng 16ppg) cho xi măng loại PCG. Nếu sử dụng chất phân tán tốt thì tỷ trọng của vữa xi măng có thể đạt giá trị cao hơn.

2.2.1. Yêu cầu đối với phụ gia làm nặng vữa xi măng

Khi cần tăng tỷ trọng vữa xi măng, cần bổ sung các phụ gia có ảnh hưởng đến hiệu quả làm nặng vữa trám:

Bảng 2. *Một số phụ gia nặng dùng cho vữa xi măng*

Phụ gia nặng	Tỷ trọng	Độ cần nước		Ghi chú
		m^3/tấn	gallon/lb	
Hematite	4,95	0,017	0,0020	[2, 5]
Barite	4,33	0,200	0,0240	[2]
Magnetite	4,52	0,006	0,0007	[5]
Manganese tetraoxide	4,84	0,009	0,0011	[2]
Ilmenite	4,45	0,00	0,00	[2]

- Tỷ trọng của phụ gia: Phụ gia càng nặng thì hiệu quả làm nặng càng cao, thường có tỷ trọng lớn hơn tỷ trọng của xi măng.

- Kích thước hạt (độ mịn) của phụ gia nặng: Phụ gia nặng có hạt thô sẽ giúp làm nặng vữa xi măng hiệu quả hơn, song sẽ dễ lắng và tách khỏi vữa xi măng. Hạt nhỏ sẽ làm tăng độ nhớt, giảm độ linh động của vữa xi măng và cần nước nhiều hơn. Vì vậy khi lựa chọn hoặc chế tạo phụ gia nặng thì cần chú ý đến thông số kích thước hạt.

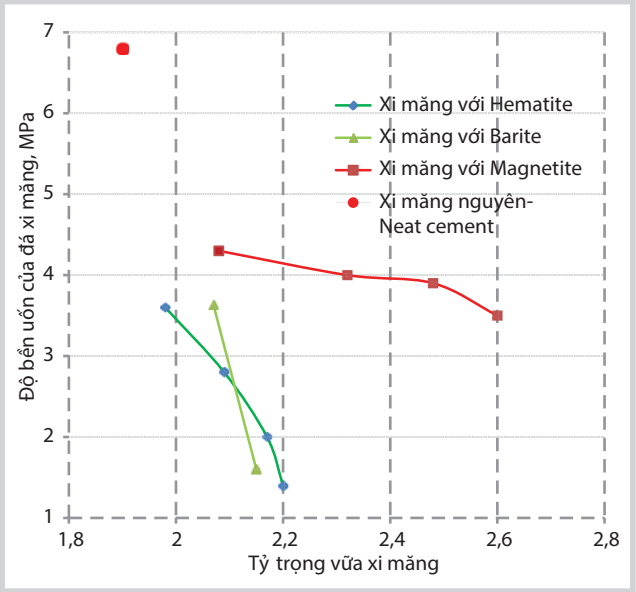
- Độ cần nước (lượng nước cần để thấm ướt một đơn vị bề mặt các hạt - phụ thuộc vào bản chất vật liệu) của phụ gia nặng (Bảng 2): Phụ gia nặng có độ cần nước thấp sẽ cho hiệu quả làm nặng vữa xi măng cao hơn.

Ilmenite ($FeO.TiO_2$) có tỷ trọng 4,45, ít ảnh hưởng đến thời gian quánh và sự phát triển độ bền của xi măng. Hiện nay, ilmenite được cung cấp trên thị trường với hạt thô màu đen, độ cần nước rất thấp, gần như không cần lượng nước bổ sung để thấm ướt bề mặt hạt. Do đó, vữa xi măng sử dụng ilmenite có tỷ trọng cao trên 2,40.

Hematite (Fe_2O_3) với tỷ trọng 4,95 có dạng hạt tinh thể màu đỏ với độ hạt mịn. Do đó, khi sử dụng phụ gia hematite với hàm lượng cao cần phải bổ sung chất phân tán (làm loãng) cho vữa xi măng. Vữa xi măng sử dụng hematite có thể đạt được tỷ trọng trên 2,28.

Barite ($BaSO_4$) có dạng bột mịn, màu trắng, độ cần nước rất cao, do đó sẽ làm giảm đáng kể độ bền của đá xi măng. Tuy vậy, có thể sử dụng barite để điều chế vữa xi măng với tỷ trọng đạt tới 2,28.

Manganese tetraoxide (Mn_3O_4) có dạng bột màu nâu đỏ, tỷ trọng 4,84. Sản phẩm này được cung cấp ở cả thể rắn và lỏng. Dạng lỏng rất thuận tiện cho điều kiện khoan biển. Kích thước hạt rất mịn (trung bình khoảng 5µm) nên diện tích bề mặt lớn nhất trong số các loại phụ gia nặng và mức độ lắng cũng thấp hơn nhiều so với hematite. Manganese tetraoxide có thể pha trực tiếp vào nước để trộn xi măng. Tỷ trọng của vữa xi măng có thể đạt 2,64 khi dùng manganese tetraoxide kết hợp với hematite.



Hình 2. *Độ bền uốn của đá xi măng với một số phụ gia làm nặng ở điều kiện: nhiệt độ 90°C, áp suất môi trường, 2 ngày, xi măng loại PCG*

Magnetite (Fe_3O_4) có tỷ trọng 4,52, màu đen, kích thước hạt lớn nhất đến 0,30mm. Đây là phụ gia có hiệu quả làm nặng cao hơn hematite và ít ảnh hưởng xấu đến chất lượng đá xi măng nhất (Hình 2). Magnetite được dùng ở Nga và các nước thuộc Liên Xô trước đây.

2.2.2. Ảnh hưởng của phụ gia nặng đến tính chất cơ lý của đá xi măng

Để có được vữa xi măng càng nặng thì cần càng nhiều (về khối lượng) phụ gia, làm giảm hàm lượng xi măng (là chất kết dính), dẫn đến cường độ chịu lực (độ bền) của đá xi măng sẽ giảm. Hình 2 thể hiện sự phụ thuộc của độ bền uốn một số loại đá xi măng theo tỷ trọng với phụ gia nặng. Cùng điều kiện (nhiệt độ 90°C, áp suất môi trường, 2 ngày, xi măng loại PCG), độ bền uốn của đá xi măng nặng giảm đi nhiều lần so với xi măng nguyên.

Việc làm nặng vữa xi măng bằng phương pháp giảm lượng nước có lợi hơn so với việc sử dụng phụ gia khi đứng trên quan điểm bảo toàn độ bền (tính chất cơ lý) của đá xi măng tạo thành.

2.3. Sử dụng vữa xi măng nặng ở bể Nam Côn Sơn

Kết quả khoan ở bể Nam Côn Sơn đã làm rõ hơn bức tranh về địa tầng, thành phần trầm tích, ranh giới của các hệ tầng, chiều dày của chúng và đặc biệt sự phân bố và giá trị áp suất vỉa, vỡ vỉa theo chiều sâu giếng khoan ở các lô. Bảng 3 thống kê sự phân bố áp suất vỉa cao điển hình ở một số lô thuộc bể Nam Côn Sơn [6].

Ở bể Nam Côn Sơn, phức tạp địa chất tại các giếng khoan có dị thường áp suất cao rất lớn, đặc biệt là cửa sổ áp suất giữa áp lực vỉa và áp lực vỡ vỉa nhỏ. Điều này gây khó khăn cho việc thiết kế, lựa chọn vữa xi măng có tỷ trọng thích hợp, vừa đảm bảo lớn hơn áp suất vỉa nhưng vẫn không gây vỡ vỉa, tránh hiện tượng mất dung dịch khoan và nhiễm bẩn thành hệ. Thực tế trám xi măng đối với các giếng khoan có áp suất cao cho thấy tỷ trọng vữa xi măng thường lớn 1,92 (tương đương khối lượng riêng 16ppg), do đó đã sử dụng các chất phụ gia nhằm tăng tỷ trọng. Các nhà thầu bơm trám xi măng hiện nay chủ yếu sử dụng barite để tăng tỷ trọng vữa xi măng [6]. Loại hóa phẩm này có tỷ trọng 4,33 nên theo lý thuyết có thể áp dụng để điều chế vữa xi măng có tỷ trọng tới 2,28. Tuy nhiên, barite có độ cần nước rất cao, sẽ làm giảm đáng kể độ bền của đá xi măng. Để tăng tỷ trọng vữa xi măng và độ bền của đá xi măng, có thể xem xét khả năng sử dụng hematite và đặc biệt là manganese tetraoxide hoặc ilmenite do độ cần nước thấp và hiệu quả làm nặng của các phụ gia này cao hơn. Trong quá trình sử dụng phụ gia tăng cần lưu ý việc dùng với hàm lượng lớn có thể gây ra hiện tượng lắng đọng của vật liệu và giảm độ bền của đá xi măng cũng như các tính chất cơ lý và tính chất cách ly của đá xi măng.

Bảng 3 cho thấy hợp lý nhất là sử dụng vữa xi măng tỷ trọng tiêu chuẩn (API) cho các giếng A-1X, C-2X, U-2X, U-3X và T-1RX. Giếng T-1X và H-2X nên dùng vữa xi măng làm nặng bằng cách giảm tỷ lệ nước. Các giếng S-1X, H-1X cần dùng vữa xi măng làm nặng bằng phụ gia.

Bảng 3. *Áp suất vỉa các giếng khoan ở Lô 04, 05 bể Nam Côn Sơn*

Giếng khoan	Chiều sâu (m)	Áp suất vỉa (MPa)	Hệ số dị thường của áp suất vỉa	Hệ số cao nhất
A-1X	2.246	36,17	1,61	1,62
	2.257	35,97	1,59	
	2.342	38,00	1,62	
C-2X	2.406	37,93	1,58	1,63
	2.434	39,61	1,63	
	2.478	40,04	1,62	
	2.599	34,01	1,31	
U-2X	2.991	44,84	1,50	1,50
	3.025	44,88	1,48	
	3.055	45,53	1,49	
	3.110	41,82	1,34	
	3.134	42,94	1,37	
	3.134	41,18	1,31	
U-3X	3.526	50,36	1,43	1,43
	3.586	50,36	1,40	
T-1X	2.220	34,73	1,56	1,91
	3.658	60,24	1,65	
	2.640	39,42	1,49	
	2.736	43,48	1,59	
	2.795	45,22	1,62	
	2.832	47,45	1,68	
	2.906	49,39	1,70	
	2.950	51,27	1,74	
	2.951	53,69	1,82	
	2.966	55,24	1,86	
	3.003	56,79	1,89	
	3.069	58,49	1,91	
S-1X	3.216	61,92	1,93	2,00
	3.261	63,71	1,95	
	3.430	67,36	1,96	
	3.533	69,73	1,97	
	3.673	72,85	1,98	
	3.880	77,14	1,99	
	3.897	78,11	2,00	
H-1X	3.060	62,54	2,04	2,04
	3.148	62,90	2,00	
	3.160	62,94	1,99	
	3.174	63,02	1,99	
	3.208	63,11	1,97	
	3.240	63,27	1,95	
	3.258	63,33	1,94	
	3.555	58,23	1,64	
	3.585	59,47	1,66	
	3.635	70,88	1,95	
	3.740	73,64	1,97	
	3.840	75,84	1,98	
	4.000	79,98	2,00	
	4.120	81,84	1,99	
H-2X	2.956	53,41	1,81	1,94
	2.972	53,44	1,80	
	2.977	53,47	1,80	
	2.980	53,61	1,80	
	2.985	53,63	1,80	
	3.240	62,80	1,94	
	3.260	62,76	1,93	

3. Kết luận

Vữa xi măng nặng có tỷ trọng lớn hơn tiêu chuẩn quy định. Cần điều chỉnh tỷ trọng vữa xi măng hợp lý để tăng độ bền của đá xi măng, nâng cao hiệu quả bơm trám giếng khoan dầu khí.

Sử dụng phụ gia nặng thường làm giảm nhanh tính chất cơ lý của đá xi măng. Do đó, đối với các giếng khoan qua địa tầng áp suất vỉa cao dị thường cần tăng tỷ trọng vữa xi măng bằng cách giảm tỷ lệ nước trước khi sử dụng phụ gia.

Ở bể Nam Côn Sơn, nên lựa chọn phụ gia với hiệu quả làm nặng cao và chỉ nên dùng phụ gia nặng khi áp suất vỉa có hệ số dị thường lớn hơn 2.

Bảng 3. *Áp suất vỉa các giếng khoan ở Lô 04, 05 bể Nam Côn Sơn (tiếp)*

Giếng khoan	Chiều sâu (m)	Áp suất vỉa (MPa)	Hệ số dị thường của áp suất vỉa	Hệ số cao nhất
T-1RX	2.762	49,28	1,78	1,78
	2.820	49,46	1,75	
	2.835	49,50	1,75	
	2.852	49,57	1,74	
	3.070	53,78	1,75	
	3.120	54,61	1,75	

Tài liệu tham khảo

1. Dwight K.Smith. *Cementing*. Society of Petroleum. 1990.

2. Erick B.Nelson. *Well cementing*. Elsevier Science. 1990.

3. Булатов А.И. *Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин*. Москва. 1977.

4. Nguyễn Hữu Chinh. *Những vấn đề về sử dụng xi măng bơm trám trong gia cố và kết thúc các giếng khoan dầu khí*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010: Tăng tốc và phát triển". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2010; 1: trang 837 - 848.

5. В.С.Данюшевский, И.Ф.Тольстых, В.М.Мильштейн. *Справочное руководство по тампонажным материалам*. Москва. 1973.

6. Viện Dầu khí Việt Nam. *Tổng kết đánh giá công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn*. 2013.

Weighted cement slurry and their use for oil and gas well cementing in Nam Con Son basin

Nguyen Huu Chinh[1], Truong Hoai Nam[2]
Le Vu Quan[3]
[1]Vietsovpetro
[2]Vietnam Oil and Gas Group
[3]Vietnam Petroleum Institute
Email: chinhnh.rd@vietsov.com.vn

Summary

Heavy cement slurry is commonly used for well cementing in high pressure reservoir conditions. The paper presents the theoretical basis for adjustment of the density of cement slurry for oil and gas well cementing by changing the water content or using additives to increase slurry density. It also reports the results of experimental work on the effect of heavy slurry on flexural strength - one of the basic parameters of physical properties, which characterise the working ability of cement stone in the wells. From the results of theoretical research and analysis of the actual geological conditions, the authors made recommendations for improvement of the efficiency of heavy cement slurry used for cementing wells in the Nam Con Son basin.

Key words: *Heavy cement slurry, cement slurry density adjustment, heavyweight additives.*

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO HỆ GEL POLYMER SỬ DỤNG CHO ĐÓNG GIẾNG TẠM THỜI TRONG CÔNG TÁC SỬA CHỮA GIẾNG KHAI THÁC CÓ ÁP SUẤT THẤP KHÔNG ỔN ĐỊNH

ThS. Tạ Quang Minh[1], ThS. Vũ An[1], KS. Cao Huy Hiệp[1]
ThS. Trần Hùng Sơn[1], ThS. Phan Trọng Hiếu[1], TS. Nguyễn Tuấn Anh[1]
KS. Vũ Văn Hưng[2], KS. Nguyễn Công Mạnh[2], ThS. Vũ Thiết Thạch[3]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[3]Đại học Mỏ - Địa chất
Email: minhtq.ctat@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Có nhiều phương pháp để ngăn chặn hiện tượng mất dung dịch khi đóng giếng tạm thời trong quá trình sửa chữa bảo dưỡng các giếng khai thác có áp suất thấp không ổn định. Trong đó, hệ gel polymer được sử dụng nhiều trong công tác xử lý giếng, có tác dụng trám kín các kênh dẫn và các lỗ bắn vỉa, đóng giếng cách ly vỉa sản xuất, đồng thời ngăn chặn dung dịch xâm nhập từ giếng vào vỉa chứa. Giải pháp công nghệ này giúp kiểm soát giếng khoan có áp suất vỉa thấp [1, 2]; đồng thời có thể nâng thả các thiết bị, ống khai thác, cần khoan với tốc độ lớn.

Hệ gel polymer gồm nhiều thành phần tùy vào mục đích sử dụng như cách ly vỉa tạm thời không cho dung dịch trong giếng xâm nhập vào trong vỉa chứa và để giảm tối đa tổn hại lên thành hệ. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu hệ gel polymer sử dụng cho đóng giếng tạm thời trong công tác sửa chữa giếng khai thác có áp suất thấp không ổn định.

Từ khóa: *Dầu khí, sửa chữa giếng khai thác, gel, polymer, vỉa áp suất thấp không ổn định.*

1. Giới thiệu

1.1. Phương pháp sử dụng hệ gel polymer tạo nút gel

Hệ gel polymer (hay nút gel) là dung dịch gốc nước có độ nhớt cao, thời gian ổn định gel (độ bền gel) lâu hơn so với gel polymer sử dụng trong chất lỏng nứt vỉa thủy lực. So với nút đóng cơ khí, hệ gel polymer cho phép ống khai thác (CT) di chuyển linh hoạt hơn; dễ dàng loại bỏ khi không cần thiết bằng cách sử dụng acid [3]... Hệ gel polymer thường có chứa một polymer, chất điều chỉnh pH và một tác nhân khâu mạch. Các polymer gồm polymer polysaccharide, như guar gum, các dẫn xuất guar gum, dẫn xuất của cellulose. Các chất điều chỉnh pH là acid yếu để giảm độ pH và tác nhân khâu mạch. Các dung dịch có độ pH thấp làm chậm thời gian tạo gel và kéo dài thời gian đặt hệ gel polymer. Thời gian đặt hệ gel polymer giảm đi nhiệt độ tăng lên và ngược lại. Độ pH cao giúp thời gian đặt hệ gel polymer và liên kết khâu mạch xảy ra nhanh hơn.

Các hệ gel polymer liên kết cầu sử dụng một ion phức (gồm các ion borate, zircon…) để liên kết cầu với polymer polysaccharide và tạo thành gel cứng. Khi lựa chọn một hệ gel polymer cần lưu ý các thông số: cấu hình ống khai thác, chiều sâu, tính ổn định của nút gel, nhiệt độ đáy giếng - BHT và thời gian tạo gel. Hệ gel polymer phải đáp ứng các đặc tính sau:

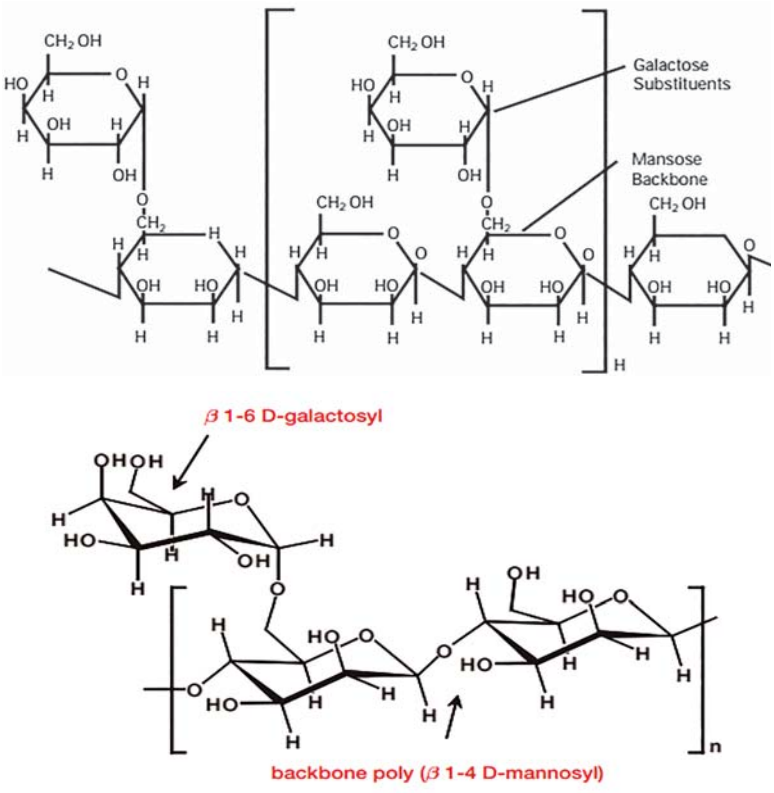
- Chất lỏng gel polymer có thể bơm dễ dàng;
- Không cần các thiết bị đặc biệt để pha trộn;
- Có thể chịu được dưới áp suất vỉa và áp suất thủy tĩnh;
- Các polymer phân tán tốt trong nước ngọt và nước biển;
- Tính chất của hệ gel polymer đáng tin cậy và có thể dự báo;
- Bị phá vỡ trở lại dạng chất lỏng có độ nhớt tương đương chất lỏng khi khuấy trộn;
- Để lại ít cặn nhất sau khi sử dụng các chất phá gel (acid, chất oxy hóa và enzyme) để giảm thiểu tổn hại vỉa chứa.

Trên cơ sở khả năng tạo gel của polymer ưa nước với các tác nhân khâu mạch, hệ gel polymer được nghiên cứu có khả năng phân hủy để đóng giếng tạm thời trong quá trình sửa chữa giếng áp suất thấp, đáp ứng thời gian tạo gel đủ để bơm các thành phần của hệ xuống vị trí vỉa chứa trong ít nhất 30 phút trước khi tạo gel. Độ bền gel có thể

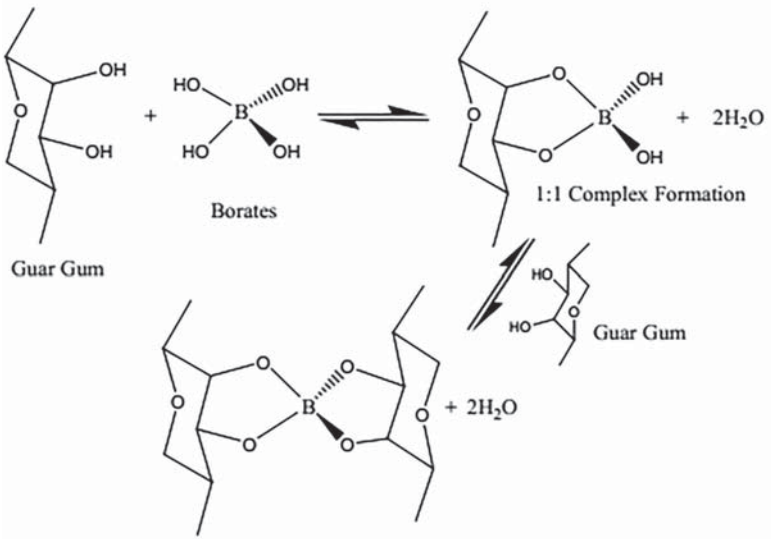
kéo dài trong 15 ngày. Hệ gel polymer có thể phân hủy bởi các tác nhân phá gel để giảm độ nhớt nhằm bơm rửa hệ gel polymer ra khỏi các các kênh dẫn và lỗ bắn vỉa trước khi đưa giếng trở lại sản xuất.

1.2. Guar gum

Hệ gel polymer gồm nhiều thành phần tùy vào mục đích sử dụng. Các loại polymer được sử dụng để cách ly vỉa tạm thời không cho dung dịch trong giếng xâm nhập vào trong vỉa chứa và để giảm thấp nhất tổn hại lên thành hệ, gồm: cellulose carboxymethyl (CMC), hydroxyl ethyl cellulose (HEC) và cacboxymethyl hydroxylethyl cellulose (CMHEC), guar gum (GG), xanthan gum, (XG) và polyacrylamite (PAM). Trong nghiên cứu này, guar gum được lựa chọn là polymer cho chế tạo hệ gel polymer đóng giếng tạm thời trong công tác sửa chữa giếng.



Hình 1. *Cấu trúc hóa học của guar gum*



Hình 2. *Cơ chế tạo gel của các polymer guar gum với Bo*

Guar gum là một polysaccaride tự nhiên chiết xuất từ cây đậu guar gum (Cyamopsis tetragonoloba), được sử dụng rộng rãi trong các ứng dụng công nghiệp. Phân tử guar gum bao gồm một chuỗi mạch thẳng của các nhóm β-1,4 mannose và nhánh bên gồm các nhóm α-1,6 galactose được gắn ngẫu nhiên vào chuỗi mạch chính. Tỷ lệ trung bình của nhóm mannose và các nhóm galactose là 1,6:1. Tỷ lệ chính xác của galactose và mannose thay đổi theo mùa. Guar gum rất dễ phân tán trong nước lạnh, nước nóng và nước muối. Một lượng nhỏ guar gum khi được hòa tan trong nước sẽ tạo ra dung dịch có độ nhớt lớn do phân tử lượng lớn của guar gum (lên đến 6 triệu đơn vị) và từ các liên kết hydro hình thành giữa các phân tử [4].

1.3. Các tác nhân khâu mạch

Các polymer sinh học như xanthan gum hoặc guar gum, có thể được khâu mạch bằng các tác nhân khác nhau (như Ti, Zr, Al hoặc Cr…) thông qua khả năng tạo phức của các nhóm hydroxyl trong phân tử polymer. Trong số các tác nhân tạo gel polymer, phản ứng gel hóa giữa guar gum và borate khá đặc biệt ở điểm độ nhớt của hệ gel polymer này có thể thay đổi nhờ tác động của lực cơ học. Phản ứng tạo gel của guar gum và borate là phản ứng thuận nghịch. Cơ chế phổ biến nhất cho phản ứng này là sự tạo thành phức giữa borate và guar gum, trong đó nguyên tử Bo liên kết 2 mạch phân tử guar với nhau thông qua các nhóm cis-hydroxyl trong vòng mannose [4].

Acid boric cũng có thể được sử dụng để làm chất khâu mạch thay cho các muối borate. Tuy nhiên, trong trường hợp này cần phải có ion hydroxyl (OH^-) để làm chuyển dịch cân bằng như trong phản ứng (Hình 2).

$$H_3BO_3 + OH^- \leftrightarrow B(OH)_4^-$$

Một tác nhân khâu mạch khác thường được sử dụng đối với các gel polymer trên cơ

sở các polymer sinh học là zircon [5]. Zircon có thể tác dụng với rất nhiều hệ polymer, trong khoảng pH rộng (từ 1 đến 12) và khoảng nhiệt độ từ 37 - 205°C. Các chất khâu mạch zircon có thể là các phức chất khác nhau, ví dụ như lactate hoặc citrate, nhưng dạng khâu mạch chính xác nhất vẫn chưa được xác định. Quá trình khâu mạch sử dụng zircon xảy ra thông qua các nhóm OH có trên các mạch polymer sinh học, hoặc thông qua các nhóm chức carboxyl hoặc dẫn xuất carboxyl trên các dẫn xuất của guar gum [5]. Có 3 cơ chế được đề xuất đối với quá trình gel hóa sử dụng zircon. Cơ chế thứ nhất là liên kết giữa zircon và các polymer sinh học như guar gum hoặc hydroxypropyl guar gum (HPG) có bản chất là liên kết hydro giữa các nhóm OH trên mạch phân tử polymer và nguyên tử zircon.

Liên kết hydro thường xuất hiện trong khoảng pH = 4 - 10. Dạng liên kết này thường bị phá vỡ bởi tác động của lực cơ học (trượt) và có thể tái tạo sau một thời gian dài.

Cơ chế thứ hai được đưa ra là zircon tạo liên kết cộng hóa trị với polymer. Các liên kết cộng hóa trị này có thể xuất hiện đối với các polymer ion như carboxyl methyl guar (CMG) hoặc carboxyl methyl hydroxy propul guar (CMHPG). Nguyên tử zircon có thể tạo liên kết cộng hóa trị với các nhóm carboxylate trên phân tử của các polymer. Dạng liên kết này sẽ tạo ra gel bền vững hơn so với gel polymer được tạo thành nhờ cơ chế tạo liên kết hydro.

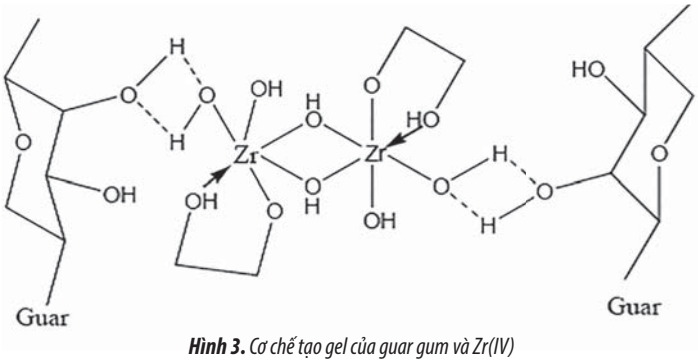
Cơ chế thứ ba là hệ gel polymer được tạo ra thông qua sự tương tác giữa các hạt keo được tạo thành bằng cách thủy phân một phần đối với các phức chất kim loại (zircon) tại pH cao (khoảng 11) với các phân tử guar gum.

1.4. Các tác nhân phá gel

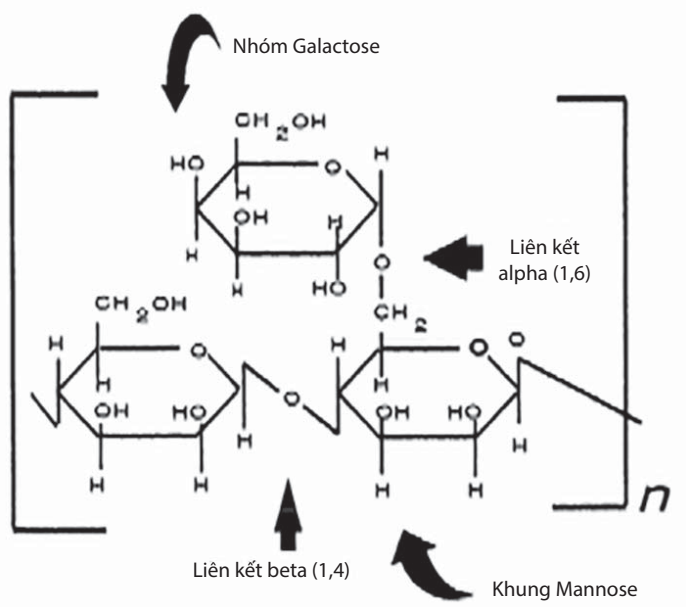
Các tác nhân phá gel làm giảm độ nhớt của gel polymer sau khi tạo gel bên trong không gian xốp gần bề mặt của vỉa chứa. Các tác nhân phá gel (thường được sử dụng gồm: tác nhân oxy hóa và enzyme [6]) sẽ tấn công vào mạch chính của polymer và phân chia chúng thành các phần có khối lượng phân tử nhỏ hơn, từ đó giúp giảm độ nhớt.

1.4.1. Tác nhân oxy hóa

Tác nhân oxy hóa tạo ra các gốc tự do, phản ứng vào các vị trí nhất định trên mạch chính của polymer



Hình 3. *Cơ chế tạo gel của guar gum và Zr(IV)*



Hình 4. *Các vị trí có khả năng phản ứng với gốc tự do của một monome trên mạch polymer guar gum*

để phá vỡ các chuỗi polymer. Các gốc tự do có hoạt tính phản ứng mạnh được tạo ra thông qua sự phân hủy nhiệt của các chất oxy hóa. Có18 vị trí trên một monome của guar gum mà các gốc tự do có thể phản ứng (Hình 4).

Các muối persulfate thường được sử dụng làm tác nhân oxy hóa gồm: ammonium persulfate ($(NH_4)_2S_2O_8$), sodium persulfate ($Na_2S_2O_8$). Các muối persulfate có thể phân hủy bởi nhiệt và sinh ra các gốc tự do được mô tả theo phương trình:

$$O_3S\text{-}O : O\text{-}SO_{3^-} \rightarrow .SO_4^{-1} + .SO_4^{-1}$$

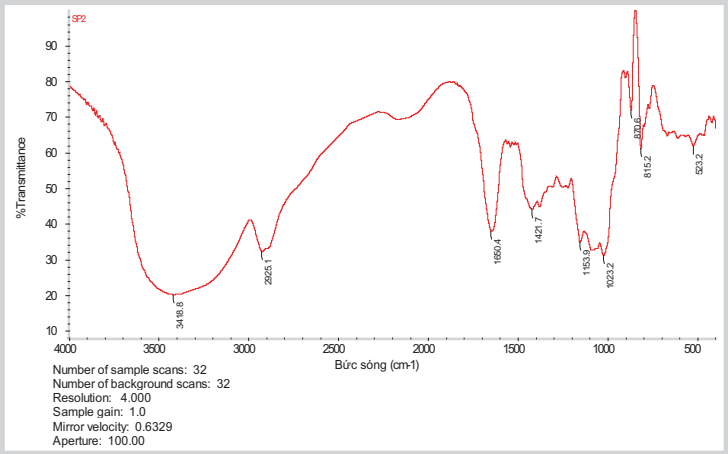
Hai gốc tự do này có thể tấn công vào 18 vị trí của một monome của guar gum.

Trong số 18 vị trí này, 2 vị trí tốt nhất để phá hủy các polymer là các mối liên kết acetal β-1,4 giữa các nhóm mannose. Hai vị trí này có tính acid yếu hơn so với phần còn lại, do đó xu hướng phản ứng với các gốc tự do thấp hơn. Quá trình phá vỡ lý tưởng sẽ được thực hiện nếu các gốc tự do phá vỡ các chuỗi polymer ở giữa 2 phần chuỗi polymer bằng nhau; sau đó, các gốc tự do lại tiếp tục phá vỡ vị trí giữa các mảnh polymer này. Nếu chuỗi được phá vỡ tại vị trí gần đầu của chuỗi polymer thay cho vị trí

ở giữa, sẽ tạo ra một mảnh vỡ nhỏ và một mảnh vỡ lớn hơn. Như vậy, việc giảm khối lượng phân tử của polymer sẽ kém hiệu quả.

Nhiệt độ cao (> 60°C) là điều kiện để tác nhân oxy hóa phản ứng mạnh. Khi nhiệt độ tăng lên, chúng trở nên hoạt tính hơn, tốc độ phản ứng giữa các gốc tự do và polymer tăng lên, độ nhớt của gel giảm rất nhanh. Persulfate ở nhiệt độ 93°C có chu kỳ bán rã khoảng 20 phút và ở nhiệt độ 225°C giảm xuống dưới 5 phút. Vì vậy, cần phải sử dụng cẩn thận tác nhân oxy hóa ở nhiệt độ cao, việc tăng nồng độ quá cao có thể gây ra sự phá vỡ sớm và làm mất khả năng tạo gel.

Các tác nhân phá vỡ dạng viên bọc (chất oxy hóa như: persulfate được bọc bởi một lớp nhựa PVC, nylon…) có thể được sử dụng ở nhiệt độ rất cao để kìm hãm tốc độ phá gel, ngăn ngừa các nguy cơ gel sớm bị phá vỡ trước khi dừng bơm.



Hình 5. *Phổ hồng ngoại của phân tử guar gum*

Bảng 1. *Khảo sát ảnh hưởng của nồng độ guar gum đến độ nhớt của hệ gel polymer GG-Zr(IV)*

Thời gian (phút)	Độ nhớt biểu kiến ở nhiệt độ 25°C (cP) theo nồng độ guar gum			
	Guar gum 0,3%	Guar gum 0,42%	Guar gum 0,5%	Guar gum 1%
0	23	28	56	124
5	25	33	60	129
15	38	47	71	136
20	46	55	79	158
25	53	65	88	179
30	61	76	92	185

Bảng 2. *Ảnh hưởng của nồng độ tác nhân khâu mạch Zr(IV) và thời gian đến độ nhớt của hệ gel polymer*

Thời gian (phút)	Độ nhớt của hệ gel polymer trong môi trường nước kỹ thuật ở nhiệt độ 25°C (cP)		
	Zr(IV) 25ppm	Zr(IV) 40ppm	Zr(IV) 60ppm
0	28	32	34
5	29	35	38
10	32	42	46
15	40	51	56
20	51	62	68
25	65	79	85
30	77	81	85

2. Chế tạo hệ gel polymer cho đóng giếng tạm thời trong công tác sửa giếng có áp suất thấp không ổn định

2.1. Đặc trưng cấu trúc bằng phổ hồng ngoại của guar gum

Phổ hồng ngoại được dùng để đánh giá các nhóm chức (C=O, O-H, C=C…) trong phân tử polymer. Sau khi phản ứng với các tác nhân liên kết, số sóng đặc trưng của các nhóm chức này sẽ có sự thay đổi về cường độ. Dựa vào đó có thể đánh giá hiệu quả của phản ứng tạo gel giữa các ion trong phân tử của tác nhân liên kết với các nhóm chức trong phân tử polymer. Kết quả đo phổ hồng ngoại của phân tử guar gum thể hiện ở Hình 5.

Các nhóm chức, nhóm nguyên tử và liên kết trong phân tử của các đám phổ hồng ngoại đặc trưng (Hình 5) cho thấy, cấu trúc phân tử guar gum có nhiều nhóm O-H, C=O và liên kết C-H ở các bậc khác nhau là cơ sở cho sự tạo liên kết với tác nhân tạo cầu.

2.2. Ảnh hưởng nồng độ guar gum đến độ nhớt của hệ gel polymer GG-Zr(IV)

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ guar gum đến độ nhớt của hệ gel polymer GG-Zr(IV) được thể hiện ở Bảng 1.

Từ kết quả ở Bảng 1 cho thấy, nồng độ guar gum tăng dẫn đến khả năng tạo gel của hệ polymer GG-Zr(IV) tăng (thông qua thay đổi độ nhớt).

Về mặt kỹ thuật, độ nhớt ban đầu của hệ gel polymer cho ngăn cách vỉa càng cao thì khả năng tạo gel càng thuận lợi, song khả năng bơm càng khó khăn. Vì vậy, cần giới hạn độ nhớt ban đầu sao cho hệ gel polymer có thể bơm được. Theo đó, độ nhớt biểu kiến được giới hạn khi đo trên máy đo độ nhớt Model 800 và tương đương (máy đo độ nhớt FANN 35) không cao hơn 30cP. Do đó, nồng độ guar gum của hệ gel polymer được lựa chọn là 0,42%.

2.3. Ảnh hưởng của nồng độ khâu mạch Zr(IV) đến khả năng tạo gel

Hóa chất nghiên cứu: nước kỹ thuật, guar gum 0,42 %, Zr(IV) 25ppm, 40ppm và 60ppm. Độ nhớt của hệ gel polymer được thể hiện trên Bảng 2.

Khi tăng nồng độ tác nhân khâu mạch Zr(IV) và thời gian phản ứng sẽ làm tăng khả năng tiếp xúc của Zr(IV) với phân tử guar gum, dẫn đến tăng khả năng phản ứng liên kết khâu mạch và tăng độ nhớt của hệ gel polymer.

Sau 2 giờ ở nồng độ Zr(IV) 60ppm, hệ gel polymer có hiện tượng tách nước. Khi nồng độ tác nhân khâu mạch tăng, mật độ các mối liên kết tăng theo, độ nhớt tăng lên theo nồng độ Zr(IV) nhưng chỉ tăng đến một mức độ nhất định. Nếu tiếp tục tăng nồng độ tác nhân khâu mạch, khả năng tạo gel xảy ra nhanh hơn, đồng thời xảy ra hiện tượng tách nước do mật độ liên kết khâu mạch chiếm chỗ trong không gian ô mạng giữa các phân tử polymer, kèm theo sự co ngót của khối gel làm giảm độ bền gel. Vì vậy, nồng độ Zr(IV) 25ppm được lựa chọn cho nghiên cứu tiếp theo.

2.4. Ảnh hưởng của pH đến khả năng tạo gel

Sử dụng acid citric và Na_2CO_3 là chất điều chỉnh pH để khảo sát ảnh hưởng của độ pH đến độ nhớt của hệ gel polymer (Bảng 3).

Acid citric có thể điều chỉnh pH xuống đến 3 - 4. Khi điều chỉnh pH của nước xuống thấp, acid citric giúp kéo dài thời gian hydrate hóa của guar gum, vì vậy độ nhớt của dung dịch guar gum tăng chậm theo thời gian. Khi tạo gel dung dịch guar gum được cho Zr(IV) vào trước, sau đó cho Na_2CO_3 để điều chỉnh pH của dung dịch đến pH = 10. Tại giá trị pH này, gel có độ nhớt đạt giá trị cao nhất sau 30 phút.

2.5. Ảnh hưởng của tác nhân kìm hãm gel đến sự hình thành và độ bền của gel polymer [7]

Tác nhân làm kìm hãm gel là các chất được đưa vào để kiểm soát thời gian tạo gel, đảm bảo hệ gel polymer được bơm đến được vị trí vỉa sản xuất trước khi tạo gel. Các tác nhân kìm hãm gel dựa trên khả năng tạo phức tốt với các tác nhân khâu mạch, hạn chế phản ứng ngay lập tức giữa các tác nhân khâu mạch với các nhóm chức có trên mạch phân tử của polymer. Khi có mặt các tác nhân kìm hãm gel, phản ứng khâu mạch sẽ phải cạnh tranh thông qua phản ứng tạo phức, do đó kéo dài thời gian tạo gel.

Các tác nhân kìm hãm gel thường được sử dụng gồm: acid citric, sodium lactase, ethylendiamine tetraacetic acid (EDTA) và triethanolamine (TEA). Hiệu quả kéo dài thời gian tạo gel được đánh giá thông qua thang bảng mã gel. Kết quả đánh giá hiệu quả kìm hãm gel của TEA đối với hệ gel polymer GG-Zr(IV) trên được thể hiện ở Bảng 4.

Bảng 3. *Ảnh hưởng của pH đến hệ gel polymer GG-Zr(IV) ở nhiệt độ phòng thí nghiệm*

PH	Độ nhớt của hệ gel polymer (cP) ở nhiệt độ phòng thí nghiệm						
	0 phút	5 phút	10 phút	15 phút	20 phút	25 phút	30 phút
3	23	23	23	23	23	23	23
5	26	26	26	26	26	26	26
7	26	26	26	26	26	26	26
8	37	37	37	37	37	37	37
10	28	29	32	40	51	65	77

Bảng 4. *Ảnh hưởng của nồng độ triethanolamine đến thời gian tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV)*

Thành phần của hệ gel polymer	Thời gian tạo gel (phút)		
- Guar gum: 0,42% - Zircon: 25ppm - Biosafe*: 0,05% - Na_2CO_3, pH =10	Trong môi trường nước kỹ thuật ở nhiệt độ 25°C		
	TEA 0,3%	TEA, 0,6%	TEA 0,9%
	60	130	240
	Trong môi trường nước muối NaCl 4% ở 25°C		
	25	70	180

Biosafe: Chất diệt vi khuẩn*

Bảng 5. *Ảnh hưởng của nhiệt độ đến khả năng tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA trong môi trường nước kỹ thuật*

Thời gian (phút)	Độ nhớt của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA trong môi trường nước kỹ thuật (cP)		
	25°C	45°C	85°C
0	28	31	40
5	28	40	44
10	28	44	48
15	28	48	59
20	28	59	78
25	28	78	83
30	28	83	**85**
35	28	**85**	
60	30		
70	33		
80	39		
90	46		
100	54		
110	63		
120	72		
125	79		
130	**85**		
140	85		

- TEA là tác nhân kéo dài thời gian tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV);

- Khi tăng nồng độ TEA từ 0,3% đến 0,9%, trong cả 2 môi trường nước kỹ thuật và nước muối NaCl 4%, thời gian tạo gel càng được kéo dài hơn.

- Ở cùng nồng độ TEA, thời gian tạo gel trong môi trường

nước kỹ thuật kéo dài hơn trong môi trường nước muối NaCl 4%.

- Thời gian tạo gel có thể kéo dài đến 240 phút (4 giờ), do đó có thể điều chỉnh khả năng tạo gel trong khoảng thời gian dài, đủ để bơm hệ gel polymer đến vị trí của vỉa cần đóng ở bất cứ độ sâu nào.

2.6. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến khả năng tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA 0,6%

Kết quả nghiên cứu khảo sát hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA ở 3 điều kiện nhiệt độ khác nhau được thể hiện ở Bảng 5.

Hình 6. *Ảnh hưởng của $Na_2S_2O_3.5H_2O$ đến khả năng chịu nhiệt của của hệ gel polymer*

Khi tăng nhiệt độ của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA 0,6% thì thời gian tạo gel càng rút ngắn. Ở nhiệt độ phòng thí nghiệm 25°C, sau 130 phút, hệ gel polymer mới đạt độ nhớt cao nhất là 85cP. Ở nhiệt độ 45°C, thời gian này là 35 phút và ở 85°C chỉ còn 30 phút.

2.7. Nâng cao độ bền nhiệt của hệ gel polymer với tác nhân khử oxy

Oxy hòa tan trong nước ảnh hưởng đến sự phân hủy nhiệt của polymer do quá trình phản ứng oxy hóa khử và caramen hóa (đường cháy) ở nhiệt độ 120°C.

Các chất khử oxy được sử dụng trong lĩnh vực dầu khí để nâng cao độ bền nhiệt của polymer. Nhóm tác giả tiến hành thí nghiệm nâng cao khả năng chịu nhiệt của hệ gel polymer đến 120°C với tác nhân sodium thiosulfate ($Na_2S_2O_3.5H_2O$):

- Quy trình pha chế: Chuẩn bị 2 mẫu ở 2 cốc mẫu. Đổ vào mỗi cốc gần 1000ml nước máy sau đó cho mỗi cốc 4,2g (0,42%) guar gum vào. Khuấy đều trong 30 phút. Cho thêm 1,2g (0,12%) $Na_2S_2O_3.5H_2O$ vào một cốc mẫu và khuấy cho đến tan hết. Cho 0,28ml dung dịch phức zircon nồng độ quy về ion Zr (IV) 90g/l (25ppm Zr(IV) vào đều 2 cốc mẫu, khuấy đều sau đó để yên cho tạo gel. Lấy 200ml mẫu hệ gel trong mỗi cốc mẫu cho vào lò nung ở nhiệt độ 120°C trong thời gian 4 giờ. Quan sát mẫu sau khi nung ở Hình 6.

Bảng 6. *Khoảng biến thiên của các yếu tố ảnh hưởng lên thời gian tạo gel của hệ gel polymer*

Mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Nhiệt độ (°C)	Tỷ lệ GG/Zr(IV)	Nồng độ TEA (%)
Mức trên (+)	50,0	1,2	0,3
Mức cơ sở (0)	37,5	1,6	0,6
Mức dưới (-)	25,0	2	0,9
Khoảng biến thiên	12,5	0,4	0,3

Bảng 7. *Ma trận quy hoạch thực nghiệm cho quá trình chế tạo gel polymer*

Số thí nghiệm	Các yếu tố ảnh hưởng			Độ nhớt cao nhất (cP)	Thời gian tạo gel (phút)	Độ nhớt theo phương trình	Thời gian tạo gel theo phương trình
	Tỷ lệ GG/Zr(IV)	Nồng độ TEA	Nhiệt độ				
1	+	+	+	85	180	84,29	164,76
2	-	+	+	83	150	83,79	138,3
3	+	-	+	84	75	82,49	67,06
4	-	-	+	80	30	81,24	34,16
5	+	+	-	85,5	80	83,74	69,96
6	-	+	-	79	28	79,99	30,06
7	+	-	-	81	80	79,69	85,76
8	-	-	-	75	30	80,27	39,36
9	+	0	0	85	25	77,77	57,47
10	-	0	0	81	80	85,67	21,07
11	0	+	0	85	27	82,37	61,87
12	0	-	0	81	29	82,63	17,67
13	0	0	+	85	40	85,17	70,67
14	0	0	-	80	33	81,37	25,87
15	0	0	0	84	40	82,63	15,69
16	0	0	0	84	40	82,63	15,69
17	0	0	0	84	40	82,63	15,69

Mẫu gel polymer không có $Na_2S_2O_3.5H_2O$ chuyển màu nâu vàng, chứng tỏ đã bị oxy hóa (caramen hóa). Mẫu gel polymer có $Na_2S_2O_3.5H_2O$ hầu như không chuyển màu có trạng thái gel tốt hơn, chứng tỏ có khả năng chịu nhiệt tốt hơn.

2.8. Tối ưu hóa chế tạo hệ gel

Mô hình quy hoạch trực giao được sử dụng để giải bài toán tối ưu chế tạo hệ gel polymer. Với tỷ lệ GG/Zr(IV) biến thiên trong một khoảng nhỏ, các thành phần gồm nước kỹ thuật, guar gum, zircon và các yếu tố (nhiệt độ, pH) ảnh hưởng đến quá trình tạo gel.

Tối ưu chế tạo hệ gel polymer:

- Yếu tố X1 là tỷ lệ GG/Zr(IV), biến thiên trong khoảng 1,2 - 2;

- Yếu tố X2 là nồng độ triethanolamine (TEA), biến thiên trong khoảng 0,3 - 0,9%;

- Yếu tố X3 là nhiệt độ, biến thiên từ 25 - 50°C;

- Hàm mục tiêu là độ nhớt của dung dịch GG-Zr(IV) (cP) đạt cao nhất Y1;

- Hàm mục tiêu là thời gian tạo gel của hệ gel polymer Y2.

Phân tích phương sai các kết quả thực nghiệm, rút ra được mô hình thống kê độ nhớt gel theo phương trình hồi quy bậc hai như sau:

$$\text{Độ nhớt (cP)} = 50,69331 + 2,02239x_1 - 19,47315x_2 + 0,09247x_3 - 0,0375x_1x_2 - 2,16667 \times 10^{-3}x_1x_3 - 0,046875x_2x_3 - 0,023099x_1^2 + 8,69278x_2^2 + 9,89828 \times 10^{-4}x_3^2$$

Biểu diễn dưới dạng đồ thị 3 chiều như Hình 7.

Phân tích phương sai các kết quả thực nghiệm, rút ra mô hình thống kê thời gian tạo gel theo phương trình hồi quy bậc hai như sau:

$$\text{Thời gian} = 501,53451 - 4,66372x_1 - 383,59243x_2 - 5,89353x_3 - 0,325x_1x_2 - 9 \times 10^{-3}x_1x_3 + 2,36458x_2x_3 + 0,09573x_1^2 + 96,61092x_2^2 + 0,02662x_3^2$$

Từ phân tích giá trị của cả hai hàm Y_1 max và Y_2 min, xác định điều kiện tối ưu là: nhiệt độ 37,5°C; tỷ lệ GG/Zr(IV) = 1,6; nồng độ TEA 0,6%; thời gian tạo gel: 40 phút.

Từ kết quả đánh giá tính năng của hệ gel polymer thành phần và đặc tính của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA được đề xuất như Bảng 8.

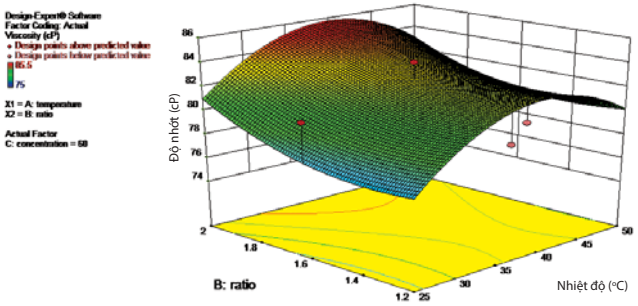
2.9. Kết quả đánh giá đặc tính của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA

2.9.1. Phổ hồng ngoại của mẫu gel polymer chế tạo

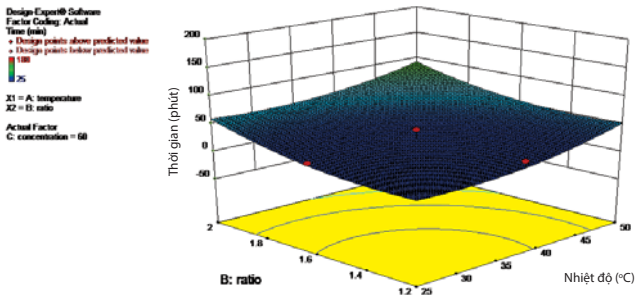
- Nhóm dao động ở vùng có số sóng từ 3.300 - 3.400cm^{-1} tương ứng với dao động của nhóm OH trong phân tử guar gum và GG-Zr(IV);

- Nhóm dao động ở vùng có số sóng từ 2.900 - 2.920cm^{-1} tương ứng với dao động của nhóm C-H;

- Nhóm dao động ở vùng có số sóng từ 1.700 - 1.720cm^{-1} tương ứng với dao động của nhóm C = O trong nhóm chức carboxyl;



***Hình 7**. Đồ thị tối ưu độ nhớt của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA*



***Hình 8.** Đồ thị tối ưu thời gian tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV)-TEA*

***Bảng 8.** Tổng hợp đề xuất thành phần và đặc tính hệ gel GG-Zr(IV)-TEA chế tạo*

Thành phần	Bản chất	Nồng độ	Đặc tính hệ gel	Giá trị
Nước	Nước kỹ thuật		Độ nhớt ở nhiệt độ phòng, cP	28 - 30cP
Polymer	Guar gum biến tính của Ấn Độ	0,42%	pH	9 - 10
Đệm pH	Na_2CO_3	0,1 - 0,5%	Thời gian tạo gel	40 phút
Chất diệt khuẩn	Biosafe	0,05 - 0,1%	Nhiệt độ pha chế	25 - 38°C
Tác nhân ổn định nhiệt	Thiosulfate - $Na_2S_2O_3$	0,1 - 0,4%		
Tác nhân khâu mạch	Zirconium sodium lactate triethanolamine	25ppm		
Tác nhân kìm hãm tạo gel	Triethanolamine (TEA)	0,6%		
Tỷ lệ GG/Zr(IV)		1,6		

- Nhóm dao động ở vùng có số sóng từ 1.000 - 1.010cm^{-1} tương ứng với dao động của nhóm -C-O-;

- Nhóm dao động ở vùng có số sóng từ 1.010 - 1.020cm^{-1} đặc trưng cho dao động của liên kết Zr-O (phức 6 ZrOH). Đây là minh chứng cho thấy có sự tạo liên kết (liên kết cộng hóa trị hoặc liên kết hydro) giữa các phân tử guar gum và zircon bằng chứng cho sự khâu mạch giữa các đại phân tử guar gum bằng tác nhân khâu mạch zircon để tạo gel.

2.9.2. Nghiên cứu cấu trúc hình thái của hệ gel chế tạo bằng phương pháp SEM

Qua ảnh chụp hiển vi điện tử quét, cấu trúc của gel polymer là các khối liên kết với nhau (có các tâm là Zr) có kích thước khoảng 50 - 100µm, phân bố đồng đều trên các mặt phẳng liên kết, tạo thành không gian đa lớp xếp chồng lên nhau.

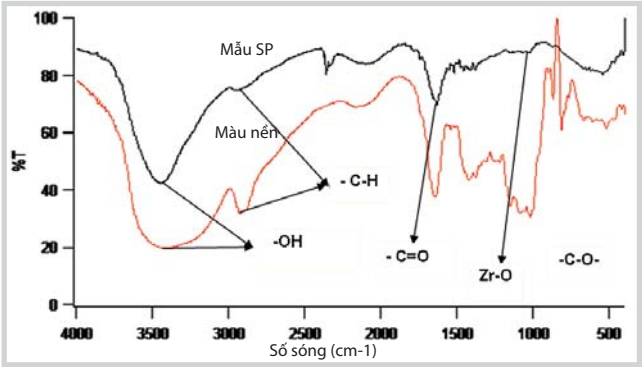
2.10. Đánh giá độ bít nhét và ngăn cách vỉa của hệ gel GG-Zr(IV) lên mẫu lõi xốp

Sơ đồ nghiên cứu mẫu lõi xốp (Hình 11) gồm: (1) Bơm mini, (2) cột phân chia, (3) cột hoàn xung, (4) gia nhiệt, (5a, b) cột xốp đôi tự tạo, (6) cột đo dầu/nước thoát, (7) bom khí tạo áp, (8) bom khí đối áp.

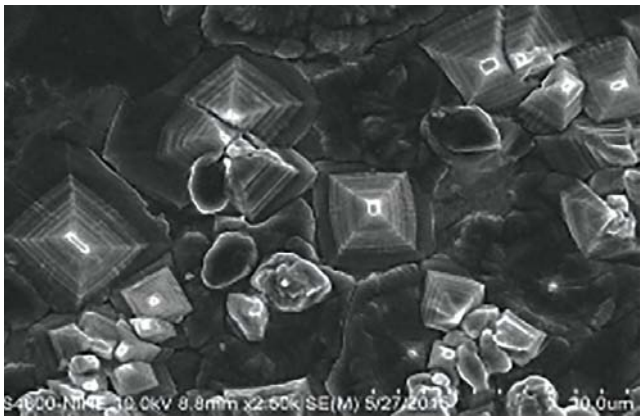
2.10.1. Quy trình thí nghiệm

- Chuẩn bị mẫu lõi xốp: Mẫu lõi xốp được chế tạo từ mùn khoan ở địa tầng Miocene, giếng khoan 507 RC - Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Độ sâu lấy mẫu là 2.450m, thành phần chủ yếu là cát kết lẫn dầu thô. Sau khi lọc rửa bùn và đất sét, lấy phần các hạt cát tương đối đồng đều có kích thước từ 0,5 - 1mm. Các hạt này được cho vào ống thủy tinh hữu cơ tạo hình trụ có đường kính 4,5cm và chiều dài 6cm.

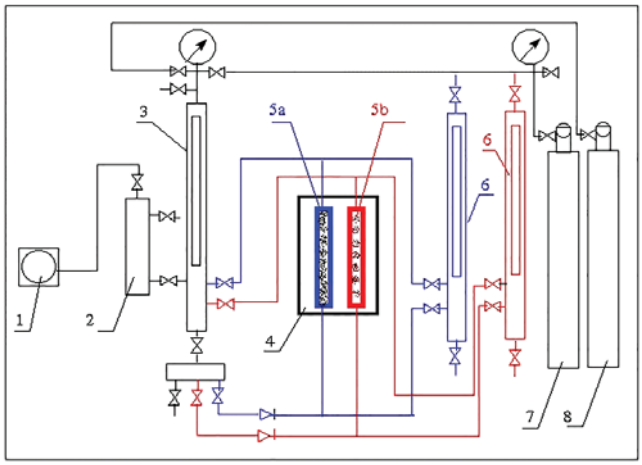
- Xác định độ rỗng của mẫu lõi xốp chế tạo:



Hình 9. *Phổ hồng ngoại của mẫu gel polymer*



Hình 10. *Ảnh SEM của mẫu gel polymer ở độ phóng đại 2.500 lần*



Hình 11. *Sơ đồ nguyên lý nghiên cứu độ bít nhét hệ gel polymer trong phòng thí nghiệm*

Hình 12. *Mẫu mùn khoan ở tầng cát kết Miocene của giếng khoan 507 RC*

Bảng 9. *Xác định đặc tính mẫu lõi xốp*

Áp suất (bar)	0	0,1	0,3	0,5	0,6	0,7
Thể tích trên bề mặt mẫu lõi xốp (ml)	90	80	47	16	0	0
Thể tích giữ lại trong mẫu lõi xốp (ml)	10	20	38	**38**	38	36
Thể tích đi qua mẫu lõi xốp (ml)	0	0	15	46	62	64

Thể tích của mẫu lõi xốp hình trụ được tính theo công thức

$$V = h\pi r^2 = 6 \times 3,14 \times 2,25^2 = 95,4(cm^3)$$

Trong đó:

V: Thể tích của mẫu lõi hình trụ;

h: Chiều cao của mẫu lõi;

r: bán kính của mẫu lõi.

- Tiến hành thí nghiệm: Bơm ép 100ml dung dịch gel polymer GG-Zr(IV)-TEA qua mẫu lõi xốp ở áp suất khác nhau. Thời gian bơm ép nhanh để hệ gel polymer chưa có thể tạo gel đến khi đi hết vào không gian rỗng của mẫu lõi xốp.

Ban đầu đưa dung dịch hệ gel cho chảy vào ống mẫu phía trên mẫu lõi xốp cát. Dung dịch gel có độ nhớt tương đối lớn nên gần như không chảy vào không gian rỗng của mẫu lõi xốp. Tăng áp suất từ từ lên hệ thống để hệ gel xâm nhập vào mẫu xốp. Trong quá trình ép hệ gel vào mẫu lõi xốp, quan sát và điều chỉnh áp suất sao cho hệ gel xâm nhập hoàn toàn vào mẫu lõi xốp thì dừng cung cấp áp suất. Ghi lại áp suất từ 0 - 0,7bar.

Từ Bảng 9, xác định thể tích rỗng của mẫu lõi xốp là 38cm^3. Tỷ lệ độ rỗng của mẫu xốp: 38 x 100/95,4 = 39,8%.

2.10.2. Sự thay đổi áp suất bơm hệ gel vào mẫu lõi xốp theo thời gian tạo gel

Bơm hệ gel polymer GG-Zr(IV) vào toàn bộ không gian của mẫu lõi xốp, nghiên cứu khả năng tạo gel trong mẫu lõi xốp thông qua sự thay đổi áp suất (Bảng 10).

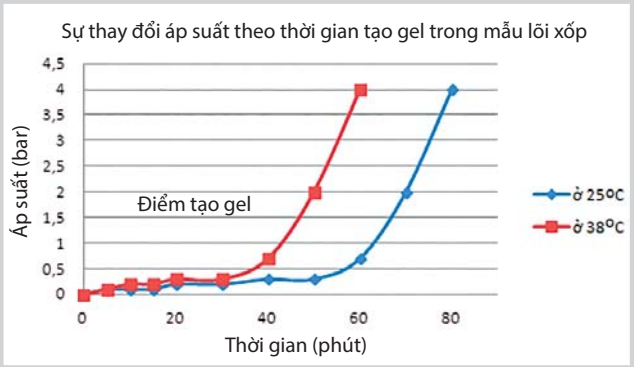
Khi hệ gel polymer chưa tạo gel, áp suất gần như không đổi đạt giá trị thấp ở 0,2 - 0,3bar. Khi gel được hình thành sau khoảng thời gian 60 phút ở nhiệt độ phòng và sau khoảng 40 phút ở nhiệt độ 38°C, áp suất bơm đầu vào tăng nhanh đến 0,7bar. Qua đó, xác định được đặc tính gel của hệ gel thông qua đặc tính thay đổi áp suất.

2.10.3. Xây dựng đường đặc tính áp suất tạo gel của hệ gel polymer GG-Zr(IV) trên mẫu lõi

Xác định độ bít nhét của mẫu lõi xốp có chứa gel polymer: Mẫu dung dịch gel polymer được bơm vào mẫu lõi xốp. Sau khoảng 30 phút, gel - polymer hình thành. Đo

Bảng 10. *Thay đổi áp suất theo thời gian tạo gel trên mẫu lõi*

Thời gian (phút)	Áp suất (bar)	
	Ở nhiệt độ 25°C	Ở nhiệt độ 38°C
0	0	0
5	0,1	0,1
10	0,1	0,2
15	0,1	0,2
20	0,2	0,3
30	0,2	0,3
40	0,3	**0,7**
50	0,3	2
60	**0,7**	4
70	2	6
80	4	7



Hình 13. *Đường đặc tính thay đổi áp suất theo thời gian tạo gel trong không gian xốp*

Bảng 11. *Kết quả độ thấm nước qua mẫu lõi xốp chứa hệ gel polymer GG-Zr(IV)*

Thời gian (giờ)	1	2	3	4	5	6	7	8
Lượng nước truyền qua (ml)	0	0	0	0	0	0	0	0

Bảng 12. *Xác định phục hồi độ thấm sau khi phá gel trong mẫu lõi xốp*

Áp suất (bar)	**0**	**0,1**	**0,3**	**0,5**	**0,6**	**0,7**
Thể tích trên bề mặt mẫu lõi xốp (ml)	91	85	50	18	0	0
Thể tích giữ lại trong mẫu lõi xốp (ml)	9	15	36	**37**	37	37
Thể tích đi qua mẫu lõi xốp (ml)	0	0	14	45	63	63
	100	100	100	100	100	100

độ thấm của mẫu lõi xốp bằng cách: Cho 100 ml nước lên bề mặt mẫu lõi xốp, tăng dần áp suất nén được cung cấp từ bình khí nitơ đến áp suất 9bar, sau đó giảm xuống 5bar và giữ nguyên trong thời gian 8 giờ. Kết quả được ghi lại trong Bảng 11.

Từ kết quả thí nghiệm cho thấy:

- Mẫu gel polymer sau khi hình thành trong khoảng thời gian hơn 30 phút đã bít kín hoàn toàn các lỗ rỗng của mẫu lõi xốp.

- Hệ gel polymer đánh giá trên mẫu lõi xốp cho thấy khả năng tạo gel trong không gian rỗng của mẫu lõi và bít nhét hoàn toàn mẫu lõi xốp có độ rỗng rất lớn gần 40%.

- Độ bền gel duy trì trong 8 giờ dưới áp suất 5bar không có hiện tượng thấm nước truyền qua khối gel và không gian xốp của mẫu lõi.

2.10.4. Nghiên cứu khả năng phục hồi độ thấm của hệ gel polymer sau khi sử dụng chất phá gel

Đánh giá khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi xốp tức là đánh giá khả năng lưu thông trở lại của vỉa sau khi phá gel.

Mẫu lõi xốp chứa hệ gel ở trên được bơm lên bề mặt dung dịch chất phá gel ammonium persulfate nồng độ 0,36%, để yên mẫu lõi này trong thời gian 60 phút, 120 phút, 12 giờ và 24 giờ cho phản ứng phá gel trong không gian xốp. Sau khi hiện tượng phá gel xảy ra hoàn toàn, bơm nước vào mẫu lõi xốp rửa với lượng nước bằng 2 lần thể tích của mẫu lõi, khoảng 200ml (tức 5PV). Sau đó, tiến hành đo áp suất khi bơm 100ml dung dịch gel polymer chậm qua mẫu xốp tương tự như quy trình ở mục 2.10.1. Xác định lượng mẫu gel còn lại trong mẫu đem so sánh với lượng gel trong mẫu ban đầu. Số liệu được đưa ra ở Bảng 12.

Tính toán khả năng phục hồi độ thấm của mẫu lõi xốp sau khi phá gel:

$$R = 37 \times 100/38 = 97,4\%$$

Khả năng phục hồi độ thấm sau khi phá gel trên mẫu lõi xốp đạt 97,4%. Còn 2,6% độ thấm chưa được phục hồi do dung dịch persulfate thấm không đều vào toàn bộ khối gel trong không gian rỗng của mẫu lõi xốp, vì vậy, một phần nhỏ hệ gel không được tiếp xúc với dung dịch persulfate nên không bị oxy hóa phân hủy các polymer guar gum. Đây là xác suất chấp nhận được trong nghiên cứu phục hồi độ thấm trong điều kiện phòng thí nghiệm. Trong điều kiện thực tế được trang bị các thiết bị hiện đại có thể bơm rửa dưới áp lực lớn (đến vài trăm bar) hay gọi dòng tạo ra sự chênh áp trong giếng khoan và áp suất vỉa, các thành phần dư của hệ gel polymer có thể được thổi rửa một cách dễ dàng.

3. Kết luận và kiến nghị

Qua quá trình nghiên cứu, nhóm tác giả đã lựa chọn được guar gum biến tính là loại polymer có khả năng phân hủy sinh học để chế tạo hệ gel polymer đóng giếng tạm thời. Lựa chọn được tác nhân liên kết cầu thích hợp là phức chất zicon sodium lactate có hóa trị 4 - Zr(IV), tạo liên kết không gian với phân tử polymer guar gum tại các vị trí cis-hydroxyl, mật độ liên kết thích hợp tạo gel tương đối bền ở điều kiện nhiệt độ phòng và nhiệt độ cao trong thời gian sửa giếng. Lựa chọn được tác nhân triethanolamine thích hợp làm chậm thời gian tạo gel của hệ polymer GG-Zr(IV) từ 30 - 240 phút với nồng độ 0,3 - 0,9%.

Khảo sát hệ gel trong môi trường nước muối NaCl 4% (nước biển) và thời gian tạo gel khi hàm lượng triethanolamine từ 0,3 - 0,9% là khoảng 25 - 130 phút, nhanh hơn so với trong môi trường nước kỹ thuật. Lựa chọn tác nhân phá gel của hệ GG-Zr(IV)-TEA là ammonium persulfate (APS) có đặc tính: thời gian phá gel tăng khi tăng nồng độ APS; thời gian phá gel tăng khi nhiệt độ tăng; thời gian phá gel đạt 120 phút ở nồng độ APS 0,3 - 0,4%.

Chế tạo hệ gel polymer GG-Zr(IV) cho đóng giếng tạm thời, gồm các thành phần: nước kỹ thuật; guar gum 0,42%; tác nhân khâu mạch Zr(IV) 25ppm; tỷ lệ GG/Zr(IV) = 1,6; tác nhân kìm hãm gel triethanolamine 0,6%; chất điều chỉnh pH: citric và Na_2CO_3; chất diệt khuẩn - biosafe 0,5%; tác nhân ổn định nhiệt thiosulfate 0,12%; tác nhân phá gel ammonium persulfate 0,3 - 0,5%.

Hệ gel polymer chế tạo đáp ứng các yêu cầu: thời gian tạo gel khoảng 40 phút; nhiệt độ 37,5°C; thời gian phá gel tối thiểu 120 phút; độ nhớt của dung dịch guar gum ban đầu 28cP. Hệ gel polymer này có thể dễ dàng bơm vào vị trí bắn vỉa và dễ dàng ép vào không gian rỗng ở bề mặt của vỉa sản phẩm; độ ổn định ở điều kiện thường có thể đạt 3 tháng; có khả năng chịu nhiệt đến 120°C khi có tác nhân nâng cao ổn định nhiệt thiosulfate.

Kết quả thử nghiệm hệ gel polymer chế tạo ở nhiệt độ phòng và nhiệt độ 45°C trên mẫu lõi xốp cho thấy: Khả năng bơm ép mẫu dễ dàng vào không gian xốp của mẫu cát kết; có khả năng tạo gel trong không gian xốp của mẫu cát kết của giếng 507 RC; xác định được đường đặc tính áp suất thay đổi theo thời gian tạo gel của gel polymer trong không gian của mẫu xốp cát; nghiên cứu phục hồi độ thấm của mẫu xốp sau khi phá gel bằng APS lưu trong thời gian tạo gel 15 ngày, đạt 97,4%.

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đề xuất kiến nghị tiếp tục triển khai các nghiên cứu: nghiên cứu hệ gel polymer GG-Zr(IV) cho nút gel tại vị trí lỗ bắn vỉa và ép gel vào khe rỗng phía ngoài bề mặt vỉa trong điều kiện cụ thể vỉa sản phẩm của giếng khai thác được đưa vào sửa chữa nhằm thay thế các thiết bị lòng giếng và bắn vỉa để điều chỉnh lại vị trí khai thác nâng cao hiệu quả khai thác của giếng; nghiên cứu phá gel ở điều kiện vỉa và kỹ thuật phá gel phù hợp có thể kiểm soát khả năng phá gel trong nút gel và trong không gian rỗng của vỉa chứa; nghiên cứu khả năng bít nhét và phục hồi độ thấm vỉa của hệ gel polymer trên thiết bị thí nghiệm mô hình mẫu lõi vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Tạ Quang Minh. *Nghiên cứu đề xuất đơn pha chế dung dịch khoan gốc dầu tổng hợp cho tầng móng mỏ Bạch Hổ và các giếng khoan thuộc Đồng bằng Sông Hồng*. 2002.

2. Hoàng Hồng Lĩnh. *Đặc điểm nứt nẻ của đá móng mỏ Bạch Hổ và nghiên cứu điều chế tampon thích hợp để chóng mất dung dịch trong đới nứt nẻ dị thường áp suất thấp*. 2001.

3. Lê Phước Hảo. *Bài giảng công nghệ khai thác dầu khí*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2006.

4. Aqualon. *Guar and guar derivatives oil and gas field applications*. 2007.

5. Ralph Moorhouse, Lester E.Matthews. *Aqueous based zirconium (IV) crosslinked guar fracturing fluid and method of making and use therefor.* Patent US 6737386 B1. 2004.

6. Aung Kyaw, Bibi Syabila Binti Nor Azahar, Saleem Qadir Tunio. *Fracturing fluid (guar polymer gel) degradation study by using oxidative and enzyme breaker*. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. 2012; 4(12); p. 1667 - 1671.

7. Kathryn L.Payne. *Control of crosslinking reaction rate of aqueous fracturing fluids*. Patent US 4579670A. 1986.

Study of gelled polymer system used for temporary plugging of oil well in workover operation for low pressure and unstable production wells

Ta Quang Minh[1], Vu An[1], Cao Huy Hiep[1]
Tran Hung Son[1], Phan Trong Hieu[1], Nguyen Tuan Anh[1]
Vu Van Hung[2], Nguyen Cong Manh[2], Vu Thiet Thach[3]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Vietsovpetro
[3]Hanoi University of Mining and Geology
Email: minhtq.ctat@vpi.pvn.vn

Summary

Many methods are used to prevent fluid losses in low pressure and unstable production wells during temporary shut-in for well workovers. Among these, polymer gels are usually used in stimulation and workover operation. They can plug channels and perforated entrance holes, block producing intervals as well as prevent fluid movement into reservoirs. This technological solution allows control of wells with low reservoir pressure [1, 2] and rapid movement of downhole equipment, tubing and drilling pipes within well bores.

Multi-component polymer gel system can be flexible to fit each purpose such as temporary plugging of selected producing intervals and reducing formation damages. This article presents the study results of using polymer gel system to temporarily shut-in low pressure and unstable production wells during workovers.

Key words: *Petroleum, workover of production well, gel, polymer, low pressure and unstable reservoir.*

KẾT NỐI MỎ CÁ NGỪ VÀNG VỚI MỎ BẠCH HỔ, KINH NGHIỆM KẾT NỐI MỎ NHỎ VỚI CƠ SỞ HẠ TẦNG CỦA CÁC MỎ DẦU HIỆN HỮU

TSKH. Phùng Đình Thực[1], TS. Tống Cảnh Sơn[2]
KS. Lê Đình Hòe[2], TS. Ngô Hữu Hải[3]
[1]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
[2]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[3]Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: thucpd@pvn.vn, sontc.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã kết nối thành công các mỏ dầu có trữ lượng nhỏ (như mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng) với mỏ Bạch Hổ, Rồng, nơi có cơ sở hạ tầng công nghệ thu gom, xử lý hoàn chỉnh [1]. Các mỏ này có sản lượng dầu không cao, trung bình khoảng 1.000 - 3.500 tấn/ngày đêm (6,2 - 20 nghìn thùng/ngày đêm), dầu khai thác có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (36°C), hàm lượng paraffin dao động từ 19 - 27% khối lượng. Trong khi đó, nhiệt độ trung bình của nước biển ở vùng cận đáy thấp, khoảng 22 - 28°C, thấp nhất có thể là 21,8°C. Do đó, việc vận chuyển dầu đi xa bằng đường ống ngầm dưới đáy biển ở điều kiện lưu lượng thấp, gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề nhiệt thủy lực và lắng đọng paraffin bên trong đường ống [2 - 4].

Bài báo trình bày quá trình kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ; kinh nghiệm thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác của các mỏ kết nối bằng đường ống ngầm. Đây là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và Vietsovpetro nói riêng đưa các mỏ nhỏ vào khai thác trên cơ sở tận dụng cơ sở hạ tầng thu gom, xử lý hoàn chỉnh hiện có.

Từ khóa: *Kết nối mỏ, Bạch Hổ, Cá Ngừ Vàng, lắng đọng paraffin.*

1. Mở đầu

Mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2) do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàn Vũ (Hoan Vu JOC) điều hành. Đây là mỏ dầu có trữ lượng trung bình, xét về khía cạnh kinh tế sẽ gặp rất nhiều khó khăn nếu quyết định khai thác mỏ này theo mô hình phát triển độc lập.

Nhằm giảm chi phí vận hành khai thác, mỏ Cá Ngừ Vàng được đề xuất kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng đường ống ngầm từ giàn đầu giếng mỏ Cá Ngừ Vàng (WHP-CNV) đến giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3) mỏ Bạch Hổ. Đường ống vận chuyển dầu từ WHP-CNV → CPP-3 có chiều dài hơn 25km với tính chất dầu mỏ Cá Ngừ Vàng có hàm lượng paraffin cao, khả năng hình thành lắng đọng paraffin trong đường ống lớn. Để vận chuyển dầu mỏ Cá Ngừ Vàng an toàn qua đường ống ngầm dưới biển đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ, đường ống bọc cách nhiệt dài 25km với môi trường bên ngoài đã được sử dụng, với hệ số truyền nhiệt là 1,913W/m^{2}K. Theo kết quả tính toán nhiệt thủy lực, nếu lưu lượng chất lỏng đạt mức dưới 1.000 tấn/ngày đêm, thì nhiệt độ dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ sẽ ở mức 43 - 45°C, thấp hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin (64°C). Như vậy, vấn đề lắng đọng paraffin trong quá trình vận chuyển dầu này bằng đường ống là rất cao. Hình 1 là sơ đồ thu gom, vận chuyển dầu khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ.

Bảng 1 và 2 là một số tính chất hóa lý và tính chất lưu biến của dầu khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng.

Trong quá trình vận chuyển dầu và khí, có thể xảy ra dừng vận hành đường ống theo kế hoạch hoặc dừng khẩn cấp. Như vậy, dầu sẽ bị nguội lạnh và khi thời gian đủ lớn, nhiệt độ của cả hệ thống đường ống có thể bằng nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy (khoảng 22°C), khi đó trong dầu sẽ hình thành cấu trúc mạng tinh thể paraffin. Để dầu có thể dịch chuyển trong đường ống, cần phải có một ứng lực đủ lớn để phá vỡ cấu trúc paraffin đã hình thành trong dầu. Bảng 3 là kết quả nghiên cứu ứng suất trượt tĩnh của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng ở các nhiệt độ khác nhau (18°C và 22°C) sau thời gian dừng nhất định của đường ống mô hình thu nhỏ tại điều kiện phòng thí nghiệm.

Hình 1. *Sơ đồ vận chuyển dầu khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ*

Bảng 1. *Một số tính chất lý hóa của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đã tách khí*

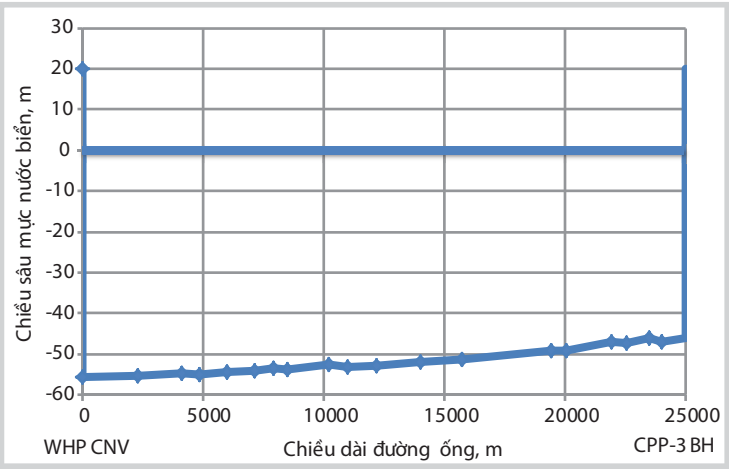
Các thông số	Đơn vị đo	Giá trị
Nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin	°C	64
Nhiệt độ đông đặc của dầu	°C	36
Khối lượng riêng	kg/m^3	804 - 809
Độ nhớt ở nhiệt độ 37,8°C ở nhiệt độ 50°C	mPa.s mPa.s	9,8 5,94

Bảng 2. *Tính chất lưu biến của dầu khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng*

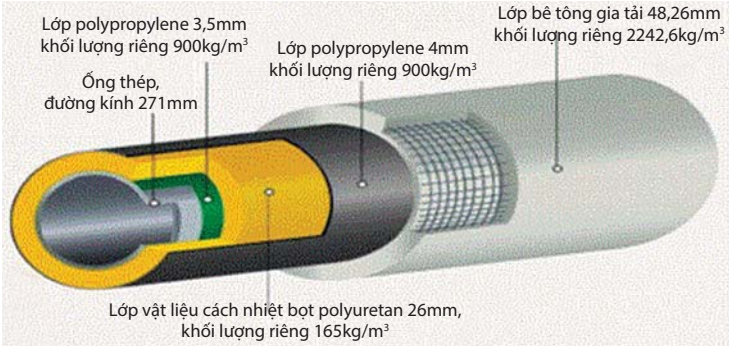
Nhiệt độ (°C)	Độ nhớt dẻo (mPa.s)	Ứng suất lực (Pa)	Độ nhớt hiệu dụng (mPa.s)
65	2,8	0	2,8
50	3,3	0	3,3
40	4,5	0	4,5
35	5,2	0	5,2
30	10	0	10
28	21	0	21
26	34	0,10	37
24	53	0,26	61
22	64	0,33	74

Bảng 3. *Ứng suất trượt tĩnh của dầu khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng*

Thời gian lưu (phút)	Ứng suất trượt tĩnh (Pa)	
	Ở nhiệt độ lưu 18°C	Ở nhiệt độ lưu 22°C
100	28,5	25,7
160	47,5	33,3
1.000	97,3	42,0
1.020	98,1	42,5



Hình 2. *Mặt cắt đường ống vận chuyển dầu và khí WHP-CNV → CPP-3*



Hình 3. *Sơ đồ lớp bọc cách nhiệt đường ống WHP-CNV →CPP-3*

2. Đặc điểm đường ống vận chuyển dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ

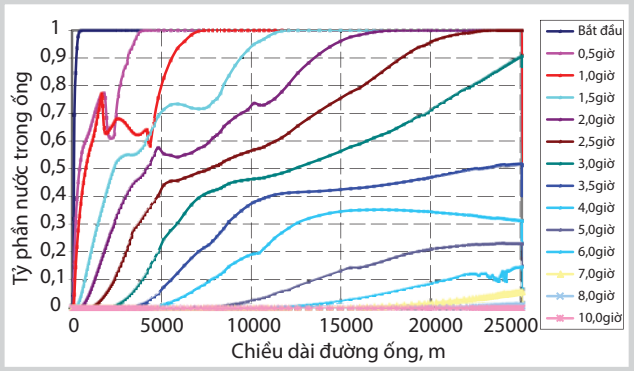
Tương tự các đường ống ngầm được xây dựng ở mỏ Bạch Hổ, đường ống kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với CPP-3 mỏ Bạch Hổ cũng có 2 ống đứng và phần đường ống nằm ngang đặt ở đáy biển. Độ sâu nước biển theo mặt cắt đường ống thay đổi từ 55,5m ở khu vực mỏ Cá Ngừ Vàng đến 46m ở mỏ Bạch Hổ. Mặt cắt đường ống WHP-CNV → CPP3 được trình bày ở Hình 2.

Phần đường ống nằm ngang WHP-CNV → CPP-3 và các ống đứng được làm từ thép loại API 5L X65 và được bọc cách nhiệt bằng 3 lớp polypropylene (PP). Các tính chất cách nhiệt của đường ống này được lựa chọn từ các điều kiện để duy trì nhiệt độ của dầu dọc theo chiều dài đường ống cao hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin (64°C). Để làm điều này thì tổng hệ số truyền nhiệt của đường ống vào môi trường phải không cao hơn 1,913W/m^{2}K (tính cho lưu lượng vận hành khoảng 3.000 - 3.500 tấn/ngày đêm). Sơ đồ bọc cách nhiệt đường ống WHP-CNV → CPP-3 mỏ Bạch Hổ trình bày ở Hình 3.

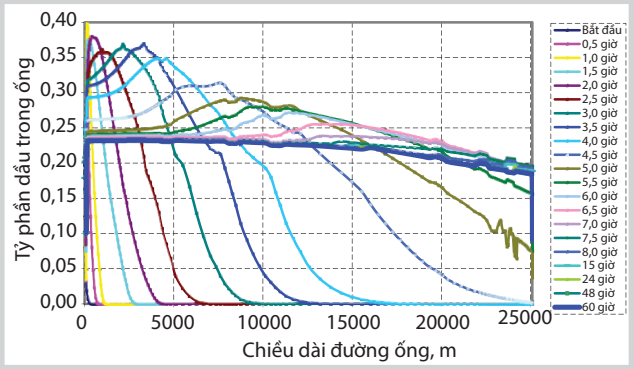
Đường ống có thể tích khoảng 1.056m^3, áp suất làm việc tối đa 206bar và nhiệt độ 150°C. Các điều kiện thủy văn của vùng biển tương tự điều kiện ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nhiệt độ thấp nhất và cao nhất của nước biển xung quanh đường ống tương ứng từ 21,78°C đến 29,12°C. Đường ống có hệ thống phóng thoi giúp làm sạch chất lắng đọng và kiểm tra tình trạng bên trong đường ống khi có nhu cầu.

3. Mô phỏng quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành

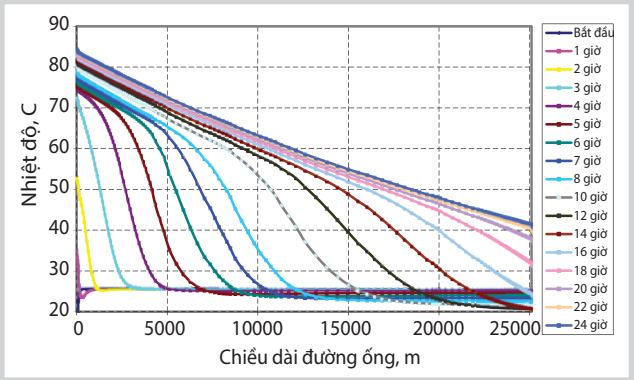
Kế hoạch khởi động và đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành bắt đầu từ giếng khai thác có sản lượng cao nhất. Trên cơ sở các kết quả thử nghiệm khi thử vỉa, sản lượng dự kiến khai thác của giếng này ở mức 1.000 tấn/ngày đêm (khoảng 6.000 - 7.000 thùng/ngày đêm). Sử dụng phần mềm OLGA-2000 của SCANDPOWER để mô phỏng quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành bằng cách thay thế dần nước trong đường ống bởi sản phẩm của giếng. Các kết quả mô phỏng đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành được trình bày ở Hình 4 - 8.



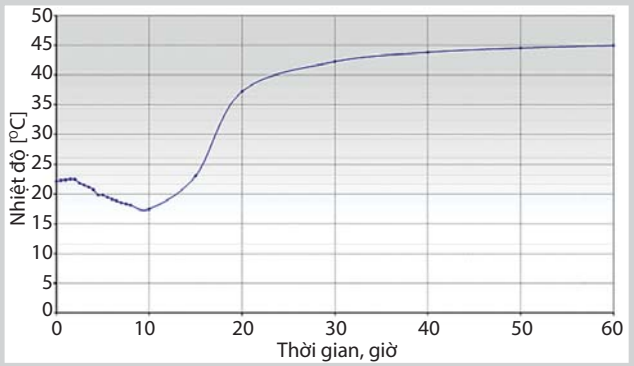
Hình 4. *Quá trình nước trong đường ống được thay thế bằng sản phẩm của giếng đầu tiên khi đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành*



Hình 5. *Quá trình nước trong đường ống WHP-CNV → CPP-3 được thay thế bằng dầu (từ khi bắt đầu đưa vào vận hành)*



Hình 6. *Sự phân bố nhiệt độ dọc theo đường ống trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian*



Hình 7. *Nhiệt độ của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng khi đến ống đứng CPP-3 trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian*

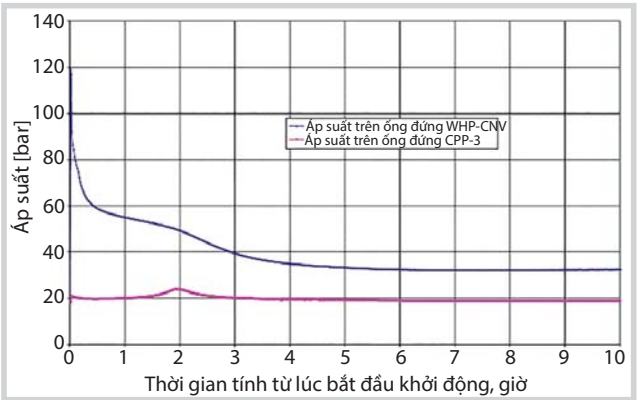
Kết quả mô phỏng ở Hình 4 cho thấy, các nút khí đầu tiên đến ống đứng CPP-3 chỉ sau thời gian khoảng 1,5 giờ (kể từ khi bắt đầu chuyển hỗn hợp dầu khí vào đường ống trên WHP-CNV). Còn các nút dầu đầu tiên đến ống đứng trên CPP-3 chậm hơn 2 giờ, tức là sau 3,5 giờ. Khoảng 10 giờ sau khi đưa đường ống vào hoạt động, nước trong đường ống WHP-CNV → CPP-3 đã được thay thế bằng hỗn hợp dầu và khí.

Hình 6, 7 cho thấy trong quá trình nước được thay thế bằng sản phẩm của giếng, nhiệt độ của đường ống tăng dần, nhiệt độ sản phẩm trên ống đứng CPP-3 bắt đầu giảm, do diễn ra quá trình tách khí, sau đó bắt đầu tăng lên. Sau khoảng 20 giờ từ khi đưa giếng vào hoạt động, đường ống đã đạt chế độ ổn định. Sau 20 - 60 giờ từ khi đưa đường ống vào vận hành, nhiệt độ của sản phẩm trong đường ống tiếp tục tăng và dần ổn định (do sự gia tăng nhiệt độ hỗn hợp của giếng khai thác), đường ống vận chuyển dầu khí WHP-CNV → CPP-3 đạt chế độ vận hành ổn định, nhiệt độ dầu về đến ống đứng CPP-3 đạt 45°C (Hình 11). Khi vận chuyển ở chế độ ổn định với lưu lượng dầu 950 tấn/ngày đêm, nếu thiết lập áp suất tại ống đứng trên CPP-3 là 18bar, thì áp suất trong ống đứng của WHP-CNV sẽ là 32,3bar (Hình 8).

4. Vận hành chế độ ổn định đường ống vận chuyển dầu và khí WHP-CNV → CPP-3

Vận hành đường ống vận chuyển dầu và khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống được thực hiện theo quy trình và giám sát các thông số vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3.

Tại thời điểm đưa đường ống vào hoạt động, giàn WHP-CNV thực hiện khai thác một giếng với sản lượng 950 - 1.000 tấn/ngày đêm. Để đảm bảo an toàn cho quá trình khởi động và vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3 với lưu lượng sản phẩm thấp hơn 1.000 tấn/ngày

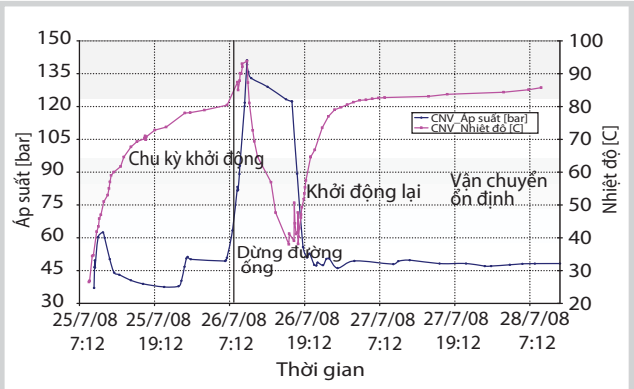


Hình 8. *Áp suất đầu vào ống đứng CPP-3 trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian*

đêm, dầu mỏ Cá Ngừ Vàng được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc Sepaflux-3363 hay Prochinor AP-1804, định lượng 500g/tấn (trong thời gian khởi động) và 250 - 300g/tấn (trong thời gian vận hành ở chế độ ổn định). Do nhiệt độ dầu trên miệng giếng cao (85 - 93°C), nên hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được bơm vào đầu giếng của hệ thống thu gom trên bề mặt của giàn WHP-CNV.

Hình 9 và 10 là các thông số vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3 trong thời gian khởi động và vận hành đường ống ở chế độ ổn định. Theo Hình 9, áp suất trên ống đứng WHP-CNV trong thời gian bắt đầu đưa đường ống vào vận hành tăng lên đến 62,5bar, sau đó giảm dần xuống 43bar và đạt mức 37,8bar. Cũng trong thời gian này, nhiệt độ dầu trên ống đứng trên WHP-CNV tăng dần lên đến trên 80°C.

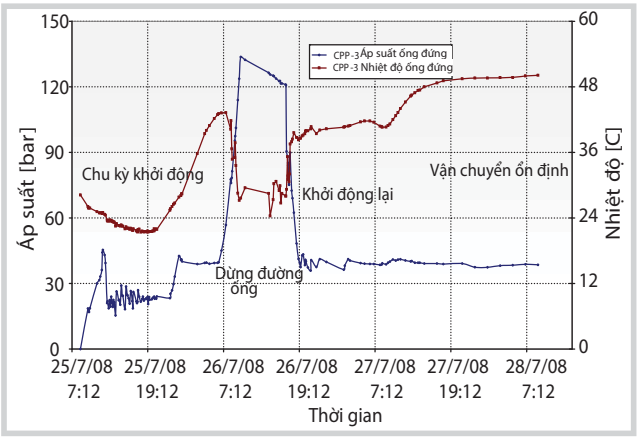
Trên CPP-3, sau khoảng 2 giờ từ khi khởi động đường ống, nước ra từ đường ống được xả xuống biển bằng 3 đường ống đường kính 2inch. Khi xuất hiện khí trên CPP-3, dòng chất lỏng cùng với khí được kết nối với đầu vào của hệ thống thu gom và chuyển đến CPP-3. Hình 10 cho thấy, áp suất trên ống đứng của CPP-3 trong thời gian khởi động bắt đầu tăng đến 45bar, sau đó giảm xuống 20 - 21bar. Nhiệt độ trên ống đứng CPP-3 sau 12 giờ tăng dần lên và đạt 43,2°C. Sau 24 giờ đưa đường ống vào hoạt động, giếng đã đưa vào vận hành trên WHP-CNV phải dừng khai thác để di chuyển giàn khoan với thời gian dừng dự kiến là 12 giờ. Để đảm bảo dừng an toàn đường ống, áp suất trong đường ống được nâng lên đến 140bar, sau đó đóng kín cả 2 van chặn trên ống đứng WHP-CNV và CPP-3. Áp suất trong đường ống giảm dần và đến khi đường ống hoạt động trở lại, áp suất trong đường ống là 120bar. Nhờ áp suất trung bình của sản phẩm trong đường ống cao, nên quá trình dừng và đưa đường ống hoạt động trở lại diễn ra bình thường.



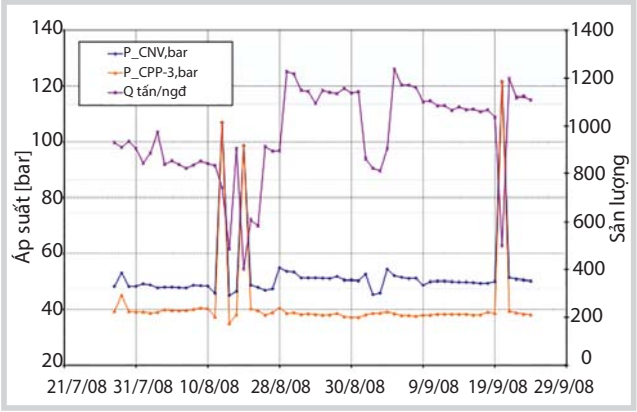
Hình 9. *Các thông số khởi động, dừng và khởi động lại đường ống WHP-CNV → CPP-3, được ghi nhận trên ống đứng WHP-CNV trong thời gian bắt đầu đưa vào vận hành*

5. Vận chuyển ở chế độ ổn định sản phẩm dầu và khí từ WHP-CNV đến CPP-3

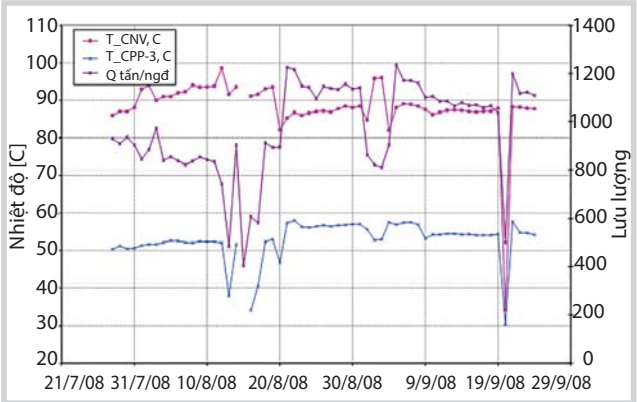
Sau khi hoàn thiện quá trình khởi động, đường ống WHP-CNV → CPP-3 được kiểm soát ở chế độ ổn định theo các thông số ở Hình 11, 12. Khi khai thác giếng đầu tiên với sản lượng dầu ở mức 850 - 950 tấn/ngày đêm, tại áp suất trên ống đứng của CPP-3 là 39 - 40bar thì áp suất trên ống đứng của WHP-CNV ở mức 48 - 49bar và duy trì ổn



Hình 10. *Các thông số khởi động, dừng và khởi động lại đường ống WHP-CNV → CPP-3, được ghi nhận trên ống đứng CPP-3*



Hình 11. *Áp suất trên các ống đứng khi vận chuyển cố định sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3*



Hình 12. *Nhiệt độ trên các ống đứng khi vận chuyển ở trạng thái ổn định sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3*

định ở mức này. Nhiệt độ dầu trên ống đứng WHP-CNV là 92 - 93°C. Khi về đến ống đứng trên CPP-3, nhiệt độ sản phẩm dao động ở mức 47 - 53°C.

Sau khi đưa giếng thứ 2 vào khai thác, tổng lưu lượng dầu trong đường ống tăng lên và đạt mức 1.150 tấn/ngày đêm. Do sản lượng của giếng thứ 2 thấp, nhiệt độ hỗn hợp sản phẩm trên ống đứng WHP-CNV giảm 4 - 5°C về mức 87 - 89°C. Trong khi tốc độ dòng sản phẩm tăng lên, nhiệt độ dầu của của mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 tăng thêm 4°C và đạt mức 56 - 57°C. Khi tăng lưu lượng vận chuyển sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3, độ chênh áp cũng tăng, ở áp suất không đổi trên ống đứng CPP-3 (thiết lập ở mức 39 - 40bar) áp suất trên ống đứng WHP-CNV tăng lên 2bar, đạt 51 - 51,5bar và ổn định ở mức này. Khi tiếp tục đưa giếng thứ 3 vào khai thác, tổng lưu lượng dầu trong đường ống tăng lên đến 1.300 tấn/ngày đêm. Vì nhiệt độ dầu giếng thứ 3 thấp, nên nhiệt độ của hỗn hợp sản phẩm tại ống đứng WHP-CNV giảm 3 - 4°C, về mức 82 - 83°C. Khi đến CPP-3, nhiệt độ sản phẩm của mỏ Cá Ngừ Vàng đạt 51 - 53°C.

6. Kết luận

Vận chuyển hỗn hợp dầu khí mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt, có hệ số truyền nhiệt 1,913W/m^{2}K, ở lưu lượng 900 - 1.300 tấn/ngày đêm và nhiệt độ ban đầu 85 - 93°C, cho thấy nhiệt độ dầu đến mỏ Bạch Hổ có thể đạt 51 - 53°C và tổn thất thủy lực là 10 - 12bar.

Việc đưa đường ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí từ WHP-CNV mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ vào vận hành thành công đã khẳng định khả năng kết nối mỏ trong khai thác và vận chuyển dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam. Đây cũng là kinh nghiệm để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Vietsovpetro đưa các mỏ nhỏ vào khai thác, như: mỏ Nam Rồng Đồi Mồi, mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng và mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ, Rồng và Tê Giác Trắng đã có cơ sở hạ tầng thu gom, xử lý hoàn chỉnh.

Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Hà Văn Bích, Lê Đình Hòe, V.P. Vugovskoi. *Quá trình hình thành và phát triển hệ thống thu gom, xử lý và tàng trữ dầu trên các mỏ của XNLD Vietsovpetro*. Tuyển tập các công trình khoa học. Chuyên đề kỷ niệm 35 năm thành lập bộ môn Khoan khai thác, Đại học Mỏ - Địa chất. 2001; 34: trang 51 - 61.

2. Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Ha Van Bich. *Complexity and technological solutions in gathering processing and transporting high wax crude oil of the Rong field*. Petrovietnam Journal. 2000; 4: p. 16 - 20.

3. Phung Dinh Thuc, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. V.P.Vygovskoy. *The problem in transportation of high waxy crude oils through submarine pipelines at JV Vietsovpetro oil fields, offshore Vietnam*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42(6): p. 15 - 18.

4. Nguyen Thuc Khang, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Đinh Hoe, Phung Dinh Thuc. *A new approach for regime optimization of oil and gas mixture pipeline transportation*. SPE Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. 18 - 20 October, 2004.

The tie-in of Ca Ngu Vang to Bach Ho oil field and experience of marginal oil fields tie-in with existing large oil fields

Phung Dinh Thuc[1], Tong Canh Son[2], Le Dinh Hoe[2], Ngo Huu Hai[3]
[1]*Vietnam Oil and Gas Group*
[2]*Vietsovpetro*
[3]*Petrovietnam Exploration Production Corporation*
Email: thucpd@pvn.vn, sontc.rd@vietsov.com.vn

Summary

Vietsovpetro has successfully tied in several marginal offshore oil fields (eg. Ca Ngu Vang, Nam Rong Doi Moi, Gau Trang and Tho Trang) to Bach Ho and Rong oil fields, which have completed infrastructure for oil and gas processing and storage [1]. Oil production from these marginal fields are modest, expectedly about 1,000 - 3,500 tons/day (6,200 - 20,000 BOPD). Crude oil produced from these fields has a high wax content (19 - 27%), high viscosity, and high pour point (36°C). The average seabed temperature surrounding the production pipeline is expected to be around 22 - 28°C and can reach as low as 21.8°C. The transportation of crude from the marginal oil fields to larger oil fields through subsea pipelines therefore encounters many difficulties due to thermal hydraulic problem and wax deposition inside the pipelines [2 - 4].

This paper presents the tie-in of Ca Ngu Vang to Bach Ho oil field and experiences in transporting crude from the tie-in fields through subsea pipelines. These will be the basis for Petrovietnam in general and Vietsovpetro in particular to put the marginal fields into production by using existing processing and storage infrastructure.

Key words: *Tie in, Bach Ho, Ca Ngu Vang, wax deposition.*

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CỦA TỔ HỢP ỨC CHẾ ĂN MÒN - CHỐNG ĐÓNG CẶN TRONG ĐIỀU KIỆN MÔ PHỎNG DÒNG CHẢY ĐỘNG TRÊN HỆ THIẾT BỊ FLOWLOOP

TS. Hoàng Linh Lan[1], ThS. Lê Thị Phương Nhung[1]
ThS. Đỗ Thành Trung[2], ThS. Lê Văn Công[2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP
Email: lanhl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn trên cơ sở N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate và hợp chất của acid phosphonic được đánh giá hiệu quả trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động trên hệ thiết bị flowloop trong phòng thí nghiệm. Kết quả thử nghiệm cho thấy hiệu quả chống ăn mòn đạt trên 90% và hiệu quả chống đóng cặn đạt trên 87%.

Từ khóa: *Ức chế ăn mòn, chống đóng cặn, thiết bị flowloop.*

1. Mở đầu

Sau thời gian khai thác dầu tự phun, để đảm bảo sản lượng khai thác cần tiến hành các phương pháp để duy trì áp suất vỉa như bơm ép nước, gaslift... Trong đó, bơm ép nước là phương pháp hiệu quả được sử dụng rộng rãi nhất cho các mỏ dầu hiện nay, song cũng làm nảy sinh các vấn đề về ăn mòn và lắng đọng các muối vô cơ trong hệ thống thu gom, vận chuyển dầu khí do trong môi chất chứa các tác nhân gây ăn mòn và đóng cặn như: CO_2, H_2S, vi sinh vật, các ion muối khoáng… Các lớp cặn này thường rất cứng và khó loại bỏ, có thể làm tắc nghẽn đường ống, thiết bị công nghệ, gây ra các sự cố nghiêm trọng như: cháy, nổ, ô nhiễm môi trường và cản trở quá trình trao đổi nhiệt. Các cặn bám không đồng nhất còn tạo ra sự khác biệt về điện thế bề mặt, đẩy nhanh quá trình ăn mòn trên bề mặt kim loại hoặc dưới lớp cặn. Vì vậy, việc chống ăn mòn và loại bỏ cặn bám nhằm đảm bảo sự hoạt động liên tục của hệ thống đường ống, thiết bị là vấn đề rất quan trọng và chiếm một phần chi phí khá lớn trong công nghiệp dầu khí. Sử dụng các chất ức chế chống ăn mòn và chống đóng cặn là giải pháp hữu hiệu được áp dụng rộng rãi trong công nghiệp [1 - 5].

Việc đánh giá hiệu quả của các chất ức chế này trong phòng thí nghiệm thường được thực hiện trong điều kiện tĩnh và điều kiện mô phỏng dòng chảy động. Tuy nhiên, hiện nay ở Việt Nam, thử nghiệm đánh giá ăn mòn và đóng cặn chủ yếu thực hiện trong điều kiện tĩnh tại nhiệt độ thường, áp suất thường và điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao. Việc nghiên cứu các quá trình ăn mòn và đóng cặn trong điều kiện dòng chảy động trong phòng thí nghiệm hầu như ít được thực hiện do quá trình mô phỏng gặp nhiều khó khăn. Do vậy, hệ thống thiết bị flowloop được chế tạo nhằm mô phỏng điều kiện dòng chảy động, đánh giá quá trình ăn mòn và đóng cặn xảy ra trong đường ống khi có dòng chảy sẽ góp phần nghiên cứu, khảo sát các quá trình ăn mòn, đóng cặn và đánh giá hiệu quả bảo vệ của các tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn trong điều kiện này.

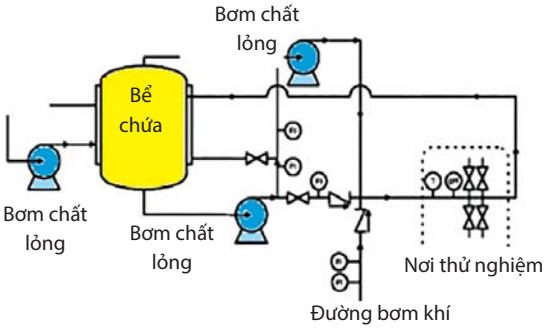
2. Thực nghiệm

2.1. Thành phần tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

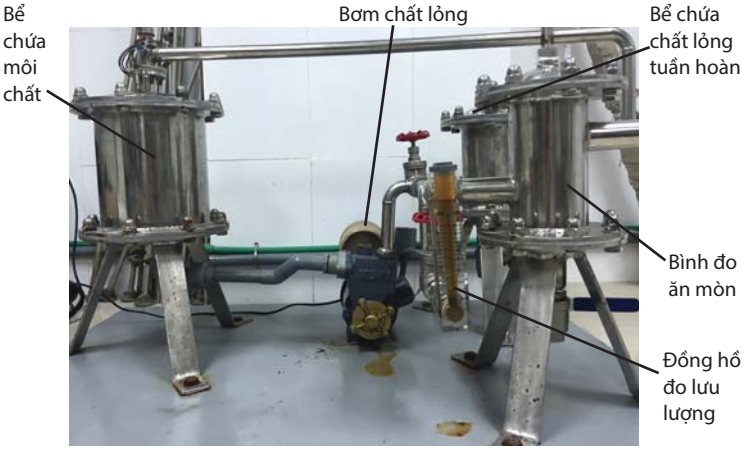
Tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (tổ hợp) M7 và M9 được chế tạo với thành phần gồm pha hoạt tính (được tạo thành từ N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate và EDTMPS theo tỷ lệ 1:1 và 1:2 tương ứng) và phụ gia (NP10, isopropanol, acid citric) [6].

2.2. Chế tạo hệ thiết bị flowloop trong phòng thí nghiệm

Hệ thống thiết bị flowloop gồm các bộ phận cơ bản sau: Đường ống chịu được áp suất và nhiệt độ; thiết bị điều khiển tốc độ dòng chảy; thiết bị ghi nhận kết quả đo ăn mòn (corrosion metter); bể chứa chất lỏng thử nghiệm, bơm chịu ăn mòn… (Hình 1).



Hình 1. *Sơ đồ nguyên lý hệ thiết bị flowloop [7]*



Hình 2. *Hệ thiết bị flowloop chế tạo trong phòng thí nghiệm*

Trên cơ sở sơ đồ nguyên lý của thiết bị flowloop (Hình 1), hệ thống thiết bị chế tạo trong phòng thí nghiệm gồm:

- Bơm chịu hóa chất, có tốc độ dòng chảy từ 0 - 6 m^3/giờ;
- Bể chứa môi chất dung tích 3 - 5 lít;
- Bình đo ăn mòn, dung tích 3 - 5 lít;
- Đường ống dẫn lưu chất chịu nhiệt, chịu áp;
- Các van điều khiển tốc độ dòng chảy, chịu hóa chất, chịu nhiệt, chịu áp;
- Đồng hồ đo lưu lượng, chịu hóa chất, chịu nhiệt, chịu áp;
- Nhiệt kế, đầu đo pH;
- Thiết bị điều khiển nhiệt độ.
- Điện cực đo ăn mòn được gắn vào đường ống bằng các gioăng đảm bảo kín và chịu được áp lực chảy của dòng nước, nhiệt độ…

Môi chất (nước tách và tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn với các nồng độ thử nghiệm) chứa trong bể chứa được bơm cấp đến bình đo ăn mòn và bể chứa chất lỏng tuần hoàn với lưu lượng cố định. Tốc độ dòng chảy của môi chất được điều khiển thông qua van điều khiển lưu lượng và được đo bằng đồng hồ đo lưu lượng dòng chảy. Trên bộ phận đo được lắp 3 điện cực: điện cực làm việc, điện cực đối và điện cực so sánh nhằm xác định tốc độ ăn mòn của dòng môi chất và hiệu quả chống ăn mòn của tổ hợp. Nước tách được lấy ra từ đáy bình đo ăn mòn nhằm xác định hàm lượng Ca^{2+} trong môi chất và hiệu quả chống đóng cặn của tổ hợp. Sau khi ra khỏi bộ phận đo, môi chất được bơm tuần hoàn trở lại bể chứa, tại đây, tiếp tục quá trình bơm lưu chất trở lại bình đo. Quá trình tuần hoàn môi chất được diễn ra liên tục, cho đến khi thử nghiệm kết thúc.

2.3. Đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Điều kiện thực nghiệm:

- Điện cực làm việc: thép ASTM A106;
- Môi trường thử nghiệm: nước tách lấy từ giàn công nghệ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro";
- Tốc độ dòng chảy: 0,1m/s.

Tiến hành thử nghiệm đánh giá hiệu quả của tổ hợp như sau:

- Đong 10 lít nước tách từ giàn công nghệ Vietsovpetro vào hệ thống đến mức cho phép, đậy chặt bình;
- Kiểm tra các đầu nối điện cực và nối vào hệ thống đo;
- Mở van cho hỗn hợp môi chất chạy trong hệ thống với lưu lượng phù hợp và duy trì lưu lượng này ổn định trong ít nhất 30 phút;
- Bơm từng tổ hợp ức chế theo các nồng độ cần thử nghiệm (05ppm, 10ppm, 15ppm, 20ppm, 25ppm).

Thời gian để tiến hành một phép đo khoảng 720 phút (cho đến khi tốc độ ăn mòn và hàm lượng Ca^{2+} trong nước tách không đổi). Trong khoảng thời gian này, nước tách được bơm tuần hoàn trong hệ thống, tốc độ ăn mòn và hàm lượng Ca^{2+} trong nước tách tại bình đo được xác định liên tục với tần suất 30 phút/lần cho đến khi giá trị tốc độ ăn mòn và hàm lượng Ca^{2+} trong nước tách không đổi.

2.3.1. Đánh giá hiệu quả chống ăn mòn

Hiệu quả chống ăn mòn của các tổ hợp ức chế ở các nồng độ khác nhau được đánh giá thông qua phương pháp điện trở phân cực. Quy trình chuẩn bị mẫu và tiến hành thí nghiệm theo tiêu chuẩn ASTM G170-01a [8]. Quá trình thử nghiệm được thực hiện trên hệ thiết bị flowloop nối với thiết bị đo điện hóa PARSTAT 2273. Trong phương pháp này, điện thế quét được áp đặt trên mẫu kim loại xung quanh giá trị điện thế ăn mòn (dE = E - Ecorr). Từ các đường cong phân cực thu được phần mềm tích hợp trên thiết bị PARSTAT 2273 sẽ xác định điện trở phân cực và tính toán tốc độ ăn mòn trong trường hợp có và không sử dụng tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn. Đo tốc độ ăn mòn bằng thiết bị đo điện hóa với tần suất 30 phút/lần cho đến khi tốc độ ăn mòn đạt giá trị không đổi.

Hiệu quả chống ăn mòn của các tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn được xác định theo công thức sau:

$$\text{Hiệu quả chống ăn mòn (\%)} = \frac{V_o - V}{V_o} \times 100\% \quad (1)$$

Trong đó:

- V_o: Tốc độ ăn mòn thép khi không sử dụng ức chế, mm/năm;

- V: Tốc độ ăn mòn thép khi sử dụng ức chế, mm/năm.

2.3.2. Đánh giá hiệu quả chống đóng cặn

Theo một số công trình đã công bố [9 - 12], do quá trình khai thác dầu sử dụng nước biển làm nước bơm ép nên các muối sa lắng chủ yếu là $CaCO_3$ và $CaSO_4$. Do vậy, trong nghiên cứu này, hiệu quả chống đóng cặn được xác định thông qua hàm lượng Ca^{2+} trong nước tách trước và sau khi sử dụng tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn. Thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống đóng cặn được tiến hành theo tiêu chuẩn NACE 0374 - 2007 [9].

Nước tách được lấy ra từ bình đo với tần suất 4 giờ/lần và được xác định hàm lượng Ca^{2+} theo tiêu chuẩn TCVN 6198 - 1996. Hiệu quả chống đóng cặn Ca^{2+} được tính theo công thức sau [10]:

$$\text{Hiệu quả chống đóng cặn (\%)} = \frac{C_a - C_b}{C_c - C_b} \times 100\% \quad (2)$$

Trong đó:

- C_a: Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách sau khi thử nghiệm (có sử dụng hóa phẩm ức chế), mg/l;

- C_b: Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách sau khi thử nghiệm (không sử dụng hóa phẩm ức chế), mg/l;

- C_c: Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách trước khi thử nghiệm, mg/l.

3. Kết quả và thảo luận

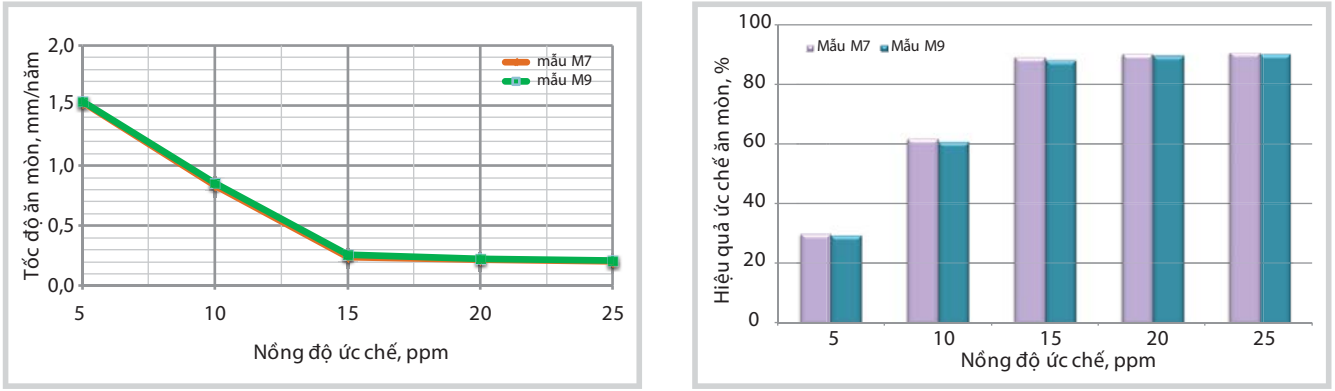
3.1. Ảnh hưởng của nồng độ hóa phẩm đến hiệu quả chống ăn mòn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Để lựa chọn nồng độ sử dụng tối ưu, tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn M7 và M9 được thử nghiệm đánh giá hiệu quả ức chế ăn mòn trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động ở các nồng độ từ 5 - 25ppm (Bảng 1 và Hình 3).

Kết quả thử nghiệm trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động cho thấy, ở nồng độ 20ppm, hiệu quả chống ăn mòn của các tổ hợp ức chế M7 và M9 đều tăng lên rõ rệt > 90% (lần lượt là 90,50% và 90,15%). Khi tăng nồng độ lên

Bảng 1. *Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống ăn mòn*

Nồng độ (ppm)	Tổ hợp ức chế M7		Tổ hợp ức chế M9	
	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)
Không sử dụng chất ức chế	2,183	-	2,183	-
5	1,526	33,18	1,538	32,66
10	0,836	61,86	0,856	60,81
15	0,238	89,09	0,258	88,18
20	0,217	90,50	0,225	90,15
25	0,204	91,07	0,214	90,63



(a) *(b)*

Hình 3. *Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế đến tốc độ ăn mòn (a) và hiệu quả ức chế ăn mòn (b)*

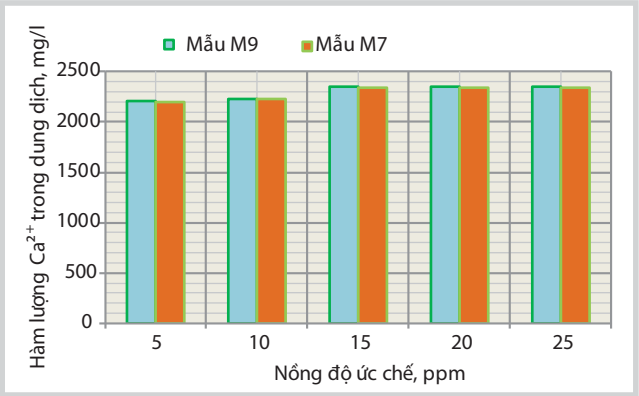
trên 20ppm, hiệu quả chống ăn mòn của 2 tổ hợp ức chế này đều tăng không đáng kể. Theo yêu cầu trong ngành công nghiệp dầu khí, hiệu quả chống ăn mòn > 90%, do đó, nồng độ của các tổ hợp ức chế M7 và M9 được lựa chọn là 20ppm.

3.2. Ảnh hưởng của nồng độ hóa phẩm đến hiệu quả chống đóng cặn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

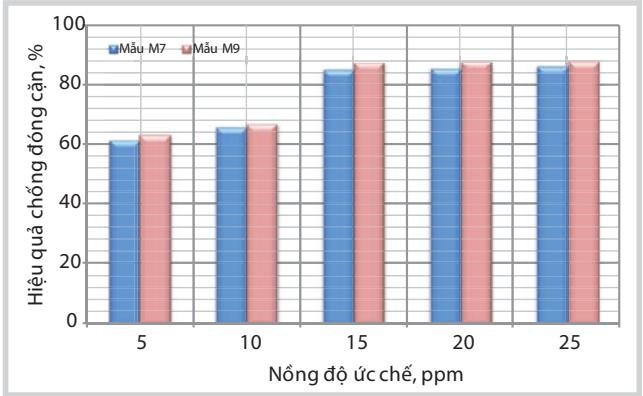
Kết quả thử nghiệm hiệu quả chống đóng cặn Ca^{2+} trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động (Bảng 2, Hình 4) cho thấy, hàm lượng Ca^{2+} trong dung dịch sau thử nghiệm ở điều kiện mô phỏng dòng chảy động cao hơn so với ở điều kiện tĩnh với hàm lượng Ca^{2+} trong dung dịch chứa tổ hợp ức chế M7 và M9 nồng độ 15ppm lần lượt là 2.153,26mg/l và 2.184,89mg/l [6]. Đó là do dòng chảy tốc độ cao đã cuốn đi các mầm tinh thể dẫn đến khả năng tạo cặn thấp hơn, do đó, nồng độ ion Ca^{2+} trong dung dịch cao hơn. Khi sử dụng các tổ hợp ức chế M7 và M9, hàm lượng Ca^{2+} trong dung dịch tăng cao hơn so với trường hợp không sử dụng tổ hợp ức chế, chứng tỏ lượng cặn bám trên thành đường ống, thiết bị giảm. Hiệu quả chống

Bảng 2. *Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống đóng cặn*

Nồng độ ức chế (ppm)	Hàm lượng Ca^{2+} trước khi thí nghiệm (mg/l)	Tổ hợp ức chế M7		Tổ hợp ức chế M9	
		Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)	Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)
Không sử dụng ức chế	2.422	1.847,55	-	1.847,55	-
5	2.422	2.200,57	61,45	2.211,04	63,28
10	2.422	2.226,58	65,98	2.232,57	67,02
15	2.422	2.336,58	85,13	2.351,11	87,66
20	2.422	2.339,47	85,63	2.352,89	87,97
25	2.422	2.342,56	86,17	2.354,12	88,18

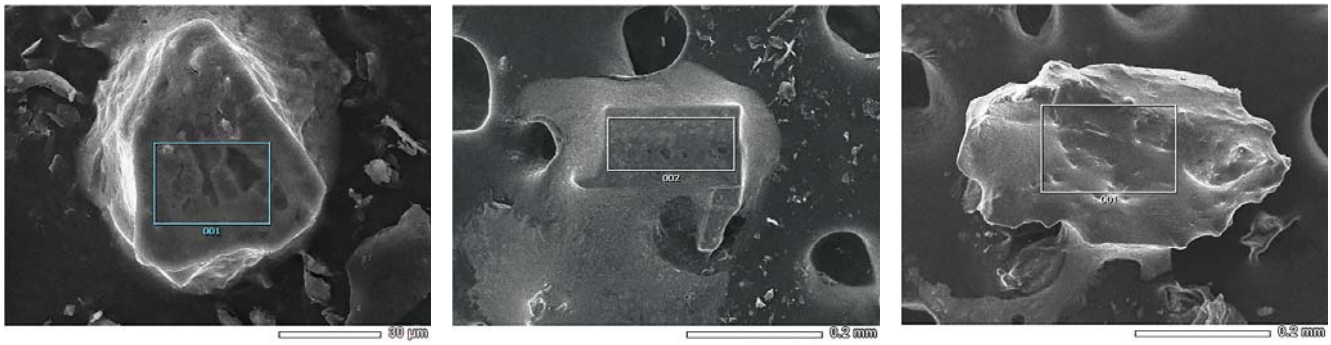


(a)



(b)

Hình 4. *Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế đến hàm lượng Ca^{2+} trong dung dịch (a) và hiệu quả chống đóng cặn (b)*



(a) (b) (c)

Hình 5. *Hình thái học của mẫu cặn sau quá trình thử nghiệm trong nước tách: Không sử dụng tổ hợp ức chế (a); Sử dụng tổ hợp ức chế M7 nồng độ 15ppm (b); Sử dụng tổ hợp ức chế M9 nồng độ 15ppm (c)*

Bảng 3. *Kết quả phân tích thành phần nguyên tố sản phẩm mẫu cặn*

Thành phần nguyên tố (% khối lượng)	Trong mẫu cặn từ dung dịch không sử dụng tổ hợp ức chế	Trong mẫu cặn từ dung dịch có sử dụng tổ hợp ức chế M7 nồng độ 15ppm	Trong mẫu cặn từ dung dịch có sử dụng tổ hợp ức chế M9 nồng độ 15ppm
O	8,85	8,97	8,83
Na	5,09	10,92	11,57
Mg	0,24	0,11	0,04
Al	0,60	0,92	1,32
Si	0,43	N/A	N/A
Cl	62,82	69,22	68,81
K	2,01	3,97	3,86
Ca	19,97	5,89	5,57
Tổng	100,00	100,00	100,00

đóng cặn Ca^{2+} của các tổ hợp tăng cao rõ rệt với nồng độ từ 15ppm trở lên. Do đó, nồng độ của các tổ hợp M7 và M9 được lựa chọn trong thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống đóng cặn là 15ppm. Ở cùng nồng độ thử nghiệm, hiệu quả chống đóng cặn Ca^{2+} của tổ hợp ức chế M9 tăng cao hơn nhiều so với M7.

Mẫu cặn từ dung dịch sau thử nghiệm hiệu quả chống đóng cặn trên hệ thiết bị flowloop được phân tích hình thái học bề mặt (ảnh SEM) và phân tích thành phần (EDX). Kết quả như sau:

Hình ảnh hình thái học bề mặt mẫu cặn (Hình 5) cho thấy, khi không sử dụng tổ hợp ức chế, mẫu cặn hình thành trong dung dịch ở dạng các tinh thể có hình khối vuông, kích thước khá lớn, bám dính chắc. Khi có mặt tổ hợp ức chế, các tinh thể cặn thay đổi cả về hình thái cũng như kích thước. Tinh thể mẫu cặn tồn tại ở dạng bột có kích thước nhỏ, dễ bị phân tán trong dòng chảy. Điều này cho thấy, trong quá trình phát triển của tinh thể, các phân tử chất ức chế đã hấp phụ trên bề mặt tinh thể, phá vỡ cấu trúc và làm giảm độ bám dính của tinh thể. Kết quả phân tích thành phần mẫu cặn (Bảng 3) cho thấy, khả năng tạo phức của tổ hợp ức chế với ion Ca^{2+} đã làm giảm đáng kể hàm lượng nguyên tố Ca trong mẫu cặn từ dung dịch có sử dụng tổ hợp ức chế nồng độ 15ppm so với mẫu dung dịch không sử dụng tổ hợp ức chế.

Quá trình thử nghiệm đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế trong điều kiện mô phỏng dòng chảy động trên hệ thiết bị flowloop cho thấy nồng độ chất ức chế của mẫu M7 và M9 sử dụng đạt yêu cầu là 20ppm. Tuy nhiên, khi sử dụng mẫu M9 hiệu quả chống ăn mòn gần như không thay đổi nhưng hiệu quả chống đóng cặn thì tăng rõ rệt so với khi sử dụng mẫu M7. Mẫu tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn được lựa chọn là mẫu M9 với nồng độ sử dụng tối ưu trong điều kiện dòng chảy động cho môi trường nước tách từ giàn công nghệ của Vietsovpetro là 20ppm.

4. Kết luận

Hệ thiết bị flowloop đã được chế tạo nhằm nghiên cứu, khảo sát các quá trình ăn mòn, đóng cặn trong hệ thống thu gom và vận chuyển dầu khí và đánh giá hiệu quả của các tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn trong điều kiện dòng chảy động.

Khi sử dụng tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn M9 ở nồng độ 20ppm trong điều kiện mô phỏng điều kiện dòng chảy động, môi trường thử nghiệm là nước tách từ giàn công nghệ của Vietsovpetro, hiệu quả chống ăn mòn đạt 90,15% và hiệu quả chống đóng cặn đạt 87,97%.

Tài liệu tham khảo

1. Defang Zeng, Huan Yan. *Study on an eco-friendly corrosion and scale inhibitor in simulated cooling water*. American Journal of Engineering Research (AJER). 2013; 2(5): p.39 - 43.

2. Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti, Adebori Saheed Balogun. *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation*. International Journal of Industrial Chemistry. 2013.

3. Margrethe Nergaard, Chriss Grimholt. An introduction to scaling causes, problems and solutions. 2010.

4. Eric Greyson, Joseph Manna, Somil Chandrakant Mehta. *Scale and corrosion inhibitors for high temperature and pressure conditions*. Patent CA2709033 C. 2013.

5. Gary Woodward, Graham Otter, Keith Davis,

Robert Talbot. *Scale and corrosion inhibitors*. Patent US20030141486 A1. 2003.

6. Hoàng Linh Lan, Phan Công Thành, Phạm Vũ Dũng, Lê Thị Phương Nhung, Phạm Thị Hường, Lê Thị Hồng Giang. *Đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn cho hệ thống đường ống dẫn dầu*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 5: trang 42 - 48.

7. Richard Thorn, Geir Anton Johansen, Erling A.Hammer. *Three-phase flow measurement in the offshore oil industry - Is there a place for process tomography*. 1st World Congress on Industrial Process Tomography, Buxton, Greater Manchester. 14 - 17 April, 1999.

8. ASTM International. *Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory*. ASTM G170-01a.

9. The National Association of Corrosion Engineers (NACE). *Laboratory screening tests to determine the ability of scale inhibitors to prevent the precipitation of calcium sulfate and calcium carbonate from solution (for oil and gas production systems)*. NACE 0374-2007.

10. Defang Zeng, Huan Yan. *Experimental study on a new corrosion and scale inhibitor.* Journal of Environmental Protection. 2013; 4(7): p. 671 - 675.

11. Đỗ Thành Trung, Nguyễn Xuân Trường, Hoàng Linh Lan, Phan Công Thành. *Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở imidazolin dùng cho bơm ép nước trong công nghiệp khai thác dầu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 3: trang 28 - 34.

12. Nguyễn Phương Tùng và nnk. *Xây dựng công nghệ sản xuất các hóa phẩm chống sa lắng muối trong vỉa và các thiết bị khai thác dầu thô.* Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng. 2005

Effect of corrosion and scale inhibitor under flow simulation in laboratory

Hoang Linh Lan[1], Le Thi Phuong Nhung[1]
Do Thanh Trung[2], Le Van Cong[2]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Drilling Mud Corporation
Email: lanhl@vpi.pvn.vn

Summary

In this study, the effect of corrosion and scale inhibitor based on N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate and phosphonic acid compounds was evaluated under the condition of flow simulation in laboratory. The results indicated that the corrosion inhibition efficiency could reach over 90% and scale inhibition efficiency over 87%.

Key words: *Corrosion inhibitor, scale inhibitor, flow loop.*

ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN THỰC NGHIỆM ZIEGLER & NICHOLS XÁC ĐỊNH CÁC THAM SỐ CHO BỘ ĐIỀU KHIỂN LƯU LƯỢNG DÒNG TRONG CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ

ThS. Đỗ Mạnh Tuân
Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí
Email: tuando.pvmtc@gmail.com

Tóm tắt

Bộ điều khiển PID với 3 tham số điều khiển (P - proportional - tỷ lệ, I - integral - tích phân, D - derivative - vi phân) đang được sử dụng rộng rãi để duy trì lưu lượng dòng và các thông số công nghệ khác ở giá trị cài đặt tại các nhà máy hóa dầu của Petrovietnam. Tuy nhiên, để bộ điều khiển làm việc hiệu quả cần phải xác định các tham số điều khiển P, I, D phù hợp.

Phương pháp tính toán thực nghiệm các tham số điều khiển P, I, D của Ziegler & Nichols cho bộ điều khiển PID đơn giản, nhanh chóng, hiệu quả và khá chính xác. Do đó các thông số công nghệ quan trọng của nhà máy được kiểm soát ổn định theo thiết kế tạo ra sản phẩm có chất lượng cao.

Từ khóa: *Tham số điều khiển, bộ điều khiển dòng, lưu lượng dòng, PID, công nghiệp dầu khí, Ziegler & Nichols.*

1. Giới thiệu

Lưu lượng dòng là một biến quá trình cơ bản ảnh hưởng lớn tới các quá trình công nghệ, đặc biệt với ngành công nghiệp dầu khí mà hầu hết các nguyên liệu đầu vào và sản phẩm đầu ra hoặc là chất lỏng, hoặc là chất khí, chẳng hạn như dầu thô và xăng/dầu tại nhà máy lọc hóa dầu, nhà máy phân tách khí, nhà máy đạm… Không chỉ ngành công nghiệp dầu khí mà cả các ngành công nghiệp khác cũng vậy. Thông qua lưu lượng dòng, có thể điều khiển được cả về trao đổi khối lượng, trao đổi nhiệt và trao đổi năng lượng.

Trong các nhà máy hóa dầu, lưu lượng dòng được sử dụng để điều khiển hầu hết các biến quá trình khác rất hiệu quả. Từ đó kiểm soát các quá trình công nghệ ổn định để cho sản phẩm chất lượng cao. Ví dụ: chỉnh lưu lượng dòng vào và dòng ra hợp lý sẽ giữ được mức dầu thô trong bồn ở giá trị mong muốn; hoặc chỉnh dòng dầu thô và dòng hồi lưu hợp lý sẽ kiểm soát được nhiệt độ đỉnh tháp chưng cất để có sản phẩm xăng chất lượng…

Bộ điều khiển PID với 3 tham số điều khiển (P - proportional - tỷ lệ, I - integral - tích phân và D - derivative - vi phân) đang được sử dụng rất rộng rãi trong điều khiển điều tiết trong các nhà máy chế biến hiện đại. Bộ tham số P, I, D quyết định chất lượng điều khiển của bộ điều khiển. Do đó, cần phải có phương pháp đơn giản, hiệu quả để xác định các thông số này. Phương pháp tính toán thực nghiệm các tham số điều khiển cơ bản của Ziegler & Nichols cho bộ điều khiển PID đã được áp dụng thành công.

2. Mô hình

Mô hình trình bày hệ thống điều khiển lưu lượng dòng nước bằng các thiết bị/hệ thống đo lường - tự động - hóa hiện trường (field instruments), các thiết bị công nghệ thực, gồm có:

- Phương tiện đo lưu lượng dòng FT-1: có cảm biến là tấm orifice, đo lưu lượng dòng thể tích thực tế, rồi gửi tín hiệu tới bộ điều khiển.

- Bộ điều khiển FIC011 kiểu PID: nằm trong hệ thống điều khiển phân tán Centum CS3000 R3/Yokogawa (so sánh tín hiệu PV với SV, xử lý sai lệch rồi xuất tín hiệu ra MV (manipulated variable - biến thao tác) tới bộ chuyển đổi tín hiệu điện sang khí nén (I/P transducer)).

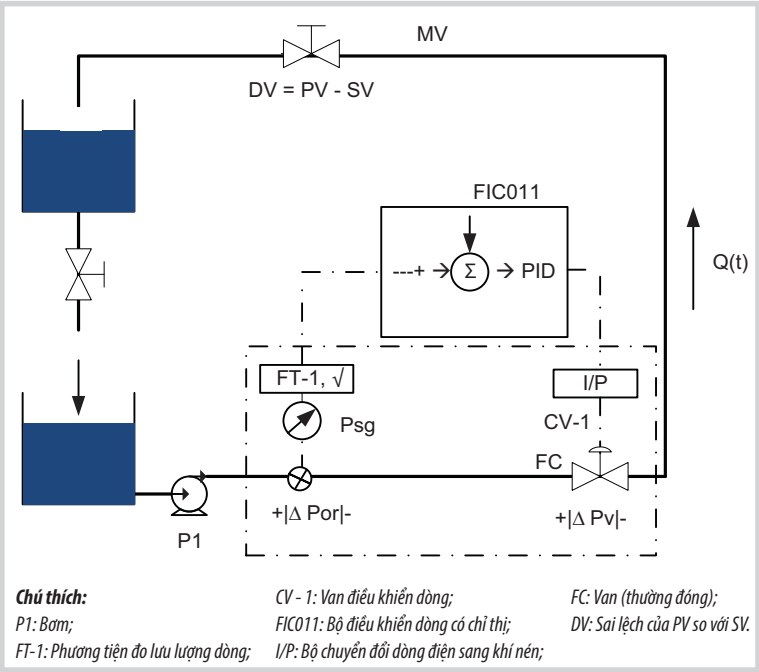
- Van điều khiển kiểu khí nén, thường đóng: đi kèm I/P transducer để biến đổi tín hiệu dòng điện 4 - 20mA sang tín hiệu khí nén tiêu chuẩn 3 - 15psig để điều tiết độ mở van điều khiển CV-1 làm thay đổi lưu lượng dòng.

Mối quan hệ giữa lưu lượng dòng Q(t) và tổn thất áp trong van điều khiển, ma sát đường ống và ma sát tấm orifice thường là hệ phi tuyến. Trong thực tế, được coi là tuyến tính bằng cách phân tích các biến trong phạm vi giới hạn quanh điểm vận hành, do vậy mô hình toán học được tạo ra như Hình 2.

Trong đó:

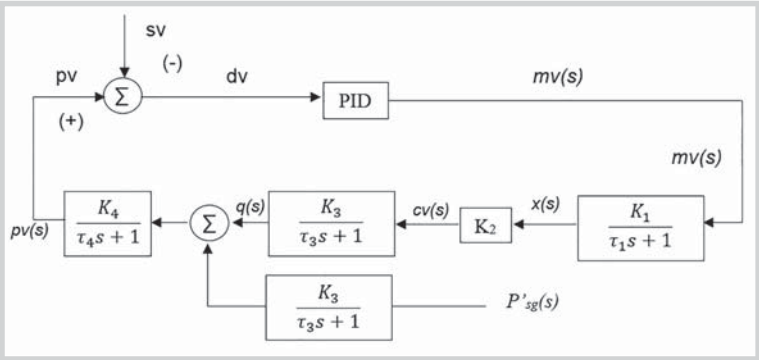
$$pv(s) = \left[\frac{K_4}{\tau_1 s+1}\right]\left\{\left(\frac{K_3}{\tau_3 s+1}\right)(K_2)\left(\frac{K_1}{\tau_1 s+1}\right)mv(s)+\left(\frac{K_3}{\tau_3 s+1}\right)P_{sg}^{'}(s)\right\}$$

$$\approx \left(\frac{K_p e^{-L_p s}}{\tau_p s+1}\right)mv(s) + \left(\frac{K_d e^{-L_d s}}{\tau_d s+1}\right)P_{sg}^{'}(s) \qquad (1)$$



Chú thích:
P1: Bơm;
FT-1: Phương tiện đo lưu lượng dòng;
CV - 1: Van điều khiển dòng;
FIC011: Bộ điều khiển dòng có chỉ thị;
I/P: Bộ chuyển đổi dòng điện sang khí nén;
FC: Van (thường đóng);
DV: Sai lệch của PV so với SV.

Hình 1. *Lưu đồ P&ID (thiết bị và đường ống) của hệ thống điều khiển lưu lượng dòng*



Hình 2. *Sơ đồ khối của mô hình toán học*

Các thuật ngữ
Psg: Áp suất bơm (mH_2O);
P'sg: Psg - Psg(0);
ΔPor: Tổn hao áp trên tấm Orifice (mH_2O);
ΔPv: Tổn hao áp trên van (mH_2O);
CV: Hệ số van điều khiển;
cv: CV - CV(0);
Q(t): Lưu lượng dòng (m^3/s);
q(t): Q(t) - Q(0);
X(t): Trục của van chốt (m);
m(t): X(t) - X(0);
SV(t): Biến cài đặt (m^3/s);
SPAN: Dải đo;
sv(t): [SV(t) - SV(0)]/SPAN;
MV(t): Biến thao tác (%);
mv(t): MV(t) - MV(0);
PV(t): Biến quá trình;
pv(t): [PV(t) - PV(0)]/SPAN;
DV(t): Độ lệch = PV - SV.

$$pv(s) = G_p(s)mv(s) + G_d P'sg(s) \quad (2)$$

(Trong trường hợp này, nhiễu hệ thống là giá trị tỷ lệ của đầu áp máy bơm)

Khi $P'_{sg}(s) = 0$, phương trình (2) có dạng:

$$\frac{pv(s)}{mv(s)} = G_p(s) = \frac{K_p e^{-L_p s}}{\tau_p s + 1} \quad (3)$$

Trong đó:

K_p: Độ lợi quá trình; $K_p = \Delta PV(\%)/\Delta MV(\%)$;

L_p: Độ nhạy quá trình (giây);

τ_p: Hằng số thời gian (giây).

3. Xác định tham số điều khiển PID bằng phương pháp thực nghiệm của Ziegler & Nichols

Xác định tham số điều khiển PID bằng phương pháp thực nghiệm của Ziegler & Nichols thực hiện theo trình tự sau:

3.1. Lấy đường phản ứng

Đầu tiên thu thập đường phản ứng của đối tượng điều khiển trước tác động điều khiển là đường đồ thị thể hiện sự thay đổi của lưu lượng dòng trước thay đổi độ mở van.

3.2. Tính các tham số của dòng quá trình

Từ đường đồ thị xác định được thuộc tính của dòng quá trình thể hiện qua 3 tham số: K_p, L_p, τ_p.

Từ phương trình (3) suy ra:

$$pv(s) = \frac{K_p e^{-L_p s}}{\tau_p s + 1} \text{mv(s)}; P'_{sg}(s) = 0 \quad (4)$$

Từ Hình 3, MV(t) được áp dụng bởi hàm bước nhảy đơn vị khi không có nhiễu quá trình hoặc quá trình là ổn định. Đáp ứng PV trong Hình 3 gọi là "đường phản ứng", trong đó thời gian L_p và τ_p có thể tính được bằng cách kẻ đường a, b và c (Hình 3) và K_p được tính từ tỷ số giữa sai lệch PV và sai lệch MV.

3.3. Xác định hướng tác động điều khiển (control action direction) cho bộ điều khiển

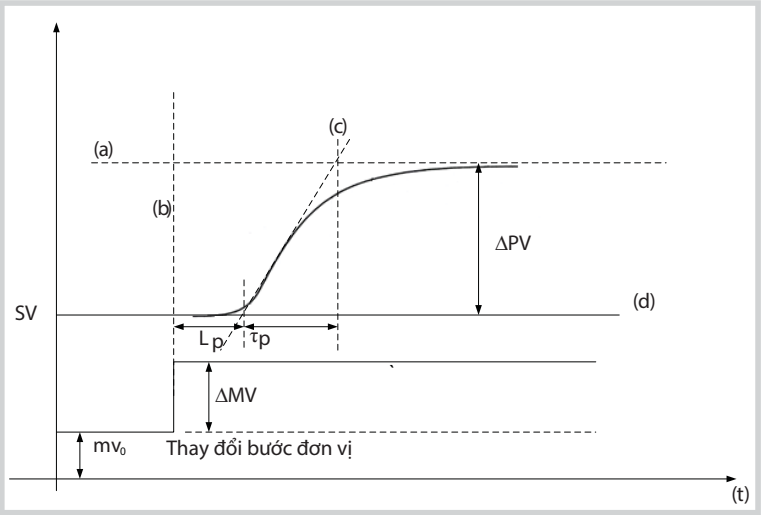
Hướng tác động của bộ điều khiển là hướng thay đổi tín hiệu ngõ ra trước sự thay đổi của biến được điều khiển.

Hướng thuận (direct): bộ điều khiển thay đổi ngõ ra cùng chiều với chiều thay đổi của biến được điều khiển.

Hướng nghịch (reverse): bộ điều khiển thay đổi ngõ ra ngược chiều với chiều thay đổi của biến được điều khiển.

Lưu ý: Sự tăng hay giảm về biên độ của MV tùy thuộc vào giá trị của tham số PID.

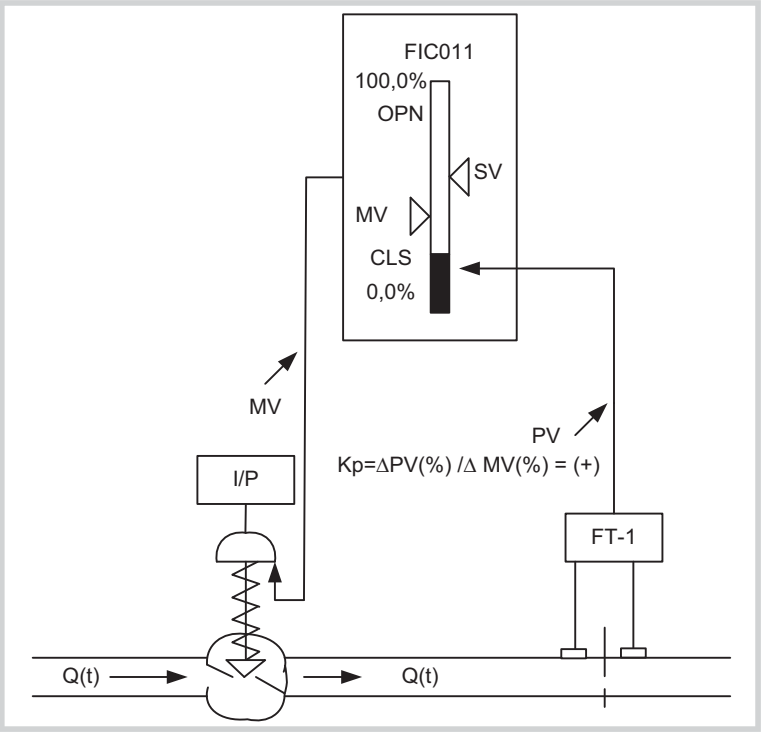
Ví dụ: Xác định hướng tác động điều khiển cho quá trình điều khiển dòng với van điều khiển dùng khí nén để mở.



Hình 3. *Đường phản ứng của MV(t) áp dụng hàm bước nhảy đơn vị*

Bảng 1. *Hướng tác động điều khiển: tác động thuận và tác động nghịch*

Tác động điều khiển	DV = PV - SV	MV
Thuận	DV = (+) DV = (-)	mv ↑ (tăng) mv ↓ (giảm)
Nghịch	DV = (+) DV = (-)	mv ↓ (giảm) mv ↑ (tăng)



Hình 4. *Quá trình điều khiển dòng bằng van điều khiển dùng khí nén để mở*

Để chọn tác động điều khiển, một cơ chế vật lý của quá trình được xem xét chủ yếu (Hình 4). Giả sử, lúc bắt đầu lưu lượng dòng thực tế (PV) nhỏ hơn lưu lượng mong muốn (SV).

Sơ đồ Hình 4 cho thấy, nếu tín hiệu ngõ ra của bộ điều khiển (MV) tăng, áp suất khí nén sẽ tăng để nâng trục van lên và làm tăng độ mở của van điều khiển khiến lưu lượng dòng Q(t) và PV tăng. Tóm lại, khi MV tăng, PV tăng.

Trong trường hợp này, để giảm thiểu độ sai lệch giữa PV và SV, MV phải tăng. Theo giả sử lúc đầu DV = PV - SV < 0, tác động này tương ứng với tác động nghịch trong Bảng 1, khi DV âm, tín hiệu MV tăng bởi bộ điều khiển. Do vậy chọn hướng tác động điều khiển nghịch cho bộ điều khiển.

Trạng thái Nghịch Hướng mong muốn của MV
DV = (-) ↔ mv ↑ (tăng)

Đối với ví dụ này, $K_p = \Delta PV(\%)/\Delta MV(\%) < 0$.

Nói cách khác, nếu van điều khiển là kiểu dùng khí nén để đóng, K_p sẽ âm, tương ứng với tác động thuận. Cách để xác định tác động điều khiển là giống như cách của ví dụ 1.

Kết luận về cách xác định tác động điều khiển là:

- ✓ Sử dụng tác động nghịch khi $K_p > 0$;
- ✓ Sử dụng tác động thuận khi $K_p < 0$.

3.4. Tính toán PID

Các tham số điều khiển PID được tính toán bằng công thức thực nghiệm của Ziegler & Nichols (Bảng 2)

4. Kết quả thực hiện trên hệ thống dòng quá trình thực tế

4.1. Đường phản ứng

Được ghi lại trong Trend (đồ thị xu hướng) của hệ thống điều khiển phân tán (DCS) với chu kỳ cập nhật 1s.

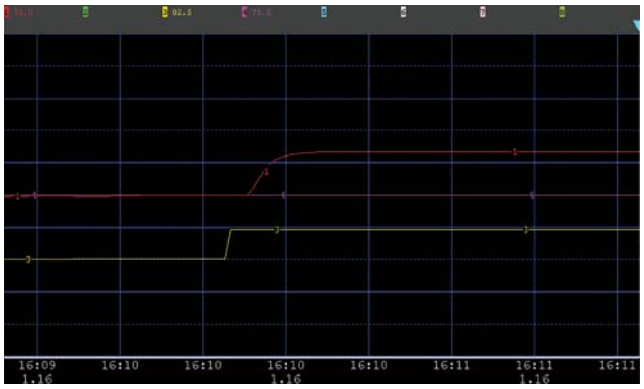
- Điểm khảo sát tại lưu lượng dòng = 50%.
- Áp dụng thay đổi bước tăng độ mở van ΔMV = 5% (từ MV_0 = 44,2% lên 49,2%). Lưu lượng dòng thay đổi, tăng lên và ổn định ở 56,8% (ΔPV = 6,8%).
- Phản ứng của dòng quá trình trước thay đổi được ghi lại trên Trend (DCS) như Hình 5.

4.2. Xác định các tham số từ đường phản ứng

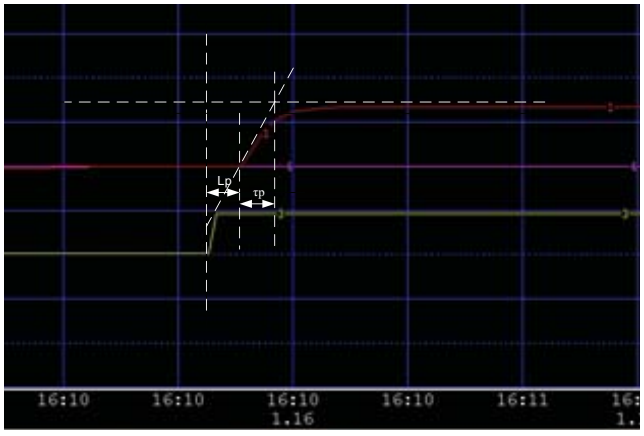
Từ đường phản ứng tính được các tham số sau:

Bảng 2. *Bảng công thức thực nghiệm để tính toán các tham số điều khiển PID*

Điều khiển	P	I (s)	D(s)
P	$100\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	∞	0
PI	$110\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	3,3 L_p	0
PID	$83\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	2 L_p	0,05 L_p



Hình 5. *Đường phản ứng*



Hình 6. *Xác định K_p, L_p từ đường phản ứng*

Hình 7. *Chọn hướng điều khiển nghịch cho bộ điều khiển trong database*

K_p = ΔPV/ΔMV = 6,8/5 = 1,53 > 0. Do đó phải đặt hướng điều khiển nghịch cho bộ điều khiển FIC011.

$$L_p = 4,1(s)$$

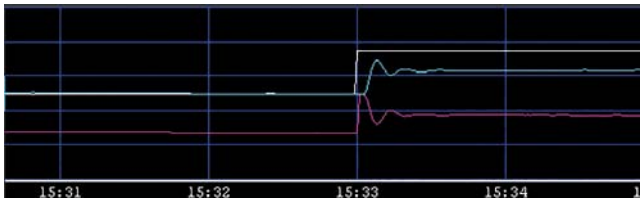
$$\tau_p = 5,6\ (s)$$

- Tính toán các tham số điều khiển P, I, D (Bảng 3).

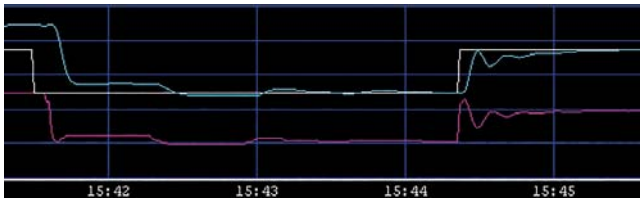
4.3. Kiểm nghiệm lại các tham số điều khiển

Được thực hiện bằng cách nạp các bộ tham số P, I, D cho từng kiểu điều khiển (kiểu P, kiểu PI và kiểu PID) cho bộ điều khiển lưu lượng FIC011 thông qua giao diện tuning. Để FIC011 ở chế độ tự động sau đó áp dụng thay đổi bước đơn vị (tăng) với ΔSV = 5%. Theo dõi và phân tích đường đồ thị đáp ứng của FIC011 tự động điều chỉnh MV (độ mở van) để đưa lưu lượng dòng thực tế lên SV mới.

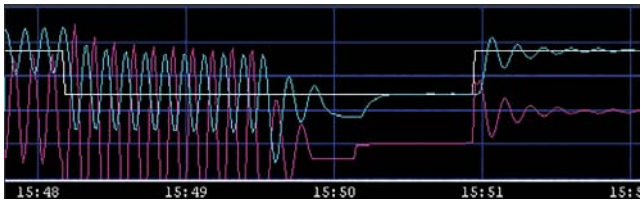
- Điều khiển kiểu P (Hình 8).
- Điều khiển kiểu PI (Hình 9).
- Điều khiển kiểu PID (Hình 10).



Hình 8. *Giao diện tuning và đồ thị đáp ứng của FIC011 với điều khiển kiểu P*



Hình 9. *Điều khiển kiểu PI*



Hình 10. *Điều khiển kiểu PID*

Bảng 3. *Kết quả tính toán các tham số điều khiển*

Điều khiển kiểu P			Điều khiển kiểu PI			Điều khiển kiểu PID		
P $100\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	I (s) ∞	D(s) 0	P $110\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	I (s) 3,3 L_p	D(s) 0	P $83\|K_p\|\frac{L_p}{\tau_p}$	I (s) 2,0 L_p	D(s) 0,05 L_p
111,7	9999,9	0,0	122,9	13,5	0,0	92,7	8,2	0,2

5. Kết luận

- Trong Hình 8 - điều khiển kiểu P: bộ điều khiển không thể đưa được PV (lưu lượng thực tế) về lưu lượng mong muốn SV mới. Luôn có sai lệch (offset).

- Trong Hình 9 - điều khiển kiểu PI: bộ điều khiển nhanh chóng đưa được PV về và ổn định ở SV.

- Trong Hình 10 - điều khiển kiểu PID: bộ điều khiển rất nhanh chóng đưa được PV về SV, nhưng kết quả lại vọt lố trên (overshoot) và vọt lố dưới (undershoot).

- Do quá trình dòng đáp ứng nhanh, thời gian trễ không đáng kể, nhiễu loạn chỉ do rung động của máy bơm và dòng xoáy, từ kết quả nêu trên rút ra kiểu điều khiển thích hợp là PI (tỷ lệ - tích phân kết hợp).

Quá trình điều khiển phức tạp và khó có thể phát triển mô hình toán học trong thời gian ngắn. Cách đơn giản để điều chỉnh tham số tuning của vòng điều khiển là áp dụng phương pháp tính toán thực nghiệm của Ziegler & Nichols. Phương pháp sẽ hiệu quả đối với các quá trình có đặc tính gần giống với trễ bậc nhất.

Tài liệu tham khảo

1. Bruce R.Whalen. *Basic of instrumentation*. Petroleum extension Service, division of continuing Education. University of Texas at Austin. 1983.

2. Hoàng Minh Sơn. *Giáo trình Cơ sở hệ thống điều khiển quá trình*. Nhà xuất bản Bách khoa Hà Nội. 2009.

3. J.G.Ziegler and N.B.Nichols. *Optimum settings for automatic controllers*. Trans. ASME. 1942; 64: p. 759 - 768.

Application of Ziegler & Nichols' experiment method for calculating the parameters for flow controllers in the petroleum industry

Do Manh Tuan
Petrovietnam Manpower Traing College
Email: tuando.pvmtc@gmail.com

Summary

PID controllers with 3 control parameters (P – proportional, I – integral, and D – derivative) are widely used to maintain flow rate and other variables of various processes at set values in Petrovietnam's petrochemical plants. In order to ensure the proper function of these controllers, suitable control parameters of P, I and D need to be found.

The Ziegler & Nichols' experiment method has been applied for calculating the P, I and D parameters for the PID controllers because it is rather simple, fast, effective and correct. The critical process variables at the plants have, therefore, been kept stable at setpoints, resulting in the production of high quality products.

Key words: *Control parameter, flow controller, flow rate, PID, petroleum industry, Ziegler & Nichols.*

NGHIÊN CỨU, HOÀN THIỆN QUY TRÌNH CHẾ TẠO SẢN PHẨM ANODE HY SINH HỢP KIM Al - Zn - In ĐẠT TIÊU CHUẨN CHẤT LƯỢNG QUỐC TẾ

ThS. Phan Công Thành, KS. Phạm Ngọc Hiệu
ThS. Phạm Thị Hường, PGS.TS. Nguyễn Thị Lê Hiền
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: thanhpc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Anode hy sinh trên cơ sở hợp kim Al-Zn-In đã được Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (CTAT) - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) chế tạo bằng phương pháp đúc ở nhiệt độ 750°C, tốc độ khuấy 20 vòng/phút và nhiệt độ ủ là 200°C trong thời gian 1 giờ. Sản phẩm anode được tạo ra có chất lượng tốt, đồng nhất, quy trình ổn định, dung lượng điện hóa trên 2.500A.h/kg và điện thế âm hơn -1,05V. Các đặc tính điện hóa (điện thế, dung lượng) và thành phần hợp kim đều đảm bảo các yêu cầu khắt khe theo chứng nhận chất lượng của tổ chức kiểm định quốc tế Det Norske Veritas (DNV).

Từ khóa: *Anode hy sinh, hợp kim Al-Zn-In.*

1. Mở đầu

Anode hy sinh được sử dụng hiệu quả để bảo vệ chống ăn mòn cho các công trình biển, chân đế giàn khoan, tàu thuyền, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí... Do cơ chế tự hòa tan, anode hy sinh được sử dụng khá lớn để lắp đặt cho các công trình mới và bổ sung/thay thế cho các anode hy sinh bị hòa tan/mất mát trong quá trình sử dụng. Khối lượng anode hy sinh lắp đặt mới cho cảng xuất sản phẩm (Jetty) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất gần 400 tấn. Khối lượng anode hy sinh thay thế cho mỗi giàn khoan khoảng 40 tấn/năm. Hiện nay, các sản phẩm anode hy sinh được sử dụng trong ngành Dầu khí Việt Nam đều được nhập khẩu với giá thành cao.

Từ kết quả nghiên cứu đề tài "Hoàn thiện công nghệ sản xuất anode hy sinh nhôm dùng để chống ăn mòn cho các thiết bị, công trình trong công nghiệp dầu khí và các ngành công nghiệp khác" [1], nhóm tác giả đã chuẩn hóa thành phần anode hợp kim Al-Zn-In và các nguyên tố phụ gia kích thước nano; xây dựng quy trình công nghệ luyện kim, nấu luyện, ủ nhiệt… để chế tạo anode hy sinh hợp kim nhôm trong phạm vi pilot, trọng lượng 12, 25 và 50kg. Các anode hy sinh chế tạo được kiểm định chất lượng tại Trung tâm Kỹ thuật Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng Việt Nam (Quatest 1), đạt các tiêu chuẩn trong nước và quốc tế đối với anode hy sinh nhôm và có chất lượng tương đương sản phẩm nhập ngoại.

Với mục tiêu sản xuất anode hy sinh quy mô công nghiệp, có khả năng bảo vệ chống ăn mòn hiệu quả, sản phẩm anode hy sinh do CTAT -VPI chế tạo đã được chứng nhận chất lượng của tổ chức kiểm định quốc tế. Bài báo giới thiệu quá trình nghiên cứu, khảo sát nhằm hoàn thiện quy trình chế tạo anode hy sinh để đảm bảo đặc tính điện hóa, độ đồng nhất và kết quả kiểm định quốc tế do DNV thử nghiệm.

2. Điều kiện thực nghiệm

2.1. Chuẩn bị nguyên vật liệu

- Al công nghiệp 99,84% dạng thỏi 27kg do Australia sản xuất;
- Zn công nghiệp 99,9% dạng thỏi 20kg do Hàn Quốc sản xuất;
- In tinh khiết 99,99% dạng thỏi 1kg do Mỹ sản xuất;
- Nano MnO_2: 99,6%, kích thước hạt trung bình 20nm do Trung Quốc sản xuất.

2.2. Chuẩn bị khuôn đúc anode

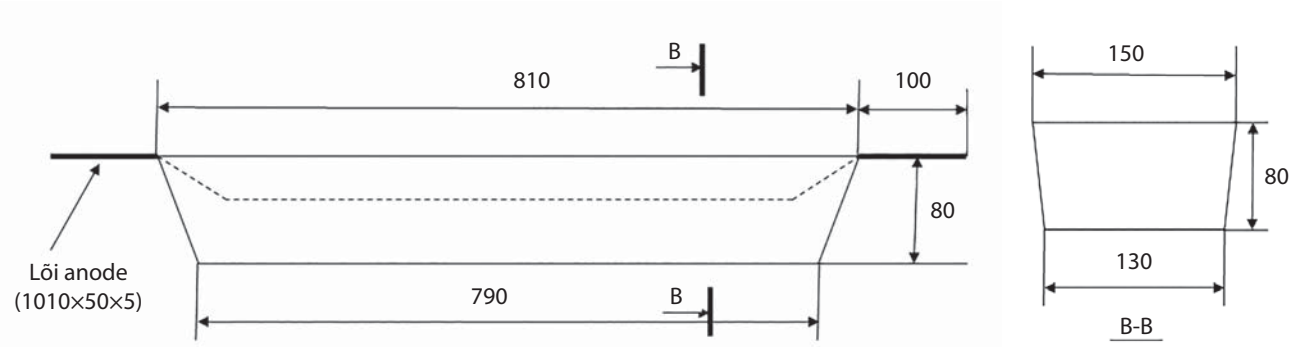
Chọn anode hy sinh dạng hộp (standoff) có trọng lượng 25kg để chế tạo (Hình 1).

Khuôn anode được chế tạo bằng thép carbon (Hình 2). Các khuôn được làm nóng trước khi đúc anode.

2.3. Quá trình đúc anode hy sinh

Đun nóng chảy hoàn toàn Al, Zn, In và phụ gia trong lò nung trung tần ở nhiệt độ 750°C với 3 chế độ khuấy khác nhau (10, 20 và 30 vòng/phút). Sau khi nóng chảy hoàn toàn, hợp kim được rót vào khuôn và được ủ nhiệt để đảm bảo ổn định cấu trúc tinh thể tại các nhiệt độ 140°C, 200°C hoặc 420°C trong 1 giờ.

Với mỗi mẻ đúc/chế độ đúc, các mẫu anode hy sinh đều được lấy để rót vào khuôn nhỏ, đánh số và lưu giữ để sử dụng cho các nghiên cứu và đánh giá chất lượng của anode.



Hình 1. *Hình dáng và kích thước anode hy sinh*

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

2.4.1. Phương pháp điện hóa

- Phương pháp đo điện thế mạch hở (OCP):

Điện thế mạch hở của anode hy sinh theo thời gian được theo dõi bằng cách đo hiệu điện thế giữa mẫu anode hy sinh và điện cực so sánh clorua bạc (Ag/AgCl) trong dung dịch NaCl 3,5% sử dụng đồng hồ vạn năng.

- Phương pháp đo điện thế đóng mạch (CCP):

Điện thế đóng mạch được theo dõi bằng cách đo điện thế giữa vật liệu anode và điện cực so sánh khi anode được nối tiếp xúc với kim loại cần bảo vệ (trực tiếp hay gián tiếp). Sơ đồ đo điện thế đóng mạch như Hình 3.

- Phương pháp đường cong phân cực:

Đường cong phân cực của anode hy sinh được thực hiện trong bình điện hóa hệ 3 điện cực sử dụng thiết bị Parstat 2273 (Mỹ) tại Phòng thí nghiệm của CTAT, với điện cực làm việc là mẫu anode nhôm, điện cực đối là điện cực lưới platin và điện cực so sánh là điện cực calomel bão hòa KCl, trong dung dịch muối NaCl 3,5%. Phương pháp đường cong phân cực cho phép nghiên cứu đặc tính thụ động của hợp kim nhôm trong môi trường nghiên cứu.

- Dung lượng điện hóa của anode hy sinh:

Dung lượng điện hóa của vật liệu anode đã được tiến hành trong Phòng thí nghiệm của CTAT - VPI theo tiêu chuẩn NACE TM0190-98 [2], có tham khảo TCVN 5742 [3].

Tương quan giữa khối lượng vật liệu anode hòa tan và lượng điện sinh ra (A.h) đo bằng coulomb kế, có thể tính ra dung lượng với đơn vị là A.h/kg theo công thức 1.

$$Q = 26,8 \times 1.000 \times (\Delta M/a) \times (V/\Delta m) \quad (1)$$

Trong đó:

Q: Dung lượng thực tế của mẫu (A.h/kg);

Hình 2. *Khuôn đúc anode*

Hình 3. *Sơ đồ đo điện thế đóng mạch của anode hy sinh*

ΔM: Sự tăng khối lượng của điện cực đồng trong coulomb kế;

a: Nguyên tử lượng của đồng;

V: Đương lượng hóa học của đồng;

Δm: Tổn hao khối lượng của toàn bộ anode nhôm.

2.4.2. Phương pháp phân tích

- Phân tích hình thái học bề mặt:

Độ đồng đều vật liệu anode hy sinh được đánh giá bằng cách quan sát bề mặt mặt cắt của các mẫu anode bằng mắt thường và kính hiển vi điện tử quét (SEM). SEM là phương pháp hiệu quả để nghiên cứu vi cấu trúc của vật liệu với độ phóng đại lớn.

- Phân tích thành phần hợp kim nhôm:

Thành phần hợp kim anode nhôm được phân tích bằng phương pháp phổ phát xạ quang học Plasma và phổ hấp thụ nguyên tử theo tiêu chuẩn ASTM E34 tại Trung tâm Kiểm định và Kỹ thuật Công nghiệp (Viện Nghiên cứu Cơ khí - NARIME).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của chế độ đúc và chế độ ủ nhiệt đến chất lượng của anode hy sinh

Anode hy sinh hợp kim Al-Zn-In được đúc tại nhiệt độ 750°C với 3 chế độ khuấy và 3 chế độ ủ nhiệt khác nhau được đánh giá chất lượng anode theo tiêu chuẩn TCVN 5742 (Bảng 1).

Kết quả cho thấy các mẫu anode hy sinh đều đáp ứng các yêu cầu về chất lượng của anode theo các tiêu chuẩn quốc tế và vượt xa so với tiêu chuẩn TCVN 5742. Dung lượng điện hóa của các mẫu đều đạt trên 2.500A.h/kg và điện thế đóng mạch đều âm hơn -1,05V so với điện cực Ag/AgCl. Với tốc độ khuấy 20 vòng/phút và nhiệt độ ủ anode 200°C trong thời gian 1 giờ cho dung lượng điện hóa lớn nhất (2.610A.h/kg) và điện thế đóng mạch -1,114V so với điện cực Ag/AgCl. Do đó, nhóm tác giả lựa chọn điều kiện này để chế tạo các sản phẩm anode, đánh giá chất lượng và gửi mẫu đi kiểm định quốc tế.

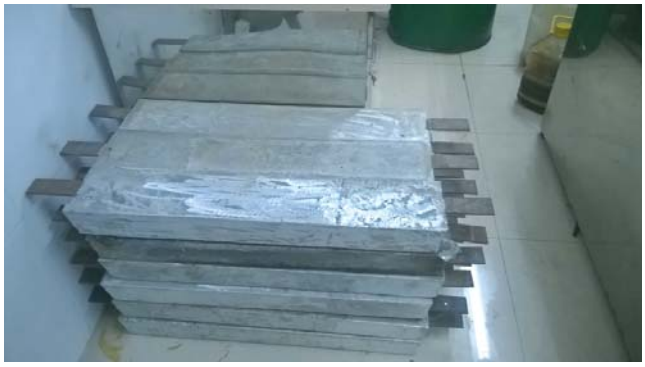
Trong 20 mẫu anode hy sinh 25kg đã được chế tạo và đánh giá chất lượng điện hóa cũng như độ đồng nhất, nhóm tác giả lựa chọn ngẫu nhiên 2 mẫu anode gửi đi kiểm định chất lượng tại DNV.

3.2. Đánh giá chất lượng anode hy sinh

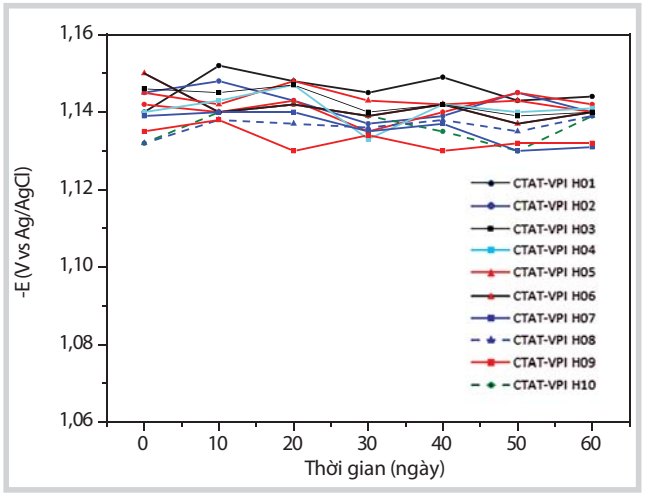
3.2.1. Đo điện thế của anode hy sinh

Các mẫu anode hy sinh sau khi đúc được theo dõi điện thế mạch hở (OCP) và điện thế đóng mạch (CCP) theo thời gian trong dung dịch nước muối NaCl 3,5% (Hình 5 và 6).

Điện thế mạch hở của vật liệu anode hy sinh là điện thế cân bằng của điện cực, là đại lượng đặc trưng cho khả năng nhiệt động của phản ứng oxy hóa khử điện hóa của vật liệu. Đo điện thế mạch hở của vật liệu anode theo thời gian cho phép đánh giá sơ bộ khả năng bảo vệ chống ăn mòn khi sử dụng anode hy sinh. Điện thế đóng mạch là điện thế bảo vệ mà thực tế anode có thể cung cấp cho hệ bảo vệ cathode. Kết quả thu được cho thấy, điện thế mạch hở và điện thế đóng mạch của các mẫu đều rất âm và ổn định trong khoảng -1,130 đến -1,150V so với điện cực Ag/AgCl, có khả năng cấp dòng bảo vệ cho kim loại lớn, các



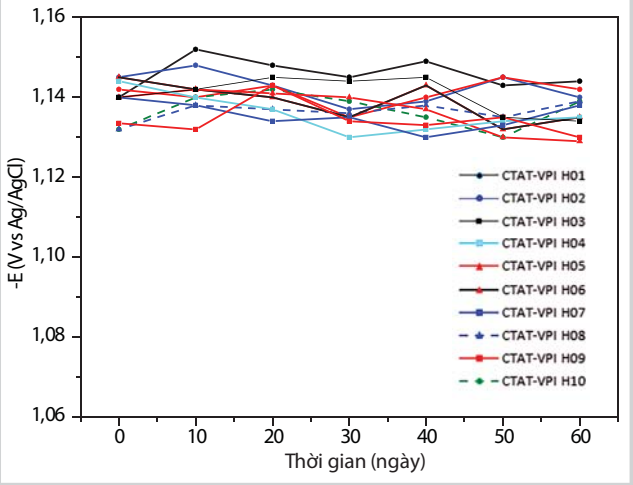
Hình 4. *Sản phẩm anode hy sinh*



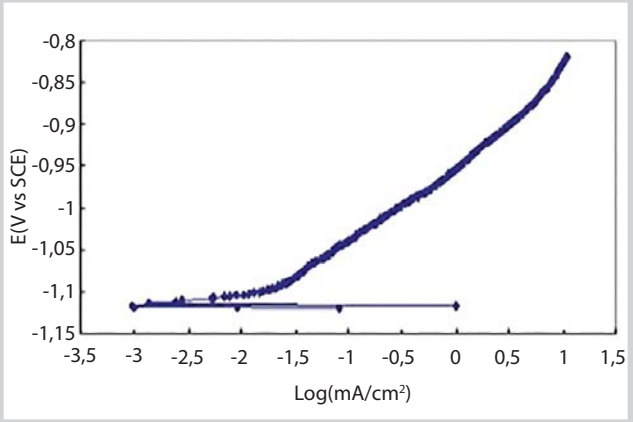
Hình 5. *Biến thiên điện thế mạch hở của các mẫu anode theo thời gian*

Bảng 1. *Đánh giá chất lượng của anode được đúc với các chế độ khuấy và ủ nhiệt khác nhau*

TT	Ký hiệu mẫu	Tốc độ khuấy (vòng/phút)	Nhiệt độ ủ nhiệt (°C)	Dung lượng điện hóa (A.h/kg)	Điện thế làm việc (V so với điện cực Ag/AgCl)
1	M01	10	140	2.543	-1,101
2	**M02**	20	200	**2.610**	**-1,114**
3	M03	40	420	2.570	-1,109
4	M04	10	200	2.520	-1,112
5	M05	20	420	2.530	-1,104
6	M06	40	140	2.554	-1,092
7	M07	10	420	2.560	-1,087
8	M08	20	140	2.540	-1,105
9	M09	40	200	2.555	-1,099



Hình 6. *Biến thiên điện thế đóng mạch của các mẫu anode theo thời gian*



Hình 7. *Đường cong phân cực của mẫu anode hy sinh*

Bảng 2. *Kết quả xác định dung lượng của anode hy sinh*

Mẫu	Điện thế làm việc (V so với điện cực Ag/AgCl)	Dung lượng anode (A.h/kg)
CTAT-VPI H01	-1,081	2.604,8
CTAT-VPI H02	-1,101	2.543,3
CTAT-VPI H03	-1,088	2.656,4
CTAT-VPI H04	-1,105	2.574,7
CTAT-VPI H05	-1,089	2.595,8
CTAT-VPI H06	-1,088	2.600,1
CTAT-VPI H07	-1,093	2.601,2
CTAT-VPI H08	-1,093	2.600,8
CTAT-VPI H09	-1,089	2.579,4
CTAT-VPI H10	-1,109	2.574,1
CTAT-VPI H11	-1,097	2.612,2
CTAT-VPI H12	-1,102	2.587,0
CTAT-VPI H13	-1,105	2.593,1
CTAT-VPI H14	-1,103	2.594,9
CTAT-VPI H15	-1,094	2.600,5
CTAT-VPI H16	-1,116	2.572,8
CTAT-VPI H17	-1,093	2.607,4
CTAT-VPI H18	-1,106	2.592,1
CTAT-VPI H19	-1,126	2.571,4
CTAT-VPI H20	-1,105	2.678,2
ISO 15589-2, DNV RP B401	**≤ -1,050**	**≥ 2.500**
TCVN 5742	**≤ -0,950**	**≥ 2.300**

anode đồng nhất và không có sự khác biệt đáng kể trong cùng chế độ đúc.

3.2.2. Xác định sự thụ động của anode hy sinh bằng phương pháp đường cong phân cực

Đường cong phân cực của mẫu anode hy sinh trong nước muối NaCl 3,5% với tốc độ quét thế 0,5mV/s (Hình 7).

Quan sát nhánh anode trên đường cong phân cực dạng Tafel có thể thấy rất rõ hợp kim nhôm luôn ở trạng thái hoạt động. Bắt đầu từ điện thế mạch hở (-1,135V vs SCE), khi điện thế tăng về phía anode, dòng điện tăng liên tục và không xuất hiện vùng thụ động. Kết quả thu được khẳng định anode hy sinh do CTAT - VPI chế tạo không bị thụ động trong nước muối, có khả năng phát dòng bảo vệ hiệu quả cho các công trình thép kim loại.

3.2.3. Xác định dung lượng và điện thế của anode hy sinh theo TCVN 5742

Vật liệu anode tốt phải sinh ra nhiều điện tử trên một đơn vị khối lượng và cung cấp hiệu quả các điện tích đó. Do vậy, hiệu suất điện của anode được đặc trưng bởi dung lượng dòng, biểu diễn bằng A.h/kg. Giá trị dung lượng dòng được xác định bởi đương lượng điện hóa, tỷ trọng và hiệu suất của vật liệu anode. Kết quả khảo sát dung lượng và điện thế làm việc của các mẫu anode hy sinh được thể hiện trên Bảng 2.

Các kết quả đánh giá chất lượng anode hy sinh cho thấy các anode khảo sát đều có dung lượng và điện thế làm việc đáp ứng tiêu chuẩn trong và ngoài nước về chất lượng anode hy sinh. Dung lượng của các anode chế tạo dao động trong khoảng 2.543 - 2.678A.h/kg, cao hơn yêu cầu của tiêu chuẩn quốc tế (> 2.500A.h/kg) và tiêu chuẩn Việt Nam (> 2.300A.h/kg). Điện thế làm việc của anode rất âm (-1,086 đến -1,116V so với điện cực Ag/AgCl), âm hơn so với tiêu chuẩn quốc tế (-1,050V so với điện cực Ag/AgCl) và tiêu chuẩn Việt Nam (≤ -0,95V so với điện cực Ag/AgCl) cho phép khẳng định chất lượng của anode sản xuất được đáp ứng các tiêu chuẩn trong nước và quốc tế.

3.2.4. Hệ số hiệu dụng của anode (chỉ số GE - galvanic efficiency)

Hệ số hiệu dụng (Galvanic efficiency) của anode hy sinh là tỷ lệ giữa dung lượng thực tế so với dung lượng lý thuyết. Vật liệu anode tự hòa tan, do vậy hiệu suất không đạt 100%.

Hiệu số hiệu dụng của anode thực tế phụ thuộc vào các yếu tố như: đặc tính của môi trường (độ dẫn điện hay điện trở suất), mật độ dòng yêu cầu, vi cấu trúc hợp kim... Nếu tốc độ phản ứng cathode trên anode chậm, hiệu quả

Bảng 3. *Kết quả xác định hệ số hiệu dụng của các anode*

Mẫu	Khối lượng ban đầu (g)	Khối lượng sau thử nghiệm (g)	Mất khối lượng (g)	Tổng điện tích (A.h)	Dung lượng lý thuyết (A.h/kg)	GE (%)
CTAT-VPI H01	43,2418	40,4206	2,8212	7,3173	2.593,7	87,0077
CTAT-VPI H02	43,7812	40,9133	2,8679	7,3173	2.551,5	85,5921
CTAT-VPI H03	42,9671	40,2055	2,7616	7,3173	2.649,7	88,8863
CTAT-VPI H04	42,8814	40,0328	2,8486	7,3173	2.568,7	86,1691
CTAT-VPI H05	43,3791	40,5444	2,8347	7,3173	2.581,3	86,5917
CTAT-VPI H06	43,5157	40,7074	2,8083	7,3173	2.605,6	87,4069
CTAT-VPI H07	42,9217	40,1182	2,8035	7,3173	2.610,1	87,5579
CTAT-VPI H08	43,4219	40,5961	2,8258	7,3173	2.589,5	86,8668
CTAT-VPI H09	43,4642	40,6304	2,8338	7,3173	2.582,2	86,6219
CTAT-VPI H10	43,3926	40,5406	2,8520	7,3173	2.565,7	86,0684
CTAT-VPI H11	42,8957	40,0897	2,8060	7,3173	2.607,7	87,4774
CTAT-VPI H12	43,1734	40,3786	2,7948	7,3173	2.618,2	87,8296
CTAT-VPI H13	43,5892	40,7757	2,8135	7,3173	2.600,8	87,2459
CTAT-VPI H14	43,4961	40,6531	2,8430	7,3173	2.573,8	86,3402
CTAT-VPI H15	43,6223	40,7891	2,8332	7,3173	2.582,7	86,6387
CTAT-VPI H16	43,6744	40,8323	2,8421	7,3173	2.574,6	86,3670
CTAT-VPI H17	43,7247	40,8917	2,8330	7,3173	2.582,9	86,6454
CTAT-VPI H18	43,9810	41,1600	2,8210	7,3173	2.562,1	85,9477
CTAT-VPI H19	43,6513	40,8202	2,8311	7,3173	2.668,3	89,5102
CTAT-VPI H20	43,5871	40,7539	2,8332	7,3173	2.641,0	88,0450

sẽ cao, nghĩa là sự tự hòa tan sẽ nhỏ. Khi dòng hoạt động lớn, hiệu suất anode cao. Dạng ăn mòn của anode có ảnh hưởng rõ rệt đến hiệu suất anode. Ví dụ ăn mòn pitting mạnh hoặc ăn mòn giữa các tinh thể sẽ làm anode bị hư hỏng sớm, hiệu quả thấp.

Nhóm tác giả đánh giá hệ số hiệu dụng của anode (Bảng 3) bằng cách xác định tỷ số giữa dung lượng thực tế và dung lượng lý thuyết của anode theo công thức 2.

$$\eta = (Q/Q_o) \times 100 \quad (2)$$

Trong đó:

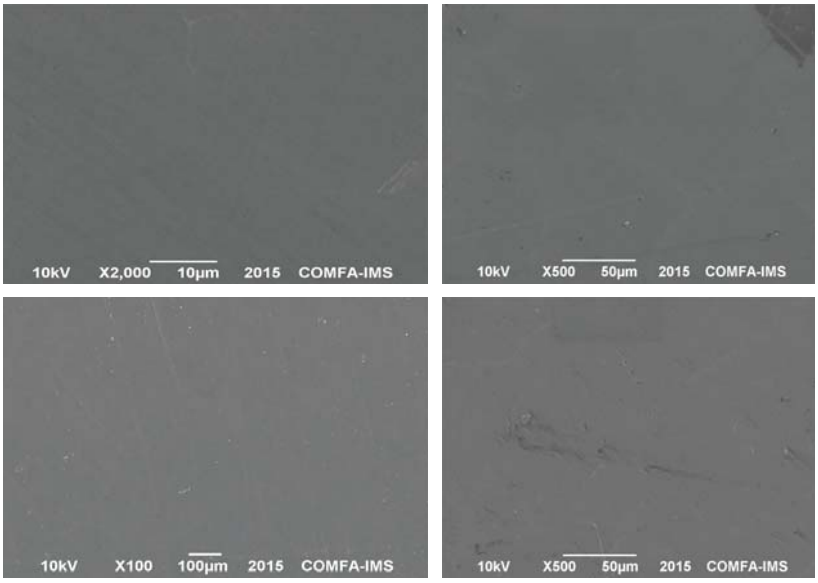
Q: Dung lượng thực tế (A.h/kg);

Q_o: Dung lượng lý thuyết (A.h/kg).

Kết quả Bảng 3 cho thấy, các mẫu anode hy sinh đều có hệ số hiệu dụng anode > 85%, đáp ứng được yêu cầu về chất lượng anode theo tiêu chuẩn ISO 15589-2-2012 [4].

3.3. Nghiên cứu hình thái bề mặt của anode bằng phương pháp kính hiển vi điện tử quét (SEM)

Các mẫu anode sau khi đúc có màu trắng đục, bề mặt đồng nhất, trên mặt cắt ngang của các mẫu không xuất hiện rỗ khí, bọt hoặc rạn nứt. Quan sát hình thái học bề mặt mẫu bằng kính hiển vi điện tử quét SEM cho thấy, ngoài các khuyết tật, vết xước hình thành khi xử lý bề mặt, hợp kim anode hy sinh tạo thành đồng nhất, không thấy có sự phân chia pha trên bề mặt mẫu (Hình 8).



Hình 8. *Hình thái học bề mặt các mẫu anode hy sinh được quan sát bằng SEM*

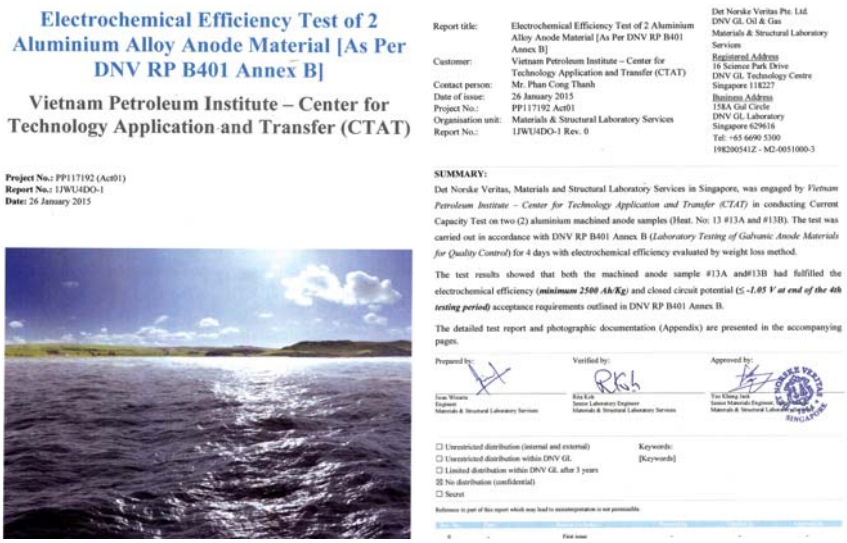
3.4. Phân tích thành phần hợp kim nhôm sau chế tạo

Kết quả phân tích thành phần chính của các mẫu anode chế tạo được thể hiện trên Bảng 4.

Kết quả Bảng 4 cho thấy thành phần hợp kim của anode tương đối đồng nhất, hàm lượng Zn dao động từ 2,5 - 4%, hàm lượng In dao động từ

Bảng 4. *Thành phần chính của các mẫu anode nhôm*

TT	Ký hiệu mẫu	Pb	Ni	Fe	Zn	In	Al
1	CTAT-VPI H01	0,0016	0,0147	0,0857	4,4635	0,0261	95,2763
2	CTAT-VPI H02	0,0025	0,0176	0,0884	3,2105	0,0248	96,6080
3	CTAT-VPI H03	0,0035	0,0142	0,0804	3,0950	0,0 215	96,7075
4	CTAT-VPI H04	0,0022	0,0068	0,0706	3,5865	0,0227	96,2684
5	CTAT-VPI H05	0,0045	0,0123	0,0859	3,1346	0,0 294	96,6721
6	CTAT-VPI H06	0,0015	0,0169	0,0768	2,9904	0,0257	96,7412
7	CTAT-VPI H07	0,0026	0,0135	0,0810	3,0513	0,0210	96,7749
8	CTAT-VPI H08	0,0017	0,0134	0,0900	2,9757	0,0219	96,7749
9	CTAT-VPI H09	0,0029	0,0131	0,0828	3,5445	0,0172	96,2947
10	CTAT-VPI H10	0,0024	0,0106	0,0828	3,3216	0,0185	96,5183
11	CTAT-VPI H11	0,0011	0,0164	0,0812	3,2205	0,0196	96,4959
12	CTAT-VPI H12	0,0012	0,0063	0,0571	2,8806	0,0166	970043
13	CTAT-VPI H13	0,0018	0,0091	0,0811	2,7762	0,0170	97,0501
14	CTAT-VPI H14	0,0010	0,0146	0,0805	2,7314	0,0161	97,0984
15	CTAT-VPI H15	0,0011	0,0078	0,0667	2,9957	0,0 175	96,8714
16	CTAT-VPI H16	0,0008	0,0037	0,0753	2,8933	0,0167	96,9775
17	CTAT-VPI H17	0,0038	0,0158	0,0891	3,2022	0,0222	96,5662
18	CTAT-VPI H18	0,0012	0,0133	0,0836	2,5134	0,0163	973245
19	CTAT-VPI H19	0,0047	0,0120	0,0851	3,8347	0,0238	95,9583
20	CTAT-VPI H20	0,0007	0,0090	0,0889	3,3300	0,0168	96,5109


Electrochemical Efficiency Test of 2 Aluminium Alloy Anode Material [As Per DNV RP B401 Annex B]

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

Project No.: PP117192 (Act01)
Report No.: IJWU4DO-1
Date: 26 January 2015

Report title: Electrochemical Efficiency Test of 2 Aluminium Alloy Anode Material [As Per DNV RP B401 Annex B]
Customer: Vietnam Petroleum Institute – Center for Technology Application and Transfer (CTAT)
Contact person: Mr. Phan Cong Thanh
Date of issue: 26 January 2015
Project No.: PP117192 Act01
Organisation unit: Materials & Structural Laboratory Services
Report No.: IJWU4DO-1 Rev. 0

Det Norske Veritas Pte. Ltd.
DNV GL Oil & Gas
Materials & Structural Laboratory Services
Registered Address
16 Science Park Drive
DNV GL Technology Centre
Singapore 118227
Business Address
158A Gul Circle
DNV GL Laboratory
Singapore 629616
Tel: +65 6690 5300
19820054IZ - M2-0051000-3

SUMMARY:

Det Norske Veritas, Materials and Structural Laboratory Services in Singapore, was engaged by *Vietnam Petroleum Institute – Center for Technology Application and Transfer (CTAT)* in conducting Current Capacity Test on two (2) aluminium machined anode samples (Heat. No: 13 #13A and #13B). The test was carried out in accordance with DNV RP B401 Annex B (*Laboratory Testing of Galvanic Anode Materials for Quality Control*) for 4 days with electrochemical efficiency evaluated by weight loss method.

The test results showed that both the machined anode sample #13A and#13B had fulfilled the electrochemical efficiency (***minimum 2500 Ah/Kg***) and closed circuit potential (***≤ -1.05 V at end of the 4th testing period***) acceptance requirements outlined in DNV RP B401 Annex B.

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

Prepared by: Ivan Wisata, Engineer, Materials & Structural Laboratory Services
Verified by: Rita Koh, Senior Laboratory Engineer, Materials & Structural Laboratory Services
Approved by: Tan Khang Jack, Senior Materials Engineer, Materials & Structural Laboratory Services

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

Keywords:
[Keywords]

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

Hình 9. *Chứng nhận kiểm định chất lượng anode do DNV cấp*

a. Trước khi thử nghiệm

b. Sau khi thử nghiệm

Hình 10. *Bề mặt mẫu anode trước và sau khi thử nghiệm đánh giá chất lượng anode do DNV thực hiện*

0,01 - 0,04% và các tạp chất không mong muốn như Fe < 0,09%, các nguyên tố khác (Cu, Cd, Pb…) < 0,02%. So sánh với các yêu cầu về thành phần anode hy sinh hợp kim nhôm được sử dụng cho các công trình dầu khí, các anode hy sinh do CTAT - VPI sản xuất đều đáp ứng các yêu cầu đặt ra.

3.5. Kiểm định chất lượng sản phẩm quốc tế

Trung tâm Kiểm định Chất lượng Việt Nam Quatest 1 đánh giá sản phẩm anode hy sinh do CTAT - VPI sản xuất có chất lượng tốt, đáp ứng các tiêu chuẩn trong và ngoài nước. Để có thể sử dụng rộng rãi hơn trong Ngành Dầu khí Việt Nam và hướng tới áp dụng cho cơ sở ở nước ngoài, nhóm tác giả đã chọn ngẫu nhiên 2 mẫu (ký hiệu mẫu 13A và 13B) đề nghị DNV đánh giá chất lượng theo tiêu chuẩn DNV B401 [5] và cấp chứng nhận (Hình 9).

Kết quả đánh giá chất lượng của DNV (Bảng 5 và Hình 10) khẳng định 2 mẫu anode do CTAT - VPI sản xuất có chất lượng tốt, đáp ứng các yêu cầu thực tế về anode hy sinh. Dung lượng

Bảng 5. *Kết quả đánh giá chất lượng anode hy sinh do DNV thực hiện*

Ký hiệu mẫu	Giá trị dung lượng (A.h/kg)	Điện thế làm việc (V so với điện cực Ag/AgCl)
Mẫu 13A	2.646	-1,117
Mẫu 13B	2.666	-1,117

Bảng 6. *Dung lượng điện hóa của vật liệu anode hy sinh nhôm của một số hãng uy tín trên thế giới*

Hãng	Giá trị dung lượng (A.h/kg)	Ghi chú
Corrpro (USA)	2.543	
CPTech (Singapore)	2.535 - 2.650	
Deepwater (USA)	2.420	
Farwest Corrosion (USA)	2.533	
CTAT - VPI	**2.646 - 2.666**	**Chứng nhận bởi DNV**

anode rất cao (> 2.640A.h/kg), điện thế làm việc rất âm (-1,117V so với điện cực Ag/AgCl), chất lượng tốt hơn nhiều so với sản phẩm anode thương mại của một số hãng uy tín trên thế giới (Bảng 6) và vượt xa các tiêu chuẩn trong và ngoài nước. Anode hòa tan đồng đều, chất lượng bề mặt rất tốt.

4. Kết luận

Anode hy sinh hợp kim Al-Zn-In đã được chế tạo thành công với chất lượng tốt, đồng nhất và quy trình ổn định. Các đặc tính điện hóa (điện thế, dung lượng) và thành phần hợp kim đều thỏa mãn các yêu cầu khắt khe nhất đối với sản phẩm anode hy sinh nhôm. Đây là sản phẩm anode hy sinh đầu tiên ở Việt Nam gửi đi kiểm định chất lượng quốc tế và được xác nhận về chất lượng. Các sản phẩm anode hy sinh mang thương hiệu CTAT - VPI đã được sử dụng hiệu quả để bảo vệ chống ăn mòn cho các đường ống và thiết bị trong các công trình dầu khí.

Tài liệu tham khảo

1. Phan Công Thành và nnk. *Hoàn thiện công nghệ sản xuất anode hy sinh nhôm dùng chống ăn mòn cho thiết bị, công trình trong công nghiệp dầu khí và các ngành công nghiệp khác*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2011.

2. The National Association of Corrosion Engineers (NACE). *Standard test method: Impressed current laboratory testing of aluminum alloy anodes.* NACE TM0190-98. 1998.

3. TCVN 5742 - 1993. *Prôtectơ nhôm - Phương pháp xác định dung lượng và điện thế*.

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

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

Study and improvement of Al-Zn-In alloy sacrificial anode manufacturing process and international quality accreditation

Phan Cong Thanh, Pham Ngoc Hieu, Pham Thi Huong
Nguyen Thi Le Hien
Vietnam Petroleum Institute
Email: thanhpc@vpi.pvn.vn

Summary

Sacrificial anode based on aluminum-zinc-indium alloy (Al-Zn-In) has been manufactured by the Centre for Technology Application and Transfer (CTAT) – Vietnam Petroleum Institute (VPI) at a casting temperature of 750°C, a stirring rate of 20rpm and an annealing temperature of 200°C during 1 hour. The anodes obtained have high quality, homogeneous structure and stable manufacturing procedure. The electrical capacity is higher than 2,500A.h/kg and the close potential is more negative than -1.05V. The electrochemical characteristics and the alloy components of the anodes satisfy the strict requirements for sacrificial anodes as certified by Det Norske Veritas (DNV), an international accreditation organisation.

Key words: *Sacrificial anode, Al-Zn-In alloy.*

TÍNH TOÁN KHẢ NĂNG GIẢI TỎA CÔNG SUẤT CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VŨNG ÁNG 1

KS. Nguyễn Minh Tuấn[1], KS. Trần Đức Minh Châu[2]
KS. Đỗ Trường Giang[2]
[1]Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam
[2]Công ty CP Đầu tư và Quản lý Nguồn điện Việt Nam
Email: nguyenminhtuan@pv-power.vn

Tóm tắt

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 (công suất 1.200MW gồm 2 tổ máy) là nhà máy nhiệt điện than có công suất lớn nhất hiện nay, mỗi năm cung cấp khoảng 7,2 tỷ kWh điện cho lưới điện quốc gia. Dựa trên phần mềm tính toán hệ thống điện PSS/E, nhóm tác giả đã tính toán các kịch bản vận hành của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, từ đó đưa ra các giải pháp để giải tỏa công suất, nâng cao hiệu quả vận hành của nhà máy.

Từ khóa: *Giải tỏa công suất, đấu nối, trào lưu công suất, khả năng tải.*

1. Giới thiệu

Hiện tại, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã vận hành cả hai tổ máy, nhà máy đấu nối vào hệ thống điện Việt Nam như sau:

- Đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Sân phân phối 220kV của trạm biến áp 500kV Vũng Áng có chiều dài 0,58km, mã dây là ACSR500/64.

- Đường dây 220kV mạch kép Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh có chiều dài 70km, mã dây là ACSR330.

- Đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Ba Đồn - Đồng Hới có chiều dài 84,6km, mã dây là ACSR330.

- Đấu nối tạm nhánh rẽ đường dây 220kV Hà Tĩnh - Nhà máy Nhiệt điện Formosa vào Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có tổng chiều dài 82,92km, mã dây là ACK300 và ACSR400.

Như vậy, công suất của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 (1.200MW) sẽ được đẩy lên hệ thống điện thông qua các xuất tuyến đường dây 220kV và máy biến áp 500kV Vũng Áng.

Ngoài ra, trong khu vực còn có các nhà máy đang vận hành như: Nhà máy Nhiệt điện Nghi Sơn (2 x 300MW), Nhà máy Nhiệt điện Formosa Hà Tĩnh (2 x 150MW, trong đó công suất cam kết phát lên lưới khoảng 130MW), Nhà máy Thủy điện Hủa Na (2 x 90MW), Nhà máy Thủy điện Bá Thước 2 (4 x 20MW), Nhà máy Thủy điện Cửa Đạt (2 x 48,5MW), Nhà máy Thủy điện Bản Vẽ (2 x 160MW), Nhà máy Thủy điện Khe Bố (2 x 50MW), Nhà máy Thủy điện A Lưới (2 x 85MW), Nhà máy Thủy điện Hương Sơn (2 x 16,5MW), Nhà máy Thủy điện Hương Điền (3 x 27MW), Nhà máy Thủy điện Bình Điền (2 x 22MW) và rất nhiều các nhà máy thủy điện nhỏ khác. Như vậy, tổng công suất của các nhà máy điện trong khu vực năm 2015 (gồm cả Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1) đạt khoảng 3.300MW. Trong khi đó, phụ tải cực đại của khu vực (gồm các tỉnh Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh, Quảng Bình, Quảng Trị) khoảng 1.600MW. Khi các nhà máy điện cùng phát tối đa công suất sẽ có khoảng 1.700MW công suất phát lên lưới, chủ yếu thông qua trạm biến áp 500kV Vũng Áng (1×450MVA) và trạm biến áp 500kV Hà Tĩnh (2×450MVA), gây đầy tải hoặc quá tải cho các máy biến áp 500kV ngay cả trong trường hợp vận hành bình thường. Nếu các đường dây hay máy biến áp xung quanh khu vực đấu nối xảy ra sự cố sẽ ảnh hưởng đến khả năng phát của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

Với kết lưới và cân bằng công suất hiện nay, cần nghiên cứu và tìm ra phương án giải tỏa công suất cho các nhà máy điện trong khu vực, đặc biệt là Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã lập báo cáo tính toán phân tích chi tiết nhằm tìm ra giải pháp và phương án giải tỏa công suất cho Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

2. Phương pháp và dữ liệu nghiên cứu

2.1. Phương pháp nghiên cứu

2.1.1. Thu thập và cập nhật số liệu

Thu thập các số liệu liên quan lưới điện khu vực đấu nối Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 trong giai đoạn 2015 - 2016:

- Tiến độ và thông số kỹ thuật của các công trình lưới điện như: đường dây, trạm biến áp, tụ kháng;

- Tiến độ và thông số kỹ thuật các công trình nguồn điện;

- Số liệu về phụ tải;

- Số liệu liên quan đến Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1;

- Hiện trạng vận hành lưới điện khu vực.

2.1.2. Lập mô hình tính toán

Tiến hành xây dựng mô hình mô phỏng lưới điện cho các mốc thời gian sau:

- Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vận hành Tổ máy số 1 (lưới điện hiện tại);

- Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vận hành Tổ máy số 1 và Tổ máy số 2 (theo kế hoạch đóng điện của Nhà máy và các công trình điện trong năm 2015);

- Năm 2016 (tính toán kiểm tra 1 năm sau khi Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vận hành cả 2 tổ máy);

- Mô hình tính toán được xây dựng trên phần mềm tính toán PSS/E của Siemens PTI.

2.1.3. Thực hiện các tính toán

- Tính toán trào lưu công suất:

+ Với các kết lưới cơ bản;

+ Với các kịch bản sự cố khác nhau (chỉ xét sự cố N-1).

- Tính toán ngắn mạch:

+ Ngắn mạch 1 pha;

+ Ngắn mạch 3 pha;

+ Các điểm ngắn mạch (xem xét trong năm 2015 và 2016):

○ Thanh cái 220kV Vũng Áng 1;

○ Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng;

○ Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh;

○ Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh;

○ Thanh cái 220kV Formosa.

Các tính toán đều xem xét các chế độ phụ tải cực đại và cực tiểu tương ứng với mùa mưa và mùa khô trong năm.

2.1.4. Phân tích kết quả tính toán

- Phân tích và đánh giá các kết quả tính toán thu được;

- Đề xuất các phương án vận hành cho nhà máy nhằm giải tỏa được toàn bộ công suất lên lưới;

- Đưa ra các khuyến nghị để thay đổi tiến độ các công trình lưới điện theo kế hoạch đề ra.

2.2. Dữ liệu

Dữ liệu phục vụ tính toán gồm:

- Dữ liệu hệ thống điện Việt Nam (cập nhật đến thời điểm hiện tại);

- Dữ liệu về tiến độ của các nhà máy và đường dây chuẩn bị đưa vào vận hành ở khu vực trong giai đoạn 2015 - 2016;

- Dữ liệu phụ tải hệ thống và trong khu vực trong giai đoạn tính toán;

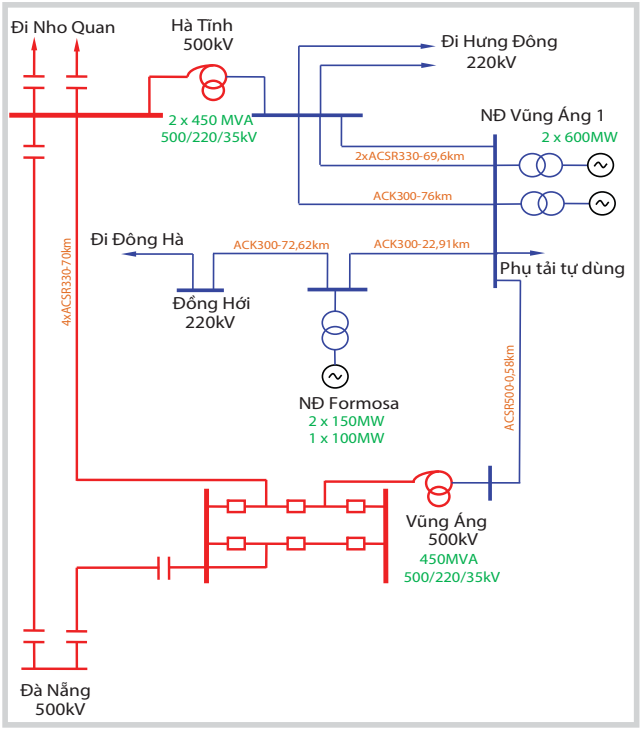
- Hiện trạng vận hành lưới điện khu vực hiện tại và tương lai;

- Dữ liệu vận hành của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

2.3. Các giả thiết tính toán

2.3.1. Kết lưới

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đấu nối với lưới điện Việt Nam trong các chế độ vận hành của hệ thống điện. Sơ đồ kết lưới khu vực trong giai đoạn 2015 - 2016 được thể hiện trong Hình 1 và 2.



Hình 1. *Sơ đồ Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đấu nối với lưới điện Việt Nam hiện tại*

2.3.2. Thời điểm tính toán

Thời điểm tính toán điển hình trong giai đoạn 2015 - 2016: Mùa mưa và mùa khô.

2.3.3. Chế độ phụ tải

Các tính toán được thực hiện cho 2 chế độ phụ tải của hệ thống điện: chế độ phụ tải cực đại và chế độ phụ tải cực tiểu.

Giả thiết trong các chế độ tính toán, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và các nhà máy trong khu vực sẽ phát tối đa công suất phát của các tổ máy nhằm kiểm tra và đánh giá khả năng phát tối đa lên hệ thống, từ đó đưa ra phương án vận hành hợp lý cho Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

2.3.4. Chế độ sự cố N-1

Chế độ sự cố N-1 được xem xét tính toán khi sự cố một phần tử mang tải (đường dây hoặc máy biến áp) trong chế độ phụ tải cực đại tại khu vực đấu nối Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

2.3.5. Tiêu chuẩn tính toán

Theo quy định hệ thống điện truyền tải của Bộ Công Thương [11], các tiêu chuẩn sau được sử dụng để đánh giá kết quả tính toán: yêu cầu về điện áp vận hành (Bảng 1), yêu cầu về dòng ngắn mạch (Bảng 2).

2.4. Kịch bản tính toán

Dựa trên sơ đồ kết lưới hiện tại, quy hoạch nguồn và lưới điện trong khu vực trong thời gian tới, nhóm tác giả đã xây dựng các kịch bản cần tính toán.

2.4.1. Kịch bản tính toán phân tích trong năm 2015

Các kịch bản tính toán được xem xét trong năm 2015 gồm:

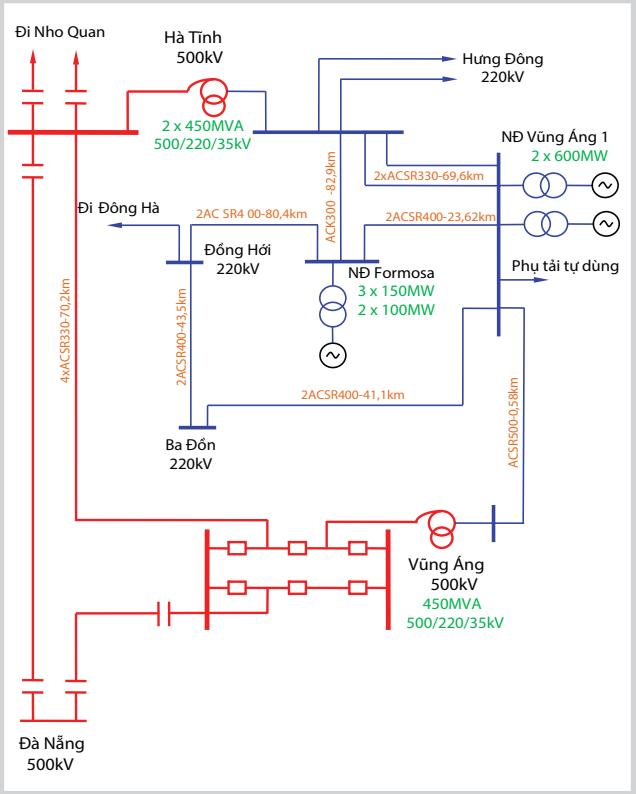
Kịch bản (1): Chế độ vận hành bình thường (theo sơ đồ đấu nối năm 2015);

Kịch bản (2): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh;

Kịch bản (3): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Nhà máy Nhiệt điện Formosa;

Kịch bản (4): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Trạm biến áp 500kV Vũng Áng hoặc sự cố máy biến áp 500kV Vũng Áng;

Kịch bản (5): Sự cố 1 trong các đường dây 220kV từ Nhà máy Nhiệt điện Formosa - Đồng Hới - Đông Hà - A Lưới - Huế (chọn 1 mạch nguy hiểm nhất để phân tích);



Hình 2. *Sơ đồ Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đấu nối với lưới điện Việt Nam trong tương lai*

Bảng 1. *Yêu cầu về điện áp vận hành [11]*

Cấp điện áp	Chế độ vận hành của hệ thống điện	
	Vận hành bình thường	Sự cố một phần tử
500kV	475 - 525	450 - 550
220kV	209 - 242	198 - 242
110kV	104 - 121	99 - 121

Bảng 2. *Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép*

Cấp điện áp	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép (kA)
500kV	40
220kV	40
110kV	31,5

Kịch bản (6): Sự cố 1 máy biến áp 500kV Hà Tĩnh;

Kịch bản (7): Sự cố đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh;

Kịch bản (8): Sự cố đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng;

Kịch bản (9): Sự cố đường dây 500kV Hà Tĩnh - Đà Nẵng.

2.4.2. Kịch bản tính toán phân tích trong năm 2016

Các kịch bản tính toán được xem xét trong năm 2016 gồm:

Kịch bản (10): Chế độ vận hành bình thường (theo sơ đồ đấu nối năm 2016);

Kịch bản (11): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh;

Kịch bản (12): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Nhà máy Nhiệt điện Formosa;

Kịch bản (13): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Ba Đồn;

Kịch bản (14): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 - Trạm biến áp 500kV Vũng Áng hoặc sự cố máy biến áp 500kV Vũng Áng;

Kịch bản (15): Sự cố đường dây 220kV Nhà máy Nhiệt điện Formosa - Hà Tĩnh;

Kịch bản (16): Sự cố 1 trong các mạch đường dây 220kV từ Nhà máy Nhiệt điện Formosa - Đồng Hới; Đồng Hới - Ba Đồn; Đồng Hới - Đông Hà - A Lưới - Huế (chọn 1 mạch nguy hiểm nhất để phân tích);

Kịch bản (17): Sự cố 1 máy biến áp 500kV Hà Tĩnh;

Kịch bản (18): Sự cố đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh;

Kịch bản (19): Sự cố đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng;

Kịch bản (20): Sự cố đường dây 500kV Hà Tĩnh - Đà Nẵng.

3. Kết quả tính toán

3.1. Kết quả tính toán trào lưu công suất

Các kết quả tính toán trào lưu công suất trong giai đoạn 2015 - 2016 được tổng kết trong Bảng 3.

3.2. Kết quả tính toán ngắn mạch

Từ các kết quả tính toán ở trên, nhóm tác giả rút ra được tình hình vận hành của nhà máy và hệ thống điện quanh khu vực đấu nối của nhà máy trong hai giai đoạn như sau:

3.2.1. Tình hình vận hành năm 2015

Trường hợp vận hành bình thường:

- Trong mùa mưa và mùa khô, các xuất tuyến đường dây 220kV đấu nối trực tiếp từ Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đều không bị quá tải.

- Điện áp và dòng ngắn mạch tại các thanh cái của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và các trạm biến áp lân cận nằm trong phạm vi cho phép (đảm bảo quy định).

Bảng 3. *Tình trạng mang tải của các phần tử trong các kịch bản tính toán năm 2015*

Đường dây/Máy biến áp/Máy phát	Tỷ lệ mang tải trong các kịch bản (%)								
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Chế độ cực đại - mùa mưa - 2015									
Máy biến áp 500kV Vũng Áng	115	130	125	SC	136	132	86	112	115
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #1	61	54	64	108	79	SC	74	61	61
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #2	61	54	64	108	79	96	74	61	61
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #1	57	SC	61	110	74	47	72	58	58
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #2	57	74	61	110	70	47	72	58	58
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #3	54	70	58	104	52	45	68	55	55
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Formosa	29	32	SC	51	87	32	29	32	27
Đường dây 220kV Formosa - Đồng Hới	80	83	54	103	24	83	80	83	79
Đường dây 220kV Đông Hà - A Lưới	10	10	17	11	SC	10	10	10	11
Đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh	15	18	15	1	17	18	SC	19	18
Đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng	6	7	9	1	11	7	22	SC	3
Chế độ cực đại - mùa khô - 2015									
Máy biến áp 500kV Vũng Áng	114	128	125	SC	122	129	94	109	114
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #1	51	44	55	96	44	SC	64	52	52
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #2	51	44	55	96	44	81	64	52	52
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #1	58	SC	63	111	78	50	75	59	59
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #2	58	76	63	111	78	50	75	59	59
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #3	55	72	60	104	74	47	71	56	56
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Formosa	33	35	SC	56	50	36	35	37	33
Đường dây 220kV Formosa - Đồng Hới	84	87	54	108	SC	87	88	89	85
Đường dây 220kV Đông Hà - A Lưới	12	12	19	13	32	12	13	12	12
Đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh	13	15	13	4	15	15	SC	19	13
Đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng	10	10	13	5	9	10	24	SC	9

Ghi chú: Ký hiệu "SC" thể hiện sự cố tại phần tử tương ứng với các kịch bản tính toán từ 1 đến 9

Bảng 4. *Tình trạng mang tải của các phần tử trong các kịch bản tính toán năm 2016*

Đường dây/Máy biến áp/Máy phát	Tỷ lệ mang tải trong các kịch bản (%)										
	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)
Chế độ cực đại - mùa mưa - 2016											
Máy biến áp 500kV Vũng Áng	106	122	112	113	SC	106	107	119	69	107	103
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #1	51	44	49	52	93	51	53	SC	68	51	53
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #2	51	44	49	52	93	51	53	80	68	51	53
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #1	59	78	65	63	109	59	58	51	80	59	62
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #2	59	SC	65	63	109	59	58	51	80	59	62
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Formosa	14	20	SC	30	30	14	8	13	19	14	15
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Ba Đồn	25	26	30	SC	32	25	38	25	26	25	24
Đường dây 220kV Formosa - Đồng Hới	15	15	10	35	18	15	SC	16	14	15	14
Đường dây 220kV Formosa - Hà Tĩnh	32	43	19	29	59	SC	37	28	44	33	35
Đường dây 220kV Đồng Hới - Ba Đồn	13	14	18	11	19	13	23	13	13	12	12
Đường dây 220kV Đông Hà - A Lưới	2	2	3	9	8	2	6	2	3	3	4
Đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh	20	22	20	20	6	20	19	22	SC	18	27
Đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng	6	6	6	5	10	6	5	6	18	SC	15
Chế độ cực đại - mùa khô - 2016											
Máy biến áp 500kV Vũng Áng	106	121	112	114	SC	106	108	118	84	102	106
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #1	43	37	41	45	85	43	45	SC	53	44	43
Máy biến áp 500kV Hà Tĩnh #2	43	37	41	45	85	43	45	68	53	44	43
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #1	56	75	62	61	108	56	56	50	70	58	57
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh #2	56	SC	62	61	108	56	56	50	70	58	57
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Formosa	14	19	SC	31	31	14	4	13	17	15	14
Đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Ba Đồn	26	27	31	SC	33	26	39	26	26	27	26
Đường dây 220kV Formosa - Đồng Hới	16	16	9	36	19	16	SC	17	15	17	16
Đường dây 220kV Formosa - Hà Tĩnh	42	55	25	36	77	SC	49	36	52	42	42
Đường dây 220kV Đồng Hới - Ba Đồn	13	15	19	11	20	13	24	14	14	14	13
Đường dây 220kV Đông Hà - A Lưới	5	5	5	10	11	5	7	5	5	6	5
Đường dây 500kV Vũng Áng - Hà Tĩnh	13	15	13	13	4	13	13	15	SC	17	14
Đường dây 500kV Vũng Áng - Đà Nẵng	11	12	11	12	7	11	12	11	22	SC	12

Ghi chú: Ký hiệu "SC" thể hiện sự cố tại phần tử tương ứng với các kịch bản tính toán từ 10 đến 20

Bảng 5. *Kết quả tính toán ngắn mạch mùa mưa - năm 2015*

Điểm sự cố	Dòng ngắn mạch 3 pha, A	Dòng ngắn mạch 1 pha, A	
		$I_{Phase-A}$	$3I_0$
Chế độ phụ tải cực đại			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	23.822	28.114	28.114
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	13.910	11.158	11.158
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	21.044	24.111	24.111
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	17.522	16.984	16.984
Thanh cái 220kV Formosa	12.901	13.692	13.692
Chế độ phụ tải cực tiểu			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	23.072	27.439	27.439
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	12.534	10.430	10.430
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	19.813	23.037	23.037
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	15.379	15.583	15.583
Thanh cái 220kV Formosa	12.759	13.635	13.635

- Máy biến áp 500kV Vũng Áng luôn bị quá tải (từ 109,4 - 115,4% tùy theo mùa và chế độ phụ tải) nếu huy động tối đa công suất của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và các nhà máy khác trong khu vực.

Trường hợp sự cố:

Khi xảy ra các trường hợp sự cố (được xem xét ở trên) sẽ làm quá tải:

- Quá tải máy biến áp 500kV Vũng Áng từ 109 - 136%;

- Quá tải máy biến áp 500kV Hà Tĩnh 108%;

- Quá tải đường dây 220kV Vũng Áng - Hà Tĩnh từ 104 - 111%;

- Quá tải đường dây 220kV Formosa - Đồng Hới từ 103 - 108%.

Trong năm 2015 (cả chế độ làm việc bình thường cũng như sự cố) máy biến áp 500kV Vũng Áng vẫn bị quá tải. Để tránh hiện tượng quá tải cho máy biến áp 500kV Vũng Áng cũng như một số đường dây 220kV quanh khu vực đấu nối, cần giảm công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khoảng 40 - 160MW (tùy theo mùa, chế độ phụ tải và chế độ huy động của các nhà máy điện xung quanh khu vực theo yêu cầu của đơn vị điều độ trong từng chế độ vận hành).

Bảng 6. *Kết quả tính toán ngắn mạch mùa khô - năm 2015*

Điểm sự cố	Dòng ngắn mạch 3 pha, A	Dòng ngắn mạch 1 pha, A	
		$I_{Phase-A}$	$3I_0$
Chế độ phụ tải cực đại			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	23.713	27.924	27.924
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	13.670	10.901	10.901
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	20.920	23.882	23.882
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	17.211	16.582	16.582
Thanh cái 220kV Formosa	12.774	13.535	13.535
Chế độ phụ tải cực tiểu			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	22.879	27.193	27.193
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	12.383	10.325	10.325
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	19.726	22.929	22.929
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	15.172	15.415	15.415
Thanh cái 220kV Formosa	12.623	13.482	13.482

Bảng 7. *Kết quả tính toán ngắn mạch mùa mưa - năm 2016*

Điểm sự cố	Dòng ngắn mạch 3 pha, A	Dòng ngắn mạch 1 pha, A	
		$I_{Phase-A}$	$3I_0$
Chế độ phụ tải cực đại			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	24.050	28.595	28.595
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	14.156	11.415	11.415
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	21.589	24.652	24.652
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	18.277	17.677	17.677
Thanh cái 220kV Formosa	16.056	16.782	16.782
Chế độ phụ tải cực tiểu			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	23.408	28.001	28.001
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	13.141	10.936	10.936
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	20.460	23.668	23.668
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	16.280	16.297	16.297
Thanh cái 220kV Formosa	15.777	16.580	16.580

Bảng 8. *Kết quả tính toán ngắn mạch mùa khô - năm 2016*

Điểm sự cố	Dòng ngắn mạch 3 pha, A	Dòng ngắn mạch 1 pha, A	
		$I_{Phase-A}$	$3I_0$
Chế độ phụ tải cực đại			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	24.213	28.719	28.719
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	14.375	11.469	11.469
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	21.858	24.839	24.839
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	18.559	17.749	17.749
Thanh cái 220kV Formosa	16.043	16.727	16.727
Chế độ phụ tải cực tiểu			
Thanh cái 220kV Vũng Áng 1	23.211	27.745	27.745
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Vũng Áng	12.969	10.843	10.843
Thanh cái 220kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	21.456	25.037	25.037
Thanh cái 500kV Trạm biến áp Hà Tĩnh	16.455	16.537	16.537
Thanh cái 220kV Formosa	15.689	16.469	16.469

3.2.2. Tình hình vận hành năm 2016

Trường hợp vận hành bình thường:

- Vẫn xảy ra quá tải máy biến áp 500kV Vũng Áng (từ 105,7 - 108,2%);

- Các đường dây và máy biến áp còn lại trong khu vực đấu nối nhà máy đều không bị quá tải hay đầy tải;

- Điện áp và dòng ngắn mạch tại các thanh cái của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và các trạm biến áp lân cận nằm trong phạm vi cho phép (đảm bảo quy định).

Trường hợp sự cố:

Khi xảy ra các trường hợp sự cố (được xem xét ở trên) sẽ làm quá tải:

- Máy biến áp 500kV Vũng Áng (từ 102 - 122%).

- Đường dây 220kV Vũng Áng - Hà Tĩnh cũng bị quá tải (từ 108 - 109%)

Trong năm 2016 (cả chế độ làm việc bình thường cũng như sự cố) máy biến áp 500kV Vũng Áng vẫn bị quá tải. Để tránh gây quá tải cho máy biến áp 500kV Hà Tĩnh và đường dây 220kV Vũng Áng - Hà Tĩnh, cần giảm công suất phát của các nhà máy trong khu vực khoảng 9 - 99MW (tùy theo mùa, chế độ phụ tải và chế độ huy động của các nhà máy điện xung quanh khu vực theo yêu cầu của đơn vị điều độ trong từng chế độ vận hành).

4. Kết luận

Để khắc phục tình trạng đầy tải và quá tải của các đường dây và máy biến áp quanh khu vực đấu nối Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, giải tỏa được công suất phát của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 cũng như các nhà máy khác trong khu vực, nhóm tác giả đưa ra một số khuyến nghị sau đây:

- Cần sớm nâng công suất của trạm biến áp 500kV Vũng Áng lên 900MVA theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ ngày 3/4/2015 [6].

- Để tăng khả năng khai thác công suất của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và các nhà máy khác trong khu vực, vào một số thời điểm cần thực hiện tách thanh cái 220kV tại Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 như sau:

+ Tổ máy 1 của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, máy biến áp 500kV Vũng Áng và 1 mạch đường dây 220kV Vũng Áng 1 - Hà Tĩnh sẽ đấu nối với thanh cái C1;

+ Tổ máy 2 của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, 2 mạch đường dây 220kV Vũng Áng - Hà Tĩnh còn lại và mạch đường dây 220kV Vũng Áng - Formosa sẽ đấu nối với thanh cái C2.

Giải pháp này cho phép Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và Nghi Sơn 1 có thể phát tối đa công suất. Để tránh quá tải cho máy biến áp 500kV Vũng Áng cần phải hạn chế công suất phát của các nhà máy thủy điện trong khu vực. Đây chỉ là giải pháp tạm thời, không đảm bảo trong dài hạn.

Tài liệu tham khảo

1. Thủ tướng Chính phủ. *Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030*. Quyết định số 1208/QĐ-TTg. 21/7/2011.

2. Bộ Công Thương. *Báo cáo cập nhật cân bằng cung - cầu và giải pháp đảm bảo cấp điện hệ thống điện quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét tới 2030*. 26/8/2013.

3. Bộ Công Thương. *Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải năm 2013 có xét tới 4 năm tiếp theo*. Quyết định số 5114/QĐ-BCT. 23/7/2013.

4. Tập đoàn Điện lực Việt Nam. *Kế hoạch sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển 5 năm 2011 - 2015*. Quyết định số 673A/QĐ-EVN. 24/9/2013.

5. Bộ Công Thương. *Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện năm 2015*. Quyết định số 11115/QĐ-BCT. 5/12/2014.

6. Văn phòng Chính phủ. *Thông báo ý kiến kết luận của Thủ tướng Chính phủ tại cuộc họp thường trực Chính phủ về Đề án điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030*. Thông báo số 114/TB-VPCP. 3/4/2015.

7. Tập đoàn Điện lực Việt Nam. *Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch năm 2014 và mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch 2015*. 2015.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam. *Sơ đồ hệ thống điện Việt Nam năm 2015*. Quyết định số 1205/QĐ-EVN. 31/12/2014.

9. Bộ Công Thương. *Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh/thành phố giai đoạn 2011 - 2015 có xét đến 2020*.

10. Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam. *Bàn giao nhiệm vụ nghiên cứu khoa học số 010615*. 9/6/2015.

11. Bộ Công Thương. *Quy định hệ thống điện truyền tải*. Thông tư số 12/2010/TT-BCT. 15/4/2010.

Calculating scenarios to optimise Vung Ang 1 power plant's operations

Nguyen Minh Tuan[1], Tran Duc Minh Chau[2]
Do Truong Giang[2]
[1]Petrovietnam Power Corporation
[2]Vietnam Power Resource Partners Corporation
Email: nguyenminhtuan@pv-power.vn

Summary

Vung Ang 1 Thermal Power Plant (comprising two units with a total capacity of 1,200MW) is currently the coal-fired power plant with the largest capacity in Vietnam. The plant is expected to provide about 7.2 billion kWh of electricity to the national grid every year. Based on the power system calculation software PSS/E, the authors have calculated many operation scenarios for this plant during the 2015 - 2016 period and proposed solutions to optimise its operation.

Key words: *Optimisation of operation, short circuit, power flow, capacity.*

TỔNG HỢP DỰ BÁO THỊ TRƯỜNG DẦU THÔ THẾ GIỚI GIAI ĐOẠN 2016 - 2035

ThS. Đoàn Tiến Quyết, TS. Lê Việt Trung
ThS. Lê Hoàng Linh, ThS. Nguyễn Thu Hà
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Theo dự báo của Công ty Tư vấn Năng lượng - Wood Mackenzie (WM), Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), giá dầu thô thế giới sẽ tiếp tục xu hướng giảm đến hết nửa đầu năm 2016 và sau đó bước vào một chu kỳ tăng giá mới.

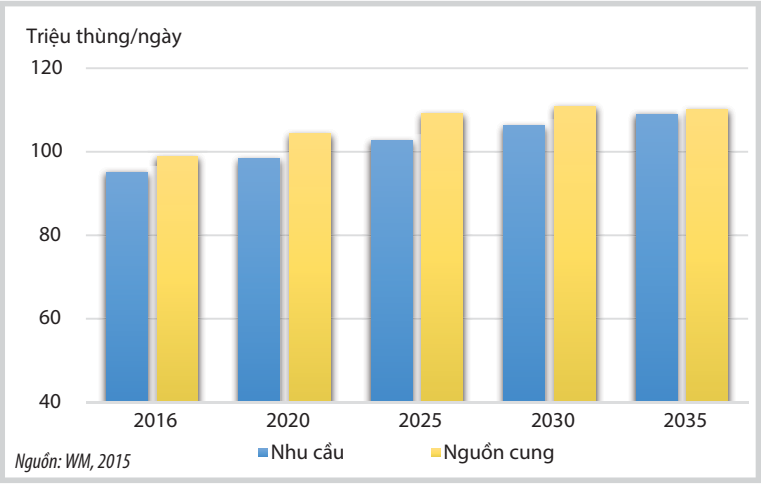
Cán cân cung cầu dầu thô theo WM và EIA sẽ tiếp tục được thu hẹp và cân bằng hơn, đặc biệt từ sau năm 2020 bởi nguồn cung dầu thô từ các nước ngoài Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC). Theo đó, nguồn cung dầu thô của các nước ngoài OPEC sẽ tiếp tục tăng nhanh trong thập kỷ này bởi việc gia tăng sản lượng khai thác dầu chặt sít (tight oil) của Mỹ và dầu cát (sand oil) của Canada. Trong khi đó, tăng trưởng nhu cầu dầu thô thế giới trong dài hạn (giai đoạn từ năm 2016 đến năm 2035) chủ yếu đến từ các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương, với phần lớn lượng nhu cầu dầu thô gia tăng tập trung tại Trung Quốc và Ấn Độ. Một số khu vực như Bắc Mỹ, châu Âu, dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu thô giai đoạn sau 2020 sẽ chậm lại do nhiều nước tại các khu vực này áp dụng thành công những tiến bộ khoa học công nghệ trong việc tiết kiệm nhiên liệu cho lĩnh vực giao thông vận tải và ảnh hưởng của năng lượng thay thế.

Từ khóa: *Dự báo, thị trường dầu thô thế giới, giá dầu thô.*

1. Dự báo cung - cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2016 - 2035

Theo Báo cáo triển vọng dầu thô thế giới trong dài hạn của Wood Mackenzie tháng 11/2015, nhu cầu dầu thô toàn cầu được dự báo sẽ tăng thêm 14 triệu thùng/ngày từ mức 95 triệu thùng/ngày trong năm 2016 lên 109 triệu thùng/ngày trong năm 2035. Trong trung hạn, WM cho rằng tăng trưởng nhu cầu dầu thô sẽ yếu hơn so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 do triển vọng tăng trưởng kinh tế toàn cầu còn khá mong manh. Tăng trưởng GDP toàn cầu năm 2018 dự báo sẽ đạt 1,9%, thấp hơn nhiều so với mức 3,1% trong báo cáo dài hạn tháng 5/2015 do dự báo về một cuộc suy thoái mang tính chu kỳ vào năm 2018. Do đó, tăng trưởng nhu cầu dầu thô toàn cầu sẽ chỉ còn 0,7 triệu thùng/ngày trong năm 2018, thấp hơn so với mức dự báo 1,1 triệu thùng/ngày mà WM đã đưa ra tháng 5/2015 và tăng trưởng thấp sẽ còn tiếp tục trong năm 2019. Bên cạnh đó, tăng trưởng nhu cầu đối với các sản phẩm dầu như diesel trong dài hạn cũng sẽ giảm. Theo WM, xu hướng giảm sử dụng dầu diesel trong phương tiện vận tải, chủ yếu tại châu Âu, sẽ ảnh hưởng đến nhu cầu sử dụng diesel trong dài hạn. Thêm vào đó là xu hướng giảm sử dụng động cơ diesel trong sản xuất công nghiệp, chủ yếu tại Trung Quốc và châu Âu, kéo theo nhu cầu diesel trong lĩnh vực công nghiệp đi xuống. Tăng trưởng nhu cầu trong lĩnh vực hóa dầu chậm lại cũng tác động đến tổng nhu cầu dầu thô thế giới trung và dài hạn.

Tổng nguồn cung dầu thô thế giới (bao gồm cả lĩnh vực phi truyền thống) dự báo năm 2016 sẽ đạt mức trung bình 96,11 triệu thùng/ngày, không có nhiều thay đổi so với mức cung trung bình năm 2015 (96,09 triệu thùng/ngày). Tổng nguồn cung dự báo đạt 104,4 triệu thùng/ngày năm 2020, 110,9 triệu thùng/ngày năm 2030 và sau đó giảm xuống còn 110,1 triệu thùng/ngày vào năm 2035.



Hình 1. *Dự báo cung - cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2016 - 2035*

Trong ngắn hạn, sản lượng khu vực ngoài OPEC (bao gồm cả lĩnh vực phi truyền thống) giảm khoảng 500.000 thùng/ngày so với năm 2015 đạt mức 58,4 triệu thùng/ngày năm 2017, trước khi tăng đến 61,69 triệu thùng/ngày năm 2025, đạt đỉnh ở mức 64,8 triệu thùng/ngày năm 2028, sau đó giảm xuống 62,3 triệu thùng/ngày năm 2035.

1.1. Nhu cầu

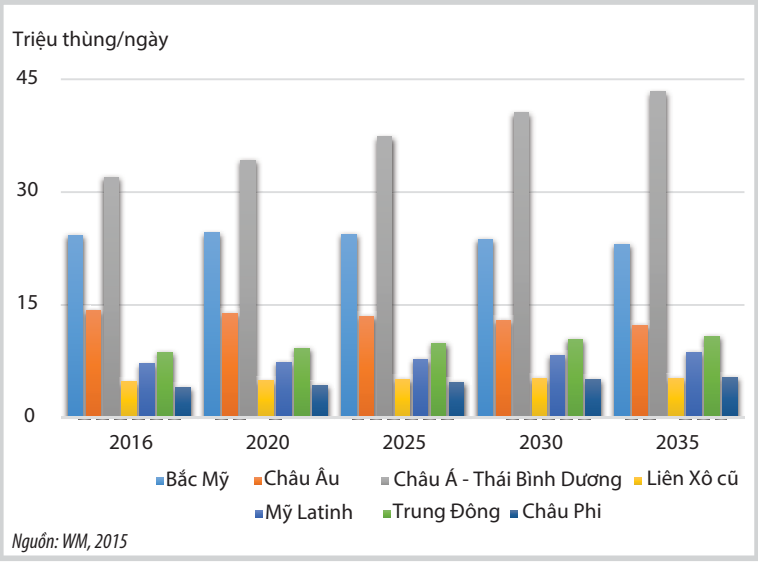
- *Bắc Mỹ*

Nhu cầu dầu thô của Mỹ dự báo sẽ đạt gần 20 triệu thùng/ngày trong năm 2020 tuy nhiên vẫn xa so với đỉnh điểm năm 2005. Sau năm 2020, nhu cầu sẽ giảm 0,6%/năm đến năm 2035 sẽ đạt gần 18,2 triệu thùng/ngày.

Trong ngắn hạn, các thay đổi chủ yếu tập trung vào xăng do giá nhiên liệu thấp cùng với thị trường lao động được cải thiện, thúc đẩy mọi người sử dụng phương tiện giao thông cá nhân nhưng cũng loại bỏ những nỗ lực trước đó trong việc sử dụng nhiên liệu hiệu quả.

Nhu cầu dầu trong trung hạn dự báo sẽ bị ảnh hưởng bởi suy thoái kinh tế theo chu kỳ khi tăng trưởng GDP của Mỹ giảm 1% trong năm 2018. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu sẽ được bù đắp bởi nhu cầu lớn về ethane. Ngoài ra, các loại xe chạy nhiên liệu gas sẽ thâm nhập thị trường chậm hơn do giá dầu thấp khiến nhu cầu diesel ít thay đổi trong trung hạn.

Trong dài hạn, dù vẫn còn chịu tác động của những yếu tố trên và nhu cầu xăng sau năm 2017 có xu hướng giảm mạnh, nhưng so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 nhu cầu xăng vẫn tăng nhẹ. Ngược lại, nhu cầu đối với ethane tiếp tục tăng và dự báo sẽ đạt 2 triệu thùng/ngày vào năm 2025 (theo dự báo mới nhất của WM trong dài hạn đối với ethylene).



Hình 2. *Dự báo nhu cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2016 - 2035*

Có cùng xu hướng với Mỹ, nhưng ở quy mô nhỏ hơn, nhu cầu dầu tại Canada được điều chỉnh giảm trong ngắn hạn do những yếu tố về kinh tế nhưng sẽ tăng trong dài hạn chủ yếu là do nhu cầu nguyên liệu hóa dầu tăng mạnh.

Khác với Mỹ và Canada, tăng trưởng nhu cầu dầu thô tại Mexico được dự báo sẽ tích cực trong dài hạn nhờ vào việc tăng nhu cầu trong lĩnh vực vận tải, mặc dù nhu cầu tại Mexico giảm trong những năm gần đây.

- *Châu Âu*

Có một số yếu tố thúc đẩy triển vọng trong ngắn hạn nhưng lại làm giảm nhu cầu trong dự báo trung và dài hạn, dẫn đến quyết định thay đổi triển vọng về nhu cầu dầu tại châu Âu.

Trong ngắn hạn, nhu cầu dầu thô năm 2015 tăng mạnh hơn so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015, đạt 14,39 triệu thùng/ngày, đảo ngược xu hướng hàng thập kỷ của doanh số bán hàng. Nhiên liệu rẻ và đồng tiền mất giá là những yếu tố chính đứng đằng sau xu hướng này. Bổ sung vào mức tăng trưởng cao đáng kể so với dự báo cuối cùng, đặc biệt ở khu vực Địa Trung Hải, là một số yếu tố không lường trước như tăng cường sử dụng nhiên liệu dầu thô trong ngành điện tại Italia, lĩnh vực công nghiệp tại Đức cũng như nhu cầu nguyên liệu hóa dầu tăng cao hơn do gia tăng nguồn cung giá rẻ propane nhập khẩu và việc mở cửa lại Nhà máy Ethylene Porto Marghera tại Italia. Ngoài ra, nền kinh tế Tây Ban Nha tăng trưởng vượt trội so với kỳ vọng ban đầu trong năm 2015. Việc hàng triệu người tị nạn và người nhập cư sẽ di chuyển qua Thổ Nhĩ Kỳ đến cuối năm cũng giúp thúc đẩy nhu cầu nhiên liệu ngành vận tải. Tất cả những yếu tố này sẽ tạo nên sự gia tăng nhu cầu dầu thô trong năm nay, nhưng cũng sẽ yếu dần trong trung hạn. Về cơ bản, nhu cầu đối với dầu vẫn ở mức yếu và WM dự báo tổng nhu cầu dầu thô trong năm 2016 tăng 10.000 thùng/ngày so với năm 2015, đạt 14,4 triệu thùng/ngày.

Trong trung hạn, nhu cầu dầu thô được điều chỉnh giảm so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 do dự báo về chu kỳ suy thoái tăng trưởng kinh tế. Trong đó, tăng trưởng GDP được điều chỉnh giảm lớn nhất vào năm 2018

từ mức 1,9% xuống còn 0,6%. Triển vọng tăng trưởng GDP giảm làm giảm nhu cầu nhiên liệu vận tải nói riêng, đặc biệt là sản phẩm chưng cất nói chung. Xăng cũng sẽ chịu tác động do quá trình chuyển đổi sang các loại phương tiện vận chuyển sử dụng dầu diesel diễn ra chậm hơn khi chính phủ các nước châu Âu bắt đầu thực hiện quá trình cân bằng thuế, giảm các ưu đãi tài chính cho việc mua bán các loại phương tiện này.

WM dự báo tổng nhu cầu dầu thô tại châu Âu năm 2035 đạt 12,3 triệu thùng/ngày, giảm 0,5 triệu thùng/ngày so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015. Dự báo nhu cầu trong dài hạn được điều chỉnh giảm chủ yếu từ các hoạt động sản xuất công nghiệp. Tăng trưởng GDP của châu Âu trong năm 2035 được điều chỉnh giảm 2,0%, sản xuất công nghiệp được điều chỉnh giảm 10%.

Nhìn chung, WM dự báo nhu cầu dầu trong năm 2035 sẽ ít hơn khoảng 2,0 triệu thùng/ngày so với năm 2015 chủ yếu do giảm nhu cầu nhiên liệu đường bộ; trong khi, nhu cầu đối với nhiên liệu bay tiếp tục tăng trong giai đoạn này.

- *Châu Á - Thái Bình Dương (bao gồm Australia)*

Trái với những biến động của nền kinh tế toàn cầu, năm 2015, tăng trưởng đối với nhu cầu dầu thô ở châu Á vẫn mạnh, đạt 31,33 triệu thùng/ngày. WM dự báo nhu cầu dầu ở châu Á sẽ tăng trưởng chậm lại ở mức 0,72 triệu thùng/ngày năm 2016 và 0,62 triệu thùng/ngày năm 2017 do khu vực vẫn còn phải đối mặt với những khó khăn kinh tế. Trong năm 2016 - 2017, nhu cầu dầu tại Trung Quốc tăng khoảng 0,40 triệu thùng/ngày (tương đương 3,5%) nhờ nhu cầu cao đối với các sản phẩm như xăng, nhiên liệu bay và LPG; nhu cầu dầu tại Ấn Độ cũng tăng với mức tăng trưởng 0,13 triệu thùng/ngày (tương đương 3,2%) do đà tăng các sản phẩm dầu sử dụng trong lĩnh vực phi vận tải (đặt biệt là diesel/gasoil, naphtha và LPG).

Cũng như châu Âu và Bắc Mỹ, châu Á cũng được dự báo sẽ bị ảnh hưởng bởi suy thoái kinh tế trong năm 2018. Từ báo cáo dài hạn tháng 5/2015, WM đã giảm dự báo cho tăng trưởng kinh tế của Trung Quốc cho đến năm 2020 về mức trung bình hàng năm là 6,5%. Đà tăng trưởng suy yếu tại Trung Quốc là do suy giảm trong đầu tư (đặc biệt trong xây dựng). Tăng trưởng trong sản xuất công nghiệp dự kiến đạt trung bình 6,2%/năm trong thập kỷ tới do suy giảm trong nhu cầu cho đầu tư/sản xuất công nghiệp khiến diesel/gasoil bị tác động nhiều nhất. Sau 2018, khi nền kinh tế toàn cầu phục hồi một phần, WM dự báo châu Á sẽ vượt qua suy thoái kinh tế với tiềm năng tăng trưởng dài hạn khả quan. Tăng trưởng trung bình cả khu vực châu Á được dự báo đạt 4,3%/năm cho đến năm 2035.

Tăng trưởng nhu cầu dầu của châu Á không bị ảnh hưởng bởi suy thoái kinh tế trong ngắn hạn và trung hạn. Tiêu thụ dầu trong khu vực được dự báo tăng thêm 3 triệu thùng/ngày từ năm 2015 đến năm 2020 (đạt mức 34,2 triệu thùng/ngày), thấp hơn 0,1 triệu thùng/ngày so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015. Triển vọng với nhu cầu dầu của Trung Quốc không đổi với tăng trưởng hàng năm là 0,4 triệu thùng/ngày đến năm 2020 do nhu cầu ổn định với những sản phẩm xăng, nhiên liệu bay và LPG cũng như quá trình chuyển đổi chậm động cơ diesel trong vận tải bằng các loại xe chạy khí gas. Nhu cầu dầu tại Ấn Độ dự kiến sẽ tiếp tục tăng mạnh trong trung hạn và bù trừ với việc tiêu thụ dầu ở mức thấp tại Nhật Bản.

Khi nền kinh tế khu vực vượt qua suy thoái năm 2018, nhu cầu dầu tại châu Á được dự báo sẽ tăng thêm 9,1 triệu thùng/ngày (tương đương 1,6%/năm) trong giai đoạn 2020 - 2035, đạt 43,3 triệu thùng/ngày. Lượng ô tô cá nhân tăng trong khu vực, đặc biệt ở Trung Quốc, Ấn Độ và các nền kinh tế đang phát triển tại Đông Nam Á sẽ củng cố tăng trưởng nhu cầu đối với nhiên liệu vận tải. Do đó, châu Á vẫn là tâm điểm của tiêu thụ dầu trong giai đoạn dự báo và chiếm 80% tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu.

75% trong tăng trưởng nhu cầu dầu thô giai đoạn 2015 - 2035 là từ Trung Quốc và Ấn Độ. Nhu cầu trong lĩnh vực vận tải (bao gồm hàng không, đường bộ và vận tải hành khách) ở hai quốc gia này chiếm khoảng 6,2 triệu thùng/ngày. Trong hai thập kỷ tới, nhu cầu vận tải đường bộ sẽ nắm vai trò quan trọng khi số lượng ô tô tại Trung Quốc và Ấn Độ tăng thêm 400 triệu chiếc (20 triệu xe/năm). Thu nhập tăng thúc đẩy việc sở hữu xe cá nhân khiến tăng nhu cầu đối với dầu thô. Tuy nhiên, nhu cầu dầu thô cũng giảm một phần do những cải tiến để tiết kiệm nhiên liệu. WM dự báo tiết kiệm nhiên liệu xe ô tô sẽ tăng trung bình 2 - 2,5%/năm tại Trung Quốc và Ấn Độ. Nếu như không có những cải tiến này, nhu cầu dầu tại Trung Quốc và Ấn Độ có thể cao thêm 4,6 triệu thùng/ngày.

- *Liên Xô cũ*

Từ báo cáo dài hạn tháng 5/2015, triển vọng tăng trưởng GDP khu vực đã giảm thấp hơn, phản ánh những tác động ngày càng tăng tại các vùng không thuộc Nga trong vùng do giá dầu và khí đốt thấp cũng như các lệnh trừng phạt Nga. Tăng trưởng kinh tế trung bình trong khu vực giai đoạn 2015 - 2035 được dự báo ở mức 2,4%.

WM đã điều chỉnh dự báo tổng nhu cầu dầu thô tại Nga và các nước Caspia giảm 0,1 triệu thùng/ngày phản ánh sức tăng trưởng yếu của khu vực. Tại Nga, việc giảm 10% thu nhập trong năm 2015 khiến tiêu dùng cá nhân giảm và nhu cầu đối với vận tải và hàng gia dụng cũng giảm theo. Ngoài ra, mặc dù đã thay đổi những chính sách nhập khẩu nhưng sản lượng công nghiệp nội địa (đặc biệt trong sản xuất) vẫn bị ảnh hưởng. Do đó, nguồn năng lượng phục vụ cho nền kinh tế cũng sẽ giảm.

Nhu cầu trung hạn đối với dầu thô đến năm 2020 sẽ giảm ròng hơn 0,1 triệu thùng/ngày và nhu cầu trong năm 2020 sẽ thấp hơn 0,2 triệu thùng/ngày so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015. Trong giai đoạn 2015 - 2020, phục hồi nhu cầu dầu thô sẽ giới hạn ở mức 0,2 triệu thùng/ngày. Từ những cập nhật trong báo cáo dài hạn tháng 5/2015, triển vọng đối với lĩnh vực hóa dầu sẽ có xu hướng giảm. Số lượng các dự án mở rộng lĩnh vực hóa dầu được dự báo sẽ chậm tiến độ hoặc tạm dừng do những khó khăn về tài chính.

Trong dài hạn, mức tăng trưởng nhu cầu trung bình trong giai đoạn 2015 - 2035 được điều chỉnh giảm 0,5%. Giống như triển vọng trung hạn, thay đổi lớn nhất là giảm nhu cầu nguyên liệu hóa dầu. Ngược lại, dự báo triển vọng nhu cầu vận tải được điều chỉnh tăng nhẹ.

- *Mỹ Latinh*

Do suy giảm kinh tế trong năm 2015, nhu cầu dầu thô của Mỹ Latinh giảm mạnh lần đầu tiên kể từ năm 2009. Kinh tế của các nước sản xuất dầu mỏ như Brazil và Venezuela ở mức yếu và sự suy yếu này sẽ còn kéo dài tới trung hạn. Dự báo tăng trưởng trung bình GDP trong giai đoạn 2015 - 2020 được điều chỉnh giảm từ 2,6% xuống 1,7%. Do đó, tăng trưởng nhu cầu dầu sẽ ở mức thấp trong giai đoạn này và giảm gần 0,2 triệu thùng so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 trong năm 2020. Các điều kiện kinh tế sẽ ảnh hưởng chủ yếu đến nhu cầu dầu diesel với dự báo tăng trưởng chậm trong trung hạn.

Tăng trưởng nhu cầu tại Mỹ Latinh sẽ mạnh hơn trong giai đoạn 2020 - 2035, cùng với tăng trưởng GDP ở mức 3%/năm. Nhu cầu nhiên liệu vận tải sẽ tăng trở lại trong giai đoạn này được thúc đẩy bởi gia tăng tầng lớp trung lưu và tăng nhu cầu sử dụng phương tiện cá nhân. Tuy nhiên, triển vọng nhu cầu dầu thô tại Mỹ Latinh trong năm 2035 vẫn giảm 0,3 triệu thùng/ngày so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 chủ yếu là do chậm tiến độ các dự án hóa dầu và sự thận trọng hơn cho các kế hoạch dự án tại Brazil, Peru, Bolivia và Venezuela.

- *Trung Đông*

Triển vọng kinh tế đối với các nước Trung Đông không thay đổi so với báo cáo dài hạn tháng 5/2015 với tăng trưởng GDP trung bình hàng năm đạt 3,4% từ nay đến năm 2035. Tăng trưởng kinh tế trong những năm tới sẽ bị ảnh hưởng một phần do giảm thu nhập từ dầu thô và khí đốt do giá năng lượng thấp hơn và giảm đầu tư. Sau đó, giá năng lượng được dự báo sẽ trở lại mức trước đó khiến tăng thu nhập. Cùng với tăng trưởng dân số mạnh sẽ hỗ trợ cho tăng trưởng kinh tế cho tới năm 2035.

Dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu thô trong năm 2016 - 2017 tăng chậm lần lượt ở mức 2,2% (185 nghìn thùng/ngày) và 1,9% (165 nghìn thùng/ngày) phản ánh sự gia tăng mạnh trong nhu cầu nguyên liệu hóa dầu và điều chỉnh giảm trong các lĩnh vực khác. Triển vọng trung hạn tới năm 2020 có rất ít thay đổi. Điều này phản ánh nhu cầu có xu hướng giảm trong vận tải, công nghiệp, thương mại nhưng lại có xu hướng tăng trong tiêu thụ nguyên liệu hóa dầu và nhu cầu của các nhà máy điện.

Điều chỉnh giảm lớn nhất là trong triển vọng vận tải dài hạn do gia tăng số lượng xe ô tô tiết kiệm nhiên liệu. Ngoài ra, tốc độ tăng trưởng của nhu cầu vận tải cũng được hạ xuống. Cuối cùng là một số nước trong đó có Các Tiểu vương quốc A-rập thống nhất (UAE) sẽ tăng giá bán lẻ nhiên liệu. Việc tăng chi phí nhiên liệu sẽ tăng sức hấp dẫn đối với các loại xe tiết kiệm nhiên liệu và cũng khiến một số người giảm mong muốn sở hữu xe.

- *Châu Phi*

Nhu cầu dầu thô tiếp tục giảm trong nửa đầu của năm 2015, do nhu cầu giảm ở Nigeria, Morocco và Libya. Nhu cầu tăng trở lại trong nửa cuối của năm nhờ tình trạng thiếu hụt nguồn cung ở Nigeria giảm, trong khi tăng trưởng nhu cầu ở Libya và Morocco vẫn âm. Theo số liệu ước tính ban đầu trong báo cáo ngắn hạn đầu năm 2016 cho thấy tổng nhu cầu châu Phi vào năm 2015 tăng 1,2% (46 nghìn thùng/ngày).

Trong triển vọng dài hạn đến năm 2035, nhu cầu dầu thô được điều chỉnh giảm nhẹ với điều chỉnh giảm nhu cầu trong lĩnh vực vận tải nhưng tăng trong nhu cầu dầu cho hóa dầu, điện và các lĩnh vực công nghiệp. Nhu cầu dầu thô được dự báo tăng 1,5%/năm và đạt 5,3 triệu thùng/ngày trong năm 2035. Lĩnh vực vận tải chiếm tới 50% tăng trưởng trong giai đoạn 2015 - 2035. Gia tăng dân số cũng như kinh tế phát triển hơn là yếu tố khiến tăng trưởng nhu cầu thêm 0,7 triệu thùng/ngày trong năm 2035 từ các lĩnh vực khác.

1.2. Nguồn cung

1.2.1. Nguồn cung ngoài OPEC

- *Bắc Mỹ*

Bắc Mỹ vẫn sẽ là khu vực đóng góp nhiều nhất trong phần cung gia tăng của nhóm các nước ngoài OPEC với nguồn cung dự báo sẽ tăng từ mức trung bình 19,2 triệu thùng/ngày (năm 2016) lên 25,0 triệu thùng/ngày (năm 2025) và đạt 24,6 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Trong đó khai thác dầu thô của Mỹ dự báo sẽ chậm lại trong giai đoạn sau năm 2020, Canada được dự báo sản lượng khai thác sẽ ổn định cho tới năm 2030 bù đắp cho phần sản lượng dự báo sẽ giảm ở Mexico.

- *Mỹ Latinh*

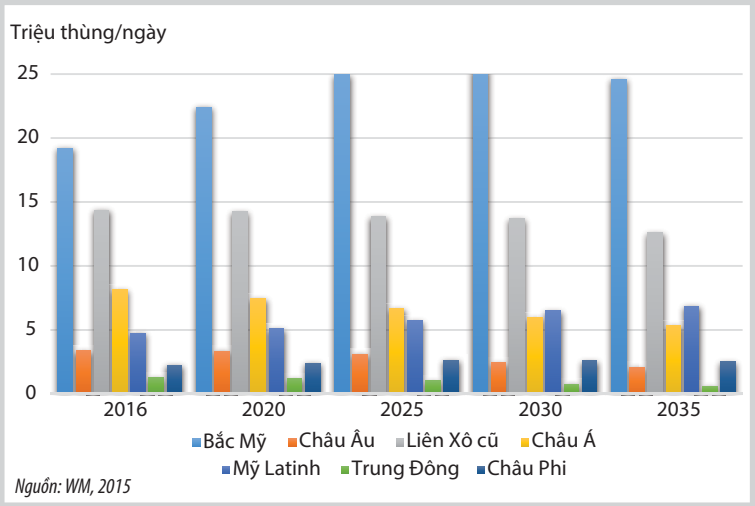
Tổng nguồn cung dầu thô các nước Mỹ Latinh dự báo sẽ tăng từ mức trung bình 4,7 triệu thùng/ngày trong năm 2016 lên 5,1 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và chạm mức 6,9 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Brazil là nước đóng góp lớn nhất trong phần sản lượng gia tăng của khu vực và theo dự báo của WM Brazil sẽ đạt mức 74% lượng cung dầu khu vực gia tăng vào năm 2035.

- *Châu Âu*

Khai thác dầu thô châu Âu dự báo sẽ ổn định và không có nhiều thay đổi cho tới năm 2020 với mức sản lượng dao động trong khoảng 3,3 triệu thùng/ngày. Sản lượng trong giai đoạn trước 2020 không có nhiều thay đổi do nguồn cung từ các mỏ trưởng thành được thay thế bởi một số dự án mới đi vào hoạt động trong ngắn hạn, một số mỏ có sản lượng khá tốt tiêu biểu như Johan Svendrup. Tuy nhiên những mỏ này cũng không duy trì được mức sản lượng cao sau năm 2020 và theo đó, WM dự báo sản lượng khai thác dầu thô của châu Âu sẽ giảm sau năm 2020 do khai thác dự báo sẽ chậm và đạt mức sản lượng trung bình 3,0 triệu thùng/ngày và sau đó giảm xuống chỉ còn khoảng 2,1 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

- *Nga và Caspia*

Nga và khu vực các nước Caspia nguồn cung đạt mức trung bình 14,36 triệu thùng/ngày trong năm 2015, chiếm xấp xỉ 27%



Hình 3. *Dự báo nguồn cung dầu thô ngoài OPEC giai đoạn 2016 - 2035*

nguồn cung dầu thô các nước ngoài OPEC. Trong ngắn hạn, nguồn cung các nước khu vực này dự báo sẽ khá ổn định, dự báo sẽ tiếp tục tăng lên mức sản lượng 14,37 triệu thùng/ngày vào năm 2018. Trong nhóm các nước này, Nga sẽ tiếp tục là nước đóng góp nhiều nhất trong nguồn cung, khoảng 78%. Trong dài hạn nguồn cung có thể gia tăng khá lớn từ Kazakhstan, đặc biệt từ siêu mỏ Kashagan, nếu các tiến bộ công nghệ được triển khai kịp thời. Tuy nhiên, khai thác của Azerbaijan sẽ giảm trong suốt giai đoạn từ nay đến năm 2035.

- *Châu Á và châu Đại Dương*

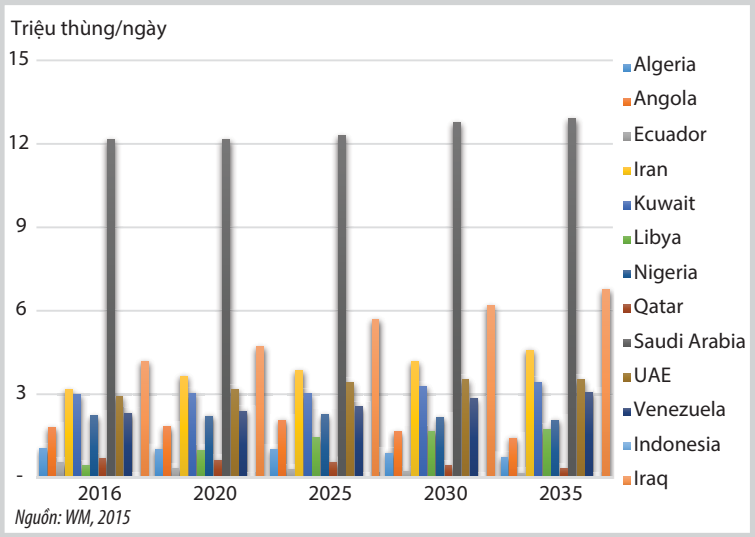
Khai thác dầu thô các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương dự báo đạt mức trung bình 8,2 triệu thùng/ngày trong năm 2016 và sau đó đi xuống với mức giảm trung bình 2%/năm trong giai đoạn tới năm 2035. Một số nước có sản lượng giảm trong khu vực do các mỏ khai thác bước vào giai đoạn trưởng thành, mặc dù được bù đắp bằng phần gia tăng sản lượng khai thác của Australia vào cuối thập kỷ này nhưng xu hướng giảm vẫn là chủ đạo. Theo đó, sản lượng khai thác dầu thô của châu Á - Thái Bình Dương sẽ giảm xuống mức trung bình 7,5 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và chỉ còn khoảng 5,3 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

- *Châu Phi*

Các nước ngoài OPEC tại châu Phi hiện chỉ chiếm khoảng 4% tổng lượng cung dầu thô các nước ngoài OPEC. Mặc dù sản lượng dự báo đạt 2,3 triệu thùng/ngày trong năm 2016 và tăng lên 2,6 triệu thùng/ngày vào năm 2025, tuy nhiên đóng góp từ nguồn cung ngoài OPEC tại châu Phi vẫn khá hạn chế ở mức dưới 5% trong tổng cơ cấu nguồn cung các nước ngoài OPEC.

- *Trung Đông*

Sản lượng khai thác dầu thô của các nước ngoài OPEC tại khu vực Trung Đông dự báo sẽ chỉ ổn định khi các vấn đề bất ổn tại Syria và Yemen bùng phát từ năm 2011 được giải quyết. Làn sóng phản



Hình 4. *Dự báo nguồn cung dầu thô OPEC giai đoạn 2016 - 2035*

đối các thể chế của Chính quyền Tổng thống Syria - Bashar Hafez al-Assad và hậu quả của vấn đề nội chiến ảnh hưởng rất lớn tới khai thác dầu thô tại nước này. Khai thác dầu của Yemen hiện cũng khá hạn chế. Theo đó, tổng nguồn cung dầu thô của các nước ngoài OPEC ở khu vực Trung Đông chỉ đạt 1,31 triệu thùng/ngày trong năm 2014, với nguồn cung khá nghèo nàn từ Syria và Yemen, giảm xuống 1,27 triệu thùng/ngày trong năm 2015 và dự báo nguồn cung chỉ còn khoảng 1,26 triệu thùng/ngày trong năm 2016. Nguồn cung các nước ngoài OPEC khu vực Trung Đông dự báo sẽ chỉ còn khoảng 1,2 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và 0,6 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

1.2.2. Nguồn cung OPEC

- *Lybia*

Tình hình chính trị của Lybia vẫn còn khá phức tạp, với hai chính phủ tồn tại để kiểm soát và thể hiện tính hợp pháp của mình. Tranh chấp giữa các phe phái tại Libya, bao gồm cả nhóm liên kết với Nhà nước Hồi giáo (IS) đã tạo nên cuộc nội chiến dai dẳng. Khai thác dầu thô liên tục biến động do các mỏ dầu và cơ sở hạ tầng khai thác dầu khí thường xuyên là mục tiêu của các nhóm đối lập. Cùng với đó, tình trạng đình công khá phổ biến do thiếu tiền lương bởi nguồn tiền thu được từ dầu ít đi. Hiện tại, khai thác dầu tại Libya vẫn gặp rất nhiều thách thức trong việc phục hồi sản xuất.

WM giả định rằng các điều kiện này sẽ cải thiện dần dần theo thời gian đến giữa năm 2017 và theo đó, dự báo của WM đối với khai thác dầu của Libya sẽ chỉ còn khoảng 0,42 triệu thùng/ngày vào năm 2016 và sau đó tăng lên xấp xỉ 1 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và khoảng 1,75 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

- *Iraq*

Dự báo sản lượng Iraq tăng trung bình hơn 200.000 thùng/ngày cho tới năm 2030 do phát triển xuất khẩu ở miền Nam vào năm 2015, sau sự ra đời của nhà máy pha trộn dầu nặng Basrah.

Trong dài hạn WM giả định Dự án cung cấp nước biển chung - Common Seawater Supply Project (CSSP) để bơm ép vào các mỏ đang phát triển ở miền Nam Iraq nhằm gia tăng khai thác sẽ đi vào hoạt động năm 2022, làm gia tăng sản lượng. Ở miền Bắc Iraq, giả định rằng tổ chức IS vẫn tồn tại cho đến cuối năm 2019. Một giả thiết nữa đó là các đường ống xuất khẩu dầu của Iraq được sửa chữa. Nhà máy Lọc dầu Baiji vẫn chưa hoạt động trong 4 năm qua, nhưng sẽ đóng góp tăng trưởng sản lượng ở phía Bắc từ năm 2021. WM dự báo khai thác dầu thô Iraq sẽ đạt 4,2 triệu thùng/ngày trong năm 2016, sau đó tăng trưởng khá ổn định và đạt khoảng 5,7 triệu thùng/ngày vào năm 2025 và 6,8 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

- *Iran*

Thỏa thuận hạt nhân đạt được vào tháng 7/2015 giữa Iran và các nước P5+1 cho phép Iran cung cấp dầu trở lại thị trường và điều này là cơ sở để WM cho rằng sản lượng khai thác dầu thô của Iran sẽ tiếp tục tăng trong giai đoạn từ nay đến năm 2035, dựa trên giả định lệnh trừng phạt sẽ được dỡ bỏ vào năm 2016. Tuy nhiên Iran sẽ mất thời gian để thiết lập các dự án với các công ty nước ngoài và WM không đặt kỳ vọng giao dịch có thể được ký kết trước năm 2017. Ngoài ra các biện pháp trừng phạt vẫn có thể được tiếp tục nếu điều tra viên phát hiện Iran không tuân thủ các điều khoản của thỏa thuận này.

Tổng sản lượng khai thác dầu thô theo dự báo của WM sẽ đạt mức trung bình 3,2 triệu thùng/ngày trong năm 2016, tăng lên 3,7 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và tăng lên 4,6 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

- *Các Tiểu vương quốc A-rập thống nhất*

Khai thác dầu thô được dự báo sẽ tăng từ 2,9 triệu thùng/ngày (năm 2016) lên 3,5 triệu thùng/ngày (năm 2035), chủ yếu là kết quả của một hàng loạt các dự án mở rộng công suất của các Công ty Abu Dhabi. Các dự án phát triển thêm bao gồm Upper Zakum, Sata al-Razboot.

- *Kuwait*

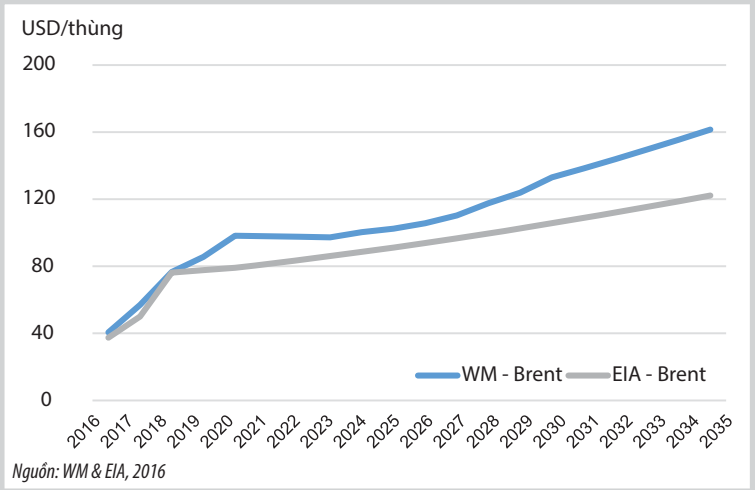
Do luật pháp của Chính phủ, đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí thượng nguồn bị hạn chế, mặc dù các khoản đầu tư vào công ty liên doanh hóa dầu được phép. Điều này tiếp tục trì hoãn việc thăm dò và hoạt động phát triển cho đến năm 2020 mặc dù một số dự án mở rộng trong những năm gần đây đã nâng công suất khai thác dầu thô lên khoảng 3,0 triệu thùng/ngày. Mở rộng công suất đang là mục tiêu rất cụ thể thông qua việc phát triển các mỏ phức tạp và có chi phí tốn kém, bao gồm cả dầu nặng (< 20API) trong các vỉa Lower Fars khu vực Ratqa và dầu nhẹ/condensate trong các vỉa Jurassic ở miền Bắc Kuwait.

WM nhận định khai thác dầu thô tại Kuwait sẽ tiếp tục duy trì mức sản lượng trên cho đến hết thập kỷ này. Từ 2020 - 2035, WM giả định đầu tư nước ngoài vẫn ở mức khiêm tốn, năng lực sản xuất dầu thô dự báo sẽ tăng nhẹ lên 3,4 triệu thùng/ngày.

1.2.3. Nguồn cung phi truyền thống

Nguồn cung phi truyền thống (nhiên liệu sinh học, hóa lỏng khí (GTL), hóa lỏng than (CTL) và dầu đá phiến) sẽ tăng thêm 4,2 triệu thùng/ngày vào năm 2030 và 4,5 triệu thùng/ngày vào năm 2035, chiếm 4,1% tổng lượng cung nhiên liệu lỏng thế giới.

Nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu sinh học toàn cầu được dự báo sẽ tăng từ 2,2 triệu thùng/ngày năm 2015 lên tới 3,0 triệu thùng/ngày năm 2035. Năm 2015 tiêu thụ thực tế lớn hơn dự báo trước đó của WM 60.000 thùng/ngày do tổng nhu cầu nhiên liệu vận chuyển cao và tiêu thụ ethanol ở Brazil tăng trưởng mạnh. Tuy nhiên, WM dự báo tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu sinh học sẽ yếu đi từ sau năm 2020, với lượng tiêu thụ thấp hơn 400.000 thùng/ngày vào năm 2035 do sự tiêu dùng nhiên liệu sinh học E10 ở Mỹ được coi như rào cản tiêu thụ ethanol trong nhiều năm qua. Một số dự án ethanol cellulosic cao cấp đã bắt đầu được khởi động trong năm qua, nhưng đến nay lượng cung nhiên liệu sinh học cellulose vẫn rất hạn chế. Trong dài hạn, WM kỳ vọng nguồn nhiên liệu này sẽ được đẩy mạnh để sẵn sàng cung cấp cho thị trường.



Nguồn: WM & EIA, 2016

Hình 5. *Dự báo giá dầu thô Brent (theo mức giá danh nghĩa) của WM và EIA giai đoạn 2016 - 2035*

2. Dự báo giá dầu thô

WM dự báo giá dầu thô sẽ hồi phục trong giai đoạn cuối năm 2016 sau đợt giảm giá từ 6 tháng cuối năm 2014. Theo đó, giá các loại dầu thô thế giới sẽ bước vào chu kỳ tăng giá mới với mức giá trung bình năm 2016 đối với dầu thô Brent (theo mức giá danh nghĩa) sẽ đạt 60,7 USD/thùng trong 2016, tăng lên 95,4 USD/thùng vào năm 2020 và đạt mức 162,34 USD/thùng vào năm 2035. Trong khi đó, EIA dự báo mức giá trung bình năm 2016 đối với dầu thô Brent khoảng 37,43 USD/thùng, tăng lên mức 50 USD/thùng vào năm 2017, chạm mức 91,13 USD/thùng vào năm 2025 và đứng ở mức 122,20 USD/thùng vào năm 2035.

Nhìn chung, dự báo giá dầu thô Brent trong ngắn hạn của WM tương đối đồng nhất với xu hướng dự báo của EIA. Tuy nhiên, trong dài hạn mức chênh lệch giữa dự báo giá dầu thô Brent theo WM (số liệu dự báo đưa ra vào tháng 12/2015[1]) chênh lệch khá nhiều so với số liệu dự báo trong phương án cơ sở (reference case) của EIA (số liệu dự báo đưa ra vào tháng 4/2015[2]). Theo nhận định của nhóm tác giả, nguyên nhân chính ảnh hưởng tới số liệu dự báo trên là do thời điểm đưa ra số liệu dự báo của WM và EIA không đồng nhất về mặt thời gian.

Dự báo giá dầu thô của WM đưa ra dựa trên giả định rằng OPEC và Saudi Arabia không cắt giảm sản lượng để hỗ trợ giá dầu trong giai đoạn đến năm 2035. Thay vào đó, giá cả được quyết định bởi sự thay đổi cán cân cung - cầu trên nguyên tắc cơ bản của quy luật thị trường. Giá dầu có xu hướng bị biến động do ngành công nghiệp khai thác dầu sẽ có những hành động cần thiết để cân bằng đầu tư ở thượng nguồn với nhu cầu thị trường và giảm rủi ro chính trị.

[1] *Báo cáo dự báo dài hạn thị trường dầu thô thế giới của WM được phát hành định kỳ 2 lần trong một năm, thông thường vào các tháng cuối của nửa đầu và nửa cuối năm phát hành.*
[2] *Báo cáo dự báo thị trường năng lượng thế giới của EIA được phát hành định kỳ 1 lần một năm, thông thường vào tháng 4 của năm phát hành.*

2.1 Vai trò của OPEC trên thị trường

Trong một thập kỷ qua, Saudi Arabia và khối OPEC đã phản ứng với giá dầu thấp bằng cách cắt giảm sản lượng để thúc đẩy tăng giá. Tuy nhiên, cuộc họp của OPEC vào tháng 11/2014 đã mang lại một sự thay đổi đáng kể khi Saudi Arabia và các nước thành viên vùng vịnh A-rập quyết định tăng sản lượng để giành lại thị phần. Một năm sau đó, những nỗ lực để duy trì thị phần đã thành công. Sản lượng dầu của Saudi Arabia tăng từ 9,7 triệu thùng/ngày cuối tháng 11/2014 lên đến 10,2 triệu thùng/ngày hiện nay. Sản lượng dầu của Mỹ không còn tăng với tỷ lệ hàng năm hơn 1 triệu thùng/ngày và hiện tại giảm theo từng tháng.

Một vài nhà sản xuất, như Venezuela, cho biết OPEC nên cắt giảm sản lượng để thúc đẩy giá, nhưng Saudi Arabia và các nước thành viên vùng vịnh A-rập đã tuyên bố sẽ xem xét việc cắt giảm sản lượng nếu các thành viên khác của OPEC như Iraq và Iran, hoặc các nước ngoài OPEC đồng ý cắt giảm sản lượng, tuy nhiên đã không có dấu hiệu cắt giảm sản lượng nào. Trong khi đó, Iran tuyên bố quốc gia này sẽ không giảm sản xuất sau khi lệnh trừng phạt được dỡ bỏ. Nếu OPEC tiếp tục nhắm tới mục tiêu thị phần và không giảm sản lượng để hỗ trợ giá dầu thì WM cho rằng khả năng sản xuất dầu thô của OPEC sẽ cao hơn sản lượng hiện tại.

WM giả định Saudi Arabia sẽ tiếp tục giữ công suất dự phòng khoảng 2 triệu thùng/ngày. Mặc dù điều này sẽ tốn kém nhưng nó sẽ giúp Saudi Arabia tránh được tình trạng thiếu hụt nguồn cung khi một trong những nguồn cung của quốc gia này bị cắt giảm. Saudi Arabia sẽ không thay đổi mục tiêu tối đa hóa lợi ích nhu cầu dầu thế giới và sản lượng của họ, và một cách để đảm bảo mục tiêu này là ngăn chặn các thời kỳ giá dầu tăng đột biến khiến các quốc gia tiêu thụ dầu phải phát triển các nguồn năng lượng khác. WM dự đoán khả năng sản xuất Saudi Arabia sẽ tăng từ mức trung bình 12,3 triệu thùng/ngày năm 2015 lên đến 12,9 triệu thùng/ngày năm 2035.

2.2. 2020 - 2035

Từ năm 2020 đến năm 2025, giá dầu sẽ tiếp tục suy yếu do nguồn cung dầu của Mỹ tăng trưởng với tốc độ nhanh. WM dự báo giá dầu thô Brent dao động trong khoảng 87 USD/thùng năm 2020 và 83 USD/thùng năm 2023 khi công suất dự trữ của OPEC tăng tới 6,8 triệu thùng/ngày. Dự báo sự tăng trưởng nguồn cung mạnh mẽ của Mỹ sẽ khôi phục giá dầu Brent lên gần 90 USD/thùng trong năm 2020, sau đó giảm xuống 83 USD/thùng năm 2023 và giữ ở dưới mức 90 USD/thùng cho đến năm 2027, sau đó tăng lên khi ngành công nghiệp này đối mặt với thời kỳ suy giảm sản xuất của OPEC và nguồn cung tăng lên.

Năm 2030, WM dự báo giá dầu Brent trung bình đạt 100 USD/thùng dựa trên dự báo công suất dự trữ của OPEC giảm xuống còn 4,15 triệu thùng/ngày, khoảng 4,4% nhu cầu dầu toàn cầu. Điểm này được điều chỉnh giảm so với dự báo hồi tháng 5/2015 của WM cho giá dầu Brent ở mức 116 USD/thùng trong năm 2030. Dự báo đã tính đến triển vọng áp dụng công nghệ mới công nghệ bơm ép thủy lực trong khai thác dầu và chi phí cận biên trong khai thác cao hơn so với giai đoạn 2020 - 2030 bởi giai đoạn này giá dầu dự báo vẫn ở mức thấp.

Đến năm 2035, công suất dự phòng của OPEC được dự báo sẽ giảm tới mức tối thiểu là 1,08 triệu thùng/ngày (khoảng 1% nhu cầu dầu thế giới). Điều này thể hiện sự kém hiệu quả trong sản xuất khi phải tăng chi phí cao để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng liên tục. Nguồn cung ngoài OPEC được dự báo đạt đỉnh tại 2028 - 2029 ở mức 64,80 triệu thùng/ngày, đã tính đến sản xuất dầu từ các nguồn khác bên ngoài nước Mỹ trong dự báo này.

Giá dầu Brent được dự báo sẽ tăng từ mức dự kiến trung bình hàng năm 100 USD/thùng năm 2030 lên đến 110 USD/thùng năm 2035, phản ánh sự gia tăng chi phí từ các nguồn cung cần thiết để đáp ứng nhu cầu dầu mỏ tiếp tục tăng trưởng ngoài OECD.

3. Kết luận

Từ những thông tin dự báo của WM và EIA, có thể rút ra một số xu hướng sau đối với thị trường dầu thô thế giới giai đoạn 2016 - 2035:

- Giá dầu thô thế giới sẽ hồi phục trong giai đoạn cuối năm 2016 và bắt đầu chu kỳ tăng giá trở lại từ sau năm 2017.

- Tăng trưởng nhu cầu dầu thô thế giới trong dài hạn (giai đoạn từ năm 2016 đến năm 2035) chủ yếu đến từ các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương, trong đó phần lớn tập trung tại Trung Quốc và Ấn Độ. Trong khi đó, một số khu vực như Bắc Mỹ, châu Âu, tăng trưởng nhu cầu dầu thô giai đoạn sau 2020 được dự báo sẽ chậm lại do nhiều nước tại các khu vực này áp dụng thành công những tiến bộ khoa học công nghệ trong việc tiết kiệm nhiên liệu cho lĩnh vực giao thông vận tải và ảnh hưởng của năng lượng thay thế.

• Nguồn cung dầu thô thế giới sẽ tiếp tục tăng trưởng trong giai đoạn từ nay tới năm 2035 với lượng cung gia tăng phần lớn đến từ việc gia tăng khai thác dầu thô của các nước ngoài OPEC, khai thác dầu đá phiến của Mỹ và dầu cát tại Canada.

Tài liệu tham khảo

1. EIA. *Annual energy outlook 2015*. 4/2015.

2. EIA. *Short-term energy and summer fuels outlook*. 2/2016.

3. Wood Mackenzie. *Global macro oils long-term outlook h1 2015 report*. 5/2015.

4. Wood Mackenzie. *Global macro oils long-term outlook h2 2015 report*. 12/2015.

5. Wood Mackenzie. *Global macro oils short-term outlook january 2016 report*. 1/2016.

Summaries of global crude oil market outlooks for 2016 -2035 period

Doan Tien Quyet, Le Viet Trung
Le Hoang Linh, Nguyen Thu Ha
Vietnam Petroleum Institute
Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

According to forecasts of Wood Mackenzie (WM) and the US Energy Information Administration (EIA), world crude oil price will continue its downward trend until the end of the first half of 2016 and then begin a new rising cycle.

Crude oil demand-supply gap will be narrowed and more balanced according to WM and EIA, especially after 2020 by supplies from countries outside the Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). Accordingly, the supply from non-OPEC countries will continue to grow rapidly in this decade by increasing production of tight oil in America and sand oil in Canada. Meanwhile, long-term growth in world demand (from 2016 to 2035) mainly comes from countries in the Asia- Pacific region with most of the increases coming from China and India. For some regions such as North America and Europe, demand growth of crude oil is forecast to be slower after 2020 due to the impacts of alternative energy and as more countries in these regions would have successfully applied scientific and technological advances in fuel efficiency for the transportation sector.

Key words: *Forecast, world crude oil market, crude oil price.*

TIN TRONG NGÀNH

Đẩy mạnh hợp tác với các công ty dầu khí Hoa Kỳ

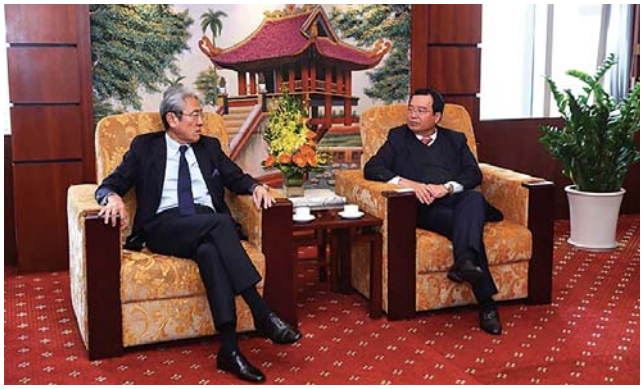
Từ ngày 15 - 17/2/2016, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tháp tùng Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng tham dự Hội nghị cấp cao đặc biệt ASEAN - Hoa Kỳ tại Trung tâm Hội nghị Sunnylands, California. Hội nghị lần đầu tiên được tổ chức tại Hoa Kỳ, đưa quan hệ đối tác chiến lược ASEAN - Hoa Kỳ lên tầm cao mới về chính trị, an ninh, kinh tế, các lĩnh vực ưu tiên hợp tác trong khu vực, toàn cầu và xuyên quốc gia vì cộng đồng ASEAN hòa bình, ổn định và thịnh vượng. Nhân dịp này, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã gặp gỡ và làm việc với một số công ty dầu khí Hoa Kỳ nhằm tăng cường hợp tác trong thời gian tới.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh tiếp bà Linda D. DuCharme - Phó Tổng giám đốc ExxonMobil Gas & Power Marketing. Ảnh: PVN

Tại buổi làm việc về Dự án Cá Voi Xanh, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil Gas & Power Marketing nhất trí sẽ phối hợp chặt chẽ, nỗ lực và tích cực trao đổi để thống nhất các thỏa thuận thương mại, các điều kiện kỹ thuật và hoàn thiện Báo cáo phát triển mỏ đại cương (ODP) trình cấp có thẩm quyền phê duyệt. Lãnh đạo hai bên đã tập trung thảo luận và thống nhất các vấn đề quan trọng để đạt mục tiêu có dòng khí thương mại sớm nhất trong thời gian tới gồm: quy mô và phạm vi của chuỗi dự án, các điều kiện của thỏa thuận mua bán khí, giá khí ban đầu, công thức giá khí, lượng khí bao tiêu, hệ số sử dụng khí, địa điểm xây dựng nhà máy xử lý khí, nhà máy điện và tiến độ đưa các nhà máy điện vào để xác định sản lượng khai thác khí phù hợp.

Hương Giang

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Tổng giám đốc Marubeni



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh trao đổi với Tổng giám đốc Marubeni Fumiya Kobuko. Ảnh: PVN

Ngày 24/2/2015, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tiếp ông Fumiya Kobuko - Tổng giám đốc Marubeni (Nhật Bản) và đoàn công tác. Lãnh đạo hai bên đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả trong thời gian qua, đồng thời trao đổi về các dự án trong các lĩnh vực khác như: điện, khí và dịch vụ dầu khí. Tổng giám đốc Marubeni Fumiya Kobuko và Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh bày tỏ hy vọng sẽ tăng cường hợp tác trong thời gian tới.

Marubeni là một trong 5 tập đoàn thương mại lớn của Nhật Bản, có hơn 600 công ty thành viên tại 84 quốc gia. Tại Việt Nam, Marubeni đã mở văn phòng đại diện tại Hà Nội và Tp. Hồ Chí Minh (1991), tại Quảng Ngãi (2009) để triển khai các hoạt động thương mại trong các lĩnh vực như: năng lượng, khoáng sản, hóa chất, cung cấp thiết bị máy móc, tham gia vào các dự án điện… Với mục đích tăng cường hoạt động kinh doanh, đầu tư tại Việt Nam, Marubeni đã thành lập công ty tại Việt Nam vào ngày 6/12/2011. Tổng vốn đầu tư của Marubeni Việt Nam là 5 triệu USD trong các lĩnh vực: xuất nhập khẩu, cung cấp máy móc, thiết bị; cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa, nghiên cứu thị trường...

Thanh Loan

Hội thảo về các phát hiện mới trong trầm tích Paleogene

Ngày 26/2/2016, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo khoa học "Các phát hiện mới trong trầm tích Paleogene - Bài học kinh nghiệm trong thăm dò và phát triển mỏ".

Hội thảo đã nghe và thảo luận các báo cáo khoa học: Giới thiệu về mỏ Gấu Trắng; Kết quả khoan thăm dò cấu tạo Cá Tầm, Lô 09-3/12; Phát hiện dầu khí mới trong trầm tích Cenozoic khu vực Bắc bể Sông Hồng; Mô hình trầm tích tập Oligocene trên (tập E) mỏ Bạch Hổ; Nguồn gốc thành tạo - biến đổi thứ sinh và khả năng chứa của trầm tích tập F - bể Cửu Long; Duy trì tiềm năng hydrocarbon ở bẫy địa tầng Oligocene sớm trên sườn Tây Bắc mỏ Thăng Long - Amethyst - bể Cửu Long - ngoài khơi Việt Nam; Phát hiện trong các vỉa Oligocene sớm ở rìa phía Đông của bể Cửu Long: Triển vọng và thách thức; Mỏ khí - condensate duy nhất tại bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam; Phương pháp tiếp cận tích hợp đánh giá tính khả thi cho dự án phát triển vỉa Oligocene chặt sít của mỏ Hải Sư Đen, Lô 15-2/01, bể Cửu Long; Tích hợp hiệu quả và độ tin cậy của công nghệ.

Các đại biểu chụp ảnh lưu niệm tại Hội thảo. Ảnh: Xuân Sơn

Các đại biểu đã trao đổi về kết quả nghiên cứu, đánh giá tiềm năng dầu khí của các phát hiện mới trong trầm tích Paleogene, phân tích các bài học kinh nghiệm, định hướng công tác thăm dò và phát triển mỏ trong giai đoạn tiếp theo.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội thảo, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sáng kiến của Hội Dầu khí Việt Nam, chất lượng thông tin khoa học và tính thực tế của các báo cáo trong việc định hướng nghiên cứu các đối tượng chứa Paleogene.

Ngọc Linh

PV Drilling cung cấp giàn khoan và dịch vụ giếng khoan cho Murphy Phương Nam Oil

Lễ ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ giữa PV Drilling và Murphy Phương Nam Oil. Ảnh: PV Drilling

Ngày 24/2/2016, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký 7 hợp đồng cung cấp giàn khoan và các dịch vụ giếng khoan cho Murphy Phương Nam Oil. Theo đó, PV Drilling sẽ cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling III cho chiến dịch khoan thăm dò của Murphy Phương Nam Oil tại Lô 11-2/11 bể Nam Côn Sơn, ngoài khơi Việt Nam từ cuối tháng 3/2016.

Trong năm 2016, giá thuê giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan tiếp tục giảm mạnh do các công ty/nhà thầu dầu khí dừng/cắt giảm chương trình khoan… PV Drilling tập trung phát triển dịch vụ cung cấp giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật khoan dầu khí, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, tối ưu hóa chi phí để nâng cao chất lượng sản phẩm dịch vụ. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục tìm kiếm cơ hội tại thị trường nước ngoài, tham gia đấu thầu tại các nước trong khu vực như: Thái Lan, Myanmar, Malaysia, Brunei, Indonesia...

Anh Ngọc

PV OIL CUNG CẤP NHIÊN LIỆU CHO LIÊN HỢP LỌC HÓA DẦU NGHI SƠN

Lễ ký Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: PV OIL

Ngày 26/2/2016, tại Hà Nội, Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP), Tổng thầu JGCS, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã ký Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Theo Hợp đồng được ký kết, JGCS sẽ thiết kế, mua sắm, lắp đặt trang thiết bị tại công trường Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, phục vụ việc cung ứng nhiên liệu cho hệ thống phát điện trong giai đoạn xây dựng Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn. PV OIL sẽ cung cấp khoảng 104.000m^3 dầu diesel 0,05%S trong khoảng thời gian từ tháng 4/2016 đến tháng 2/2017, trung bình khoảng 10.000m^3/tháng.

Trần Thu

Tỉnh ủy Quảng Ngãi làm việc với BSR về Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Ngày 24/2/2016, Bí thư Tỉnh ủy Quảng Ngãi Lê Viết Chữ và đoàn công tác đã làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc Hóa dầu Bình Sơn (BSR) về Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Đến nay, Ban Quản lý Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã phối hợp với Khu kinh tế Dung Quất chi trả bồi thường giải phóng mặt bằng cho người dân xung quanh Nhà máy, tiến độ đạt 80%. BSR kiến nghị Tỉnh ủy Quảng Ngãi chỉ đạo các sở, ban, ngành đẩy nhanh tiến độ thẩm định, phê duyệt dự toán gói thầu san dọn mặt bằng; UBND huyện Bình Sơn sớm phê duyệt quyết định điều chỉnh phần diện tích chồng lấn giữa vị trí 1 của Dự án và rừng Nam Châm; Khu kinh tế Dung Quất hoàn thiện thủ tục để cấp thẩm quyền phê duyệt các khoản bồi thường tạm tính.

Theo Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang hoạt động ổn định trên 100% công suất. Tuy nhiên, xăng dầu Dung Quất đang chịu mức thuế cao hơn khoảng 10% so với xăng dầu nhập khẩu từ Hàn Quốc và các nước ASEAN, dẫn đến việc tiêu thụ sản phẩm của Nhà máy đang gặp khó khăn. BSR đang áp dụng các biện pháp tối ưu sản xuất, tiết kiệm năng lượng.

Bí thư Tỉnh ủy Quảng Ngãi Lê Viết Chữ đề nghị BSR chủ động trong quá trình triển khai công tác thiết kế

Bí thư Tỉnh ủy Quảng Ngãi Lê Viết Chữ phát biểu tại buổi làm việc với BSR. Ảnh: BSR

tổng thể, thu xếp vốn… cho Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong trách nhiệm, phạm vi của chủ đầu tư; kịp thời báo cáo tỉnh các vướng mắc để kịp thời giải quyết. Lãnh đạo tỉnh Quảng Ngãi giao huyện Bình Sơn phối hợp với các cơ quan chức năng rà soát, giải quyết các vướng mắc còn tồn tại trong 369 hồ sơ, sớm hoàn thành trước tháng 3/2016. Bí thư Tỉnh ủy Quảng Ngãi chỉ đạo BSR báo cáo chi tiết và đề xuất các giải pháp đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất phát triển ổn định để Lãnh đạo tỉnh báo cáo Chính phủ và Thường vụ Quốc hội.

Hồng Minh

PVC-MS sắp hoàn tất việc chế tạo khối thượng tầng giàn đầu giếng RC-9

Sàn upper deck khối thượng tầng giàn đầu giếng RC9 được dựng thành công. Ảnh: PVC

Ngày 23/2/2016, tại cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã dựng thành công sàn upper deck khối thượng tầng giàn đầu giếng RC-9, hoàn thành 82,8% khối lượng công việc và vượt tiến độ 12% so với kế hoạch đề ra.

Khối thượng tầng giàn đầu giếng RC-9 có 3 sàn chính (gồm main deck, upper deck và sàn platform), có trọng lượng 630 tấn gồm cả kết cấu, thiết bị và ống công nghệ. Sau hơn 3 tháng thi công, PVC-MS đã cơ bản hoàn thành việc chế tạo phần kết cấu. PVC-MS đã chế tạo sàn main deck và tổ hợp tại chỗ thay vì chế tạo hoàn thiện trên mặt đất và cẩu dựng sàn. Phương pháp dựng sàn tại chỗ được áp dụng với các sàn ở vị trí cố định, độ cao thi công không lớn. Việc chế tạo và lắp dựng sàn main deck tại chỗ được thực hiện song song với phần lắp ống công nghệ. Nhờ đó đã tiết giảm chi phí cẩu, nhân công lắp giàn giáo, tiết kiệm diện tích thi công, giảm thời gian và nhân lực cho Dự án.

Dự kiến ngày 30/3/2016, PVC-MS sẽ bàn giao khối thượng tầng giàn đầu giếng RC-9 cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsopetro" để đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

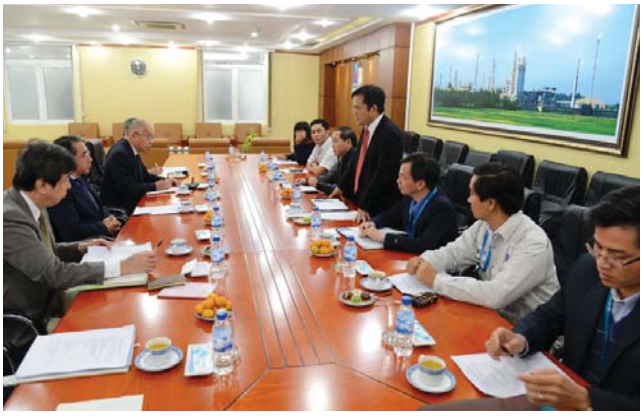
Minh Phương

BSR và JCCP tăng cường hợp tác trong lĩnh vực lọc hóa dầu

Ngày 26/2/2016, tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Giám đốc điều hành Trung tâm Hợp tác Dầu khí Nhật Bản (JCCP) Tsuyoshi Nakai đã đến thăm và làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc Hóa dầu Bình Sơn (BSR).

Lãnh đạo hai bên đánh giá về thỏa thuận hợp tác đã ký tháng 7/2015. Thỏa thuận nêu rõ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, BSR và Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu áp dụng kinh nghiệm và công nghệ của các nhà máy lọc dầu Nhật Bản để triển khai các giải pháp phù hợp nhằm cải thiện và nâng cao chất lượng sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đáp ứng tiêu chuẩn Euro IV/V. Đồng thời, BSR và JCCP cũng đánh giá các giải pháp nâng cấp, mở rộng nhà máy, tối ưu hóa các chế độ vận hành, phối trộn sản phẩm, tiết kiệm hydro, năng lượng, để cải thiện chất lượng sản phẩm của BSR; đánh giá tính khả thi về nguồn nguyên liệu, công nghệ, vốn đầu tư, hiệu quả kinh tế của các kịch bản cải tiến chất lượng...

Giám đốc điều hành Tsuyoshi Nakai bày tỏ hy vọng JCCP sẽ tham gia nhiều hơn nữa vào Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang được triển khai và sẽ hoàn thành vào năm 2021.



Lãnh đạo BSR đánh giá cao JCCP trong việc kết nối BSR với các doanh nghiệp dầu khí Nhật Bản. Ảnh: BSR

Trước đó, BSR đã tham dự Hội nghị quốc tế về hợp tác trong lĩnh vực dầu khí lần thứ 34 do JCCP tổ chức tại Tokyo. Đây là hội nghị thường niên nhằm chia sẻ kinh nghiệm và tăng cường sự hợp tác với các công ty dầu khí của Nhật Bản.

Phạm Minh

Bộ Công Thương làm việc với PVFCCo

Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Ngày 26/2/2016, tại Tp. Hồ Chí Minh, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng và đoàn công tác đã làm việc với Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo). Đoàn công tác và PVFCCo đã thảo luận dự báo cung - cầu của thị trường phân bón trong nước và khu vực trong thời gian tới; các đề xuất, kiến nghị nhằm hỗ trợ hoạt động sản xuất kinh doanh của PVFCCo nói riêng và các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh phân bón nói chung như: các biện pháp phòng chống hàng giả, kém chất lượng; các phương thức quản lý chất lượng phân bón; vấn đề thuế VAT đầu vào đối với sản xuất phân bón...

Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng đánh giá cao kết quả sản xuất kinh doanh của PVFCCo trong năm 2015, vận hành ổn định, hiệu quả Nhà máy Đạm Phú Mỹ, sản phẩm 13 năm liền đạt danh hiệu "Hàng Việt Nam chất lượng cao". Bộ Công Thương và các Bộ/Ngành liên quan sẽ xem xét các đề xuất, kiến nghị của PVFCCo để kiến nghị Chính phủ có sự điều chỉnh phù hợp trong thời gian tới. Thứ trưởng mong muốn PVFCCo tích cực tham gia vào công tác chống hàng giả, hàng kém chất lượng để góp phần lành mạnh hóa thị trường phân bón trong nước.

Trong năm 2016, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 800.000 tấn và tiêu thụ 830.000 tấn Đạm Phú Mỹ; sản xuất và tiêu thụ 35.900 tấn hóa chất các loại; triển khai đúng tiến độ các dự án đầu tư. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục thực hiện công tác tái cấu trúc, quản trị doanh nghiệp theo hướng chuyên nghiệp, minh bạch, hiệu quả… giữ vững vị thế là doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón, hóa chất.

Thủy Anh

Xây dựng Kho và Trạm chiết nạp LPG tại tỉnh Cà Mau

PV GAS đang là nhà cung cấp LPG lớn nhất tại Việt Nam. Ảnh: PV GAS

Ngày 18/2/2016, Ban Quản lý Khu kinh tế tỉnh Cà Mau đã trao Giấy chứng nhận đầu tư Dự án xây dựng Kho và Trạm chiết nạp LPG Cà Mau cho Công ty CP Kinh doanh Khí hóa lỏng miền Nam (PV Gas South).

Dự án được xây dựng trên diện tích 21.069m^2 tại Lô đất A7 thuộc Khu công nghiệp Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau với tổng vốn đầu tư khoảng 19,3 tỷ đồng. Công suất chiết nạp LPG trong giai đoạn đầu khoảng 600 tấn LPG/tháng. Dự kiến, Dự án sẽ được đưa vào sử dụng từ tháng 12/2016, góp phần phát triển kinh tế - xã hội khu vực Tây Nam Bộ.

PV Gas South là đơn vị thành viên của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) có chức năng kinh doanh, phân phối LPG và các sản phẩm khí tại địa bàn các tỉnh khu vực phía Nam với sản lượng LPG tiêu thụ hàng năm đạt trên 250.000 tấn LPG. Việc triển khai Dự án xây dựng Kho và Trạm chiết nạp LPG Cà Mau nằm trong quy hoạch xây dựng hệ thống kho chứa, trạm chiết nạp LPG của PV GAS với định hướng giữ vững vị trí là doanh nghiệp kinh doanh LPG hàng đầu tại Việt Nam.

Hoàng Hương

2016: PVCFC sẽ sản xuất khoảng 792.000 tấn Đạm Cà Mau

3.000 tấn sản phẩm Đạm Cà Mau đã được xuất bán trong đầu năm 2016. Ảnh: PVCFC

Ngày 15/2/2016, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã xuất bán 3.000 tấn sản phẩm "Đạm Cà Mau - Hạt Ngọc Mùa Vàng". Dự kiến trong năm 2016, PVCFC sẽ sản xuất khoảng 792.000 tấn Đạm Cà Mau, cung ứng cho thị trường trong nước nguồn phân bón ổn định, chất lượng cao. PVCFC tiếp tục vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, ổn định, hiệu quả; tối ưu hóa các quy trình sản xuất nhằm tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm; đẩy mạnh nghiên cứu phát triển các sản phẩm mới dựa trên lợi thế công nghệ của Nhà máy Đạm Cà Mau ở phân khúc thị trường tiềm năng; xây dựng quy chế quản lý danh mục dự án đầu tư, định kỳ cập nhật và kiểm soát tiến độ, chất lượng và chi phí dự án…

Ngày 23/2/2016, tại Tp. Hồ Chí Minh, Hội doanh nghiệp Hàng Việt Nam chất lượng cao đã tổ chức Lễ công bố 500 doanh nghiệp đạt danh hiệu "Hàng Việt Nam chất lượng cao năm 2016", trong đó có sản phẩm Đạm Cà Mau. Sau 4 năm công bố sản phẩm thương mại đầu tiên, PVCFC đã từng bước xây dựng thương hiệu, hệ thống phân phối và dịch vụ một cách vững chắc dựa trên nền tảng chất lượng sản phẩm, đáp ứng kịp thời nhu cầu phân bón tại khu vực Đồng bằng sông Cửu Long. Ngoài 3 thị trường trọng điểm là Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ và Campuchia, PVCFC đang tiếp tục mở rộng, phát triển thị trường trong và ngoài nước.

Phạm Lan

LG INTERNATIONAL THĂM VÀ LÀM VIỆC TẠI PVFCCo

LG International mong muốn hợp tác với PVFCCo trong hoạt động xuất nhập khẩu phân bón, hóa chất. Ảnh: PVFCCo

Ngày 25/2/2016, Chủ tịch HĐQT Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) Lê Cự Tân đã tiếp ông Song Chi Ho - Tổng giám đốc LG International thăm và làm việc tại trụ sở Tổng công ty. Hai bên đã giới thiệu quy mô và lĩnh vực hoạt động, đồng thời trao đổi về khả năng hợp tác trong các lĩnh vực đầu tư, kinh doanh, xuất nhập khẩu phân bón, hóa chất.

LG International thuộc Tập đoàn LG, chuyên hoạt động kinh doanh và đầu tư vào các lĩnh vực khai thác phát triển tài nguyên và cơ sở hạ tầng công nghiệp như than, thép, kim loại màu, phân bón, các sản phẩm hóa dầu, hóa chất. LG International đặc biệt quan tâm đến các dự án đầu tư của PVFCCo cũng như mong muốn hợp tác trong hoạt động xuất nhập khẩu phân bón, hóa chất.

Vũ Minh

TIN THẾ GIỚI

Ai Cập cấp phép cho Eni phát triển mỏ khí đốt khổng lồ Zohr

Bản đồ hoạt động của Eni tại Ai Cập. Nguồn: eni.com

Ngày 21/2/2016, Bộ trưởng Bộ Dầu khí và Khoáng sản Ai Cập đã phê duyệt cho Tập đoàn Khí đốt Ai Cập (EGAS) cấp cho Eni hợp đồng cho thuê phát triển mỏ Zohr. Theo khuôn khổ hợp đồng, Eni được phép phát triển mỏ khí đốt nằm ở khu nhượng quyền Shorouk, ngoài khơi Ai Cập.

Theo kế hoạch phát triển, đến cuối năm 2017 mỏ Zohr sẽ bắt đầu được đưa vào khai thác, với sản lượng tăng dần cho đến khi đạt khoảng 75 triệu m^3 khí/ngày (khoảng 500.000 thùng dầu quy đổi/ngày) vào năm 2019. Để có thể thực hiện nhanh chóng một dự án lớn như vậy, Eni sẽ hợp tác với Petrojet, Enppi và Saipem, những nhà thầu đã đóng góp vào thành công của Eni trong các hoạt động phát triển mỏ tại Ai Cập.

Việc phát hiện ra mỏ Zohr được công bố vào ngày 30/8/2015 sau khi khoan giếng Zohr-1 theo Thỏa thuận nhượng quyền Shorouk, trong đó IEOC - Công ty con của Eni tại Ai Cập là nhà điều hành duy nhất. Giếng Zohr-2, giếng thẩm lượng đầu tiên của phát hiện Zohr, hiện đang được khoan.

Hiền Trang *(theo Eni)*

Đưa FPSO Cidade de Maricá vào khai thác tại mỏ Lula bể Santos

Ngày 16/2/2016, Petrobras công bố bắt đầu vận hành kho nổi, xử lý, chứa và xuất dầu Cidade de Maricá (FPSO) để khai thác dầu tại mỏ Lula, bể Santos, Brazil.

FPSO Cidade de Maricá nằm cách bờ biển Rio de Janeiro khoảng 270km và thả neo ở mực nước sâu 2.120m với khả năng khai thác đến 150.000 thùng dầu và 6 triệu m^3 khí/ngày.

Với hệ thống khai thác này, lớp "dưới muối" của các bể Santos và Campos chiếm tới 35% sản lượng dầu của Brazil, trong đó sản lượng ở bể Santos chiếm 70% sản lượng dầu khai thác trong lớp "dưới muối". Việc khai thác đã diễn ra hơn 5 năm, với trung bình 9 tháng khởi động một giàn khoan lớn. Thành tích sản lượng ở đây thuộc loại tốt nhất trên thế giới với bốn hệ thống sản xuất đầu tiên, được triển khai trong giai đoạn 2010 - 2014, hiện vẫn đang hoạt động gần như hết công suất (475.000 thùng chỉ với 19 giếng sản xuất). Ba hệ thống gần đây nhất, đang trong giai đoạn tăng sản lượng, cũng có hiệu suất cao như các giếng đã hoạt động (205.000 thùng/ngày chỉ với 7 giếng sản xuất).

Hai hệ thống khai thác lớn khác dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong năm 2016 là dự án Lula Central (FPSO Cidade de Saquarema) và dự án Lapa (FPSO Cidade de Caraguatatuba).

Kho chứa nổi FPSO Cidade de Maricá. Nguồn: www.petrobras.com

Trước đó ngày 12/2/2016, Petrobras đã đưa đường ống dẫn khí dưới biển thứ 2 với tên gọi Route 2 vào hoạt động. Route 2 là đường ống dẫn khí dưới biển dài nhất đang hoạt động tại Brazil với chiều dài 401km, có thể vận chuyển 13 triệu m^3 khí/ngày từ hệ thống khai thác tại bể Santos tới cơ sở xử lý khí Cabiúnas ở Macaé, Rio de Janeiro.

Đường ống dẫn khí Route 2 sẽ kết nối với đường ống dẫn khí Route 1, có chiều dài 359km và lưu lượng 10 triệu m^3 khí/ngày đã đi vào hoạt động từ năm 2011. Với đường ống mới này, tổng công suất vận chuyển khí tự nhiên ở khu vực "dưới muối" bể Santos sẽ đạt 23 triệu m^3 khí.

Tạ Anh *(theo Petrobras)*

Chuyến tàu chở dầu đầu tiên từ Iran tới châu Âu sau khi dỡ bỏ lệnh trừng phạt

Iran đã bơm dầu lên chuyến hàng đầu tiên sang châu Âu kể từ khi lệnh trừng phạt quốc tế kết thúc, báo hiệu sẽ có nhiều nguồn cung hơn cho thị trường toàn cầu vốn đã quá dư thừa dầu thô.

Cố gắng giành lại thị phần đã mất sau khi lệnh trừng phạt được dỡ bỏ vào tháng 1/2016, Iran có kế hoạch tăng sản lượng và kim ngạch xuất khẩu tới 1 triệu thùng/ngày trong năm 2016. Thỏa thuận cung cấp dầu thô đã được ký với Total và Hellenic Petroleum SA của Hy Lạp.

Ngày 13/2/2016, Roknoddin Javadi, Giám đốc điều hành Công ty Dầu khí Quốc gia Iran, cho biết Iran đang lên kế hoạch cho 3 lô hàng đầu tiên sang châu Âu với 4 triệu thùng dầu, trong đó 2 triệu thùng sẽ chuyển cho Total, số còn lại sẽ chuyển cho các công ty của Tây Ban Nha và Nga.

Theo báo cáo của Bloomberg vào đầu tháng 2/2016, Total, nhà máy lọc dầu Compania Espanola de Petroleos của Tây Ban Nha và Lukoil PJSC của Nga đã đặt hàng các lô dầu thô được chuyển từ đảo Kharg, Iran tới các cảng ở châu Âu.

Theo thông tin của Bloomberg, Total đã thuê tàu VLCC Atlantas - một tàu chở dầu rất lớn với sức chứa 2 triệu thùng dầu thô. Hai tàu Suezmax cỡ nhỏ hơn với sức chứa khoảng

Nhà máy lọc dầu South Pars Gas ở cảng biển Asalouyeh, Iran. Nguồn Reuters

1 triệu thùng mỗi tàu do Cepsa của Tây Ban Nha (tàu Suezmax Monte Toledo) và Litasco, đơn vị kinh doanh của Lukoil (tàu Distya Akula) đặt. Theo kế hoạch tàu Atlantas sẽ chuyển dầu tới các cảng ở châu Âu, Monte Toledo tới Tây Ban Nha và Distya Akula tới Constantza, Rumani.

Hãng tin Mehr trích lời ông Pirouz Mousavi, giám đốc quản lý của Iran Oil Terminals Co. cho biết các hoạt động bơm dầu lên ba tàu chở dầu tại cảng Kharg sẽ được thực hiện trong vòng 48 giờ. Trong 4 năm qua, công ty này đã không bơm dầu cho chuyến tàu nào sang châu Âu do lệnh trừng phạt.

Quang Trung *(theo Bloomberg)*

Shell ký hợp đồng thăm dò dầu khí ngoài khơi với Bulgaria

Bộ trưởng Năng lượng Bulgaria ký hợp đồng thăm dò dầu khí với Shell. Nguồn: BalkanInsight.com

Royal Dutch Shell Plc đã ký hợp đồng thăm dò dầu khí ở các vùng nước sâu của Biển Đen ngoài khơi bờ biển Bulgaria trong vòng 5 năm. Điều này sẽ giúp Bulgaria giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng của Nga.

Bộ trưởng Năng lượng Temenuzhka Petkova cho biết Shell có kế hoạch đầu tư 18,6 triệu Euro (20,5 triệu USD) để thăm dò dầu khí ở lô Silistar.

Theo báo cáo năm 2015 của Wood Mackenzie, các công ty quốc tế tiếp tục đầu tư trong lĩnh vực khoan ở Biển Đen mặc dù giá dầu thấp và phải chịu áp lực cắt giảm ngân sách thăm dò. Total SA, OMV AG và Repsol SA đã hợp tác thăm dò tại lô Khan Asparuh ở ngoài khơi Biển Đen phía Bắc bờ biển Bulgaria. Theo ông Petkova, việc khoan thăm dò sẽ bắt đầu vào giữa năm 2016.

Huy Ngọc *(theo World Oil)*

NGA VÀ AZERBAIJAN KÝ THỎA THUẬN MỚI VỀ VẬN CHUYỂN DẦU

Ông Igor Demin, cố vấn Chủ tịch công ty Transneft, ngày 25/02/2016 cho biết Công ty Dầu khí Quốc gia Azerbaijan SOCAR và Công ty Dầu mỏ Nga Transneft đã ký một thỏa thuận mới về vận chuyển dầu qua đường ống Baku-Novorossiysk. SOCAR sẽ lại tiếp tục vận chuyển dầu qua đường ống này vào 01/03/2016. Ông Demin giải thích: "Ban đầu, kế hoạch dự kiến vận chuyển khoảng 1,3 triệu tấn dầu (qua đường ống này). Tuy nhiên, do thỏa thuận sẽ chỉ có hiệu lực từ tháng 3 nên khối lượng vận chuyển sẽ ít hơn". Ông cho biết khối lượng sẽ được xác định hàng tháng và thỏa thuận này cũng tương tự như các thỏa thuận đã ký trong những năm trước đó.

Đường ống dẫn dầu Baku-Novorossiysk dài 1.147km. Chiều dài ống trên lãnh thổ Azerbaijan là 231km và phần ở Nga là 916km. SOCAR đã vận chuyển 1,27 triệu tấn dầu qua đường ống Baku-Novorossiysk trong năm 2015.

Đường ống này đã bắt đầu hoạt động từ tháng 10/1996 với công suất cao nhất đạt 105.000 thùng/ngày.

Hiền Trang *(theo Trend News Agency)*

SÁNG KIẾN CẤP TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM NĂM 2015

Trong năm 2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đẩy mạnh phong trào thi đua lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất, góp phần tiết kiệm chi phí, nâng cao năng suất lao động và hiệu quả sản xuất kinh doanh. Chỉ tính riêng 6 đơn vị (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau) đã có 441 sáng kiến cấp cơ sở được áp dụng, làm lợi trên 1.707 tỷ đồng trong năm đầu tiên áp dụng. Trong đó có 55 sáng kiến có khả năng áp dụng nhân rộng trong toàn Tập đoàn. Trên cơ sở thẩm định, đề nghị của Hội đồng Sáng kiến, ngày 5/1/2016, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Quyết định số 062/QĐ-DKVN công nhận 11 sáng kiến cấp Tập đoàn năm 2015. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu danh sách 11 sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

TT	Tên sáng kiến	Mã số	Tác giả	Đơn vị
1	Phương pháp và quy trình phân chia dầu mỏ Sư Tử Nâu	5102-PVN	Ông Nguyễn Kim Đoàn	Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC)
			Ông Phạm Nguyễn Khánh Duy	Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC)
			Bà Trần Thị An	Công ty Liên doanh điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC)
			TS. Ngô Hữu Hải	Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
			ThS. Vũ Minh Đức	PVEP Algeria
			Ông Nguyễn Văn Quế	Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC)
			Ông Nguyễn Tất Hoàn	Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC)
2	Áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật để nâng cao hiệu quả sử dụng choòng chóp xoay ϕ114,1mm khi đang khoan tầng móng	5106-PVN	ThS. Nguyễn Thái Sơn	Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Lê Quang Nhạc	Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			ThS. Nguyễn Thành Trường	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Nguyễn Xuân Quang	Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Nguyễn Quốc Phong	Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			ThS. Tạ Ngọc Ánh	Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
3	Gia cố cột ống chống ϕ508mm cho các giếng khoan khai thác bằng hỗn hợp vữa xi măng pha sợi	5107-PVN	Ông Lê Quang Nhạc	Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Nguyễn Hữu Chinh	Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			ThS. Tạ Ngọc Ánh	Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Phạm Sỹ Hoàn	Phòng Công nghệ Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
4	Nghiên cứu sử dụng vật liệu phù hợp với bản chất dung môi amine DEA 20% cho thiết bị lọc F-1901 và F-1903 để tăng tuổi thọ sử dụng tại Phân xưởng tái sinh amine (ARU)	5204-PVN	ThS. Lê Quốc Việt	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Đặng Ngọc Đình Điệp	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Lê Trọng Khải	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			ThS. Phạm Ngọc Hà	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			ThS. Mạch Quang Tùng	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			ThS. Phạm Văn Chất	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
5	Cắt hơi Warm up các Turbine 30STP3001A, 30STP3002A	5305-PVN	Ông Phạm Quang Hiếu	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Lê Văn Minh	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Đặng Hoàng Phi Long	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Lê Hậu Khiết	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Lường Viết Trang	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			ThS. Nguyễn Trí Thiện	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)

TT	Tên sáng kiến	Mã số	Tác giả	Đơn vị
6	Giải pháp giảm nhiệt độ tường lò, giảm nhiệt độ khí thải và tiết kiệm nhiên liệu cho lò gia nhiệt H-1101 tại Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	5308-PVN	ThS. Đào Xuân Giỏi	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Nguyễn Nhanh	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Phan Minh Thành	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Bùi Tá Vũ	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			ThS. Nguyễn Mạnh Thịnh	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Nguyễn Minh Cảnh	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
7	Tối ưu hóa sử dụng khí nhiên liệu (Fuel gas) khi lượng khí nhiên liệu sinh ra từ các phân xưởng công nghệ tăng cao	5309-PVN	ThS. Nguyễn Ngọc Thanh	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			ThS. Trần Nguyên Hoài Thu	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Nguyễn Hữu Truyện	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Nguyễn Phi Hùng	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Đặng Ngọc Đình Điệp	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Nguyễn Thanh Dũng	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Đặng Thế Hưng	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
			Ông Mai Việt Thắng	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
8	Cắt hơi LP vào Dearator 10PK8004	5310-PVN	Ông Lường Viết Trang	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Lê Văn Minh	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Đặng Hoàng Phi Long	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Lê Hậu Khiết	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Phạm Quang Hiếu	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
			Ông Nguyễn Quang Sơn	Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
9	Cải tạo hệ thống vòi phun tạo hạt	5311-PVN	Ông Nguyễn Thanh Tùng	Ban Quản lý Vận hành Sản xuất Nhà máy Đạm Cà Mau, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			TS. Lê Mạnh Hùng	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
			TS. Nguyễn Văn Tư	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
			Ông Đinh Hoàng Long	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Ông Trần Đại Nghĩa	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Ông Tô Chí Công	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Ông Nguyễn Hoàng Chiều	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Bà Hoàng Thị Bích	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
10	Thiết kế, chế tạo hộp nối cáp điện ngầm cao thế 22KV/6,3KV	5402-PVN	ThS. Trịnh Hoàng Linh	Xí nghiệp Cơ điện, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			ThS. Trần Văn Vĩnh	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Đặng Trọng Phương	Phòng Thí nghiệm điện - Xí nghiệp Cơ điện, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
			Ông Nguyễn Hùng	Phòng Thiết kế công nghệ - Xí nghiệp Cơ điện, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
11	Cải tiến hệ thống điều khiển cho Turbine KT04431	5404-PVN	Ông Lê Ngọc Chính	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			TS. Lê Mạnh Hùng	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
			Ông Nguyễn Duy Hải	Ban Kỹ thuật Công nghệ Nhà máy Đạm Cà Mau, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			TS. Nguyễn Văn Tư	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
			Ông Phạm Thường	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Ông Đặng Quang Hùng	Ban Quản lý Bảo dưỡng - Nhà máy Đạm Cà Mau, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
			Ông Quách Kía	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)

Lê Thị Phượng *(giới thiệu)*

Nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm chuyên dụng áp dụng trong hủy giếng và treo giếng khoan trên cơ sở vật liệu sét biến tính và vật liệu kết dính vô cơ

Trong công nghiệp khai thác dầu khí, giếng khoan không còn sử dụng cần được hủy và một số giếng cần được treo (bảo quản) trong một khoảng thời gian nhất định trước khi thi công tiếp hoặc sử dụng lại. Một trong những công việc phải thực hiện khi hủy giếng là trám lấp lòng giếng. Thông thường, trong quá trình này, ngoài việc đổ cầu xi măng ở một số vị trí xung yếu dọc theo phần thân giếng chôn dưới mặt đất, thì phải lấp đầy phần còn lại của thân giếng bằng dung dịch hủy giếng. Ngoài ra, trong quá trình hủy giếng có thể dùng chất kết dính chuyên dụng để trám một khoảng thân giếng có chiều sâu lớn. Giếng cần hoặc phải dừng để đợi thi công tiếp, giếng đang khai thác cần chuyển mục đích… cần được bảo quản (được treo) cũng cần được lấp đầy bởi dung dịch treo giếng.

Thực tế cho thấy, trong nhiều trường hợp, hai loại dung dịch hủy giếng và dung dịch treo giếng có bản chất gần giống nhau. Sự khác nhau cơ bản giữa dung dịch hủy giếng và dung dịch treo giếng là dung dịch hủy giếng mang tính vĩnh viễn, còn dung dịch treo giếng phục vụ mang tính tạm thời trong một khoảng thời gian nào đó. Một số năm trước đây, để treo giếng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" thường dùng dung dịch khoan thông thường trên cơ sở vật liệu sét và polymer được bổ sung thêm chất diệt khuẩn để kéo dài thời gian phân hủy sinh học. Tuy nhiên, dung dịch khoan thông thường này còn chứa khá lớn lượng vật liệu hữu cơ, nên sau một thời gian, dung dịch bị mất cấu trúc, tách lớp sa lắng và gây ăn mòn ống chống.

Từ các năm 2009 - 2010, Vietsovpetro đã ứng dụng dung dịch muối $CaCl_2$ và dung dịch sét chứa polymer polyacrylamide để phục vụ cho công tác hủy giếng. Dung dịch muối $CaCl_2$, mặc dù được bổ sung chất ức chế ăn mòn, nhưng do chính chất chống ăn mòn cũng bị phân hủy theo thời gian, nên sau một thời gian quá trình ăn mòn lại phát triển với tốc độ cao. Ngoài ra, dung dịch muối $CaCl_2$ lại không cho phép tỷ trọng tăng vượt quá 1,39g/cm^3, mà trong thực tế tỷ trọng có thể

Hình ảnh mẫu dung dịch hủy giếng, treo giếng sau khi thử nghiệm ở nhiệt độ 140^{0}C. Ảnh: DMC

cao tới 1,8g/cm^3. Dung dịch sét chứa polymer polyacrylamide có khả năng gây đặc quánh (chuyển thành dạng paste) cũng đã được nghiên cứu để đưa vào sử dụng. Nhưng sau một thời gian lưu trong môi trường thiếu oxy, dung dịch sét chứa polymer polyacrylamide vẫn bị phân hủy sinh học tạo môi trường acid gây ăn mòn mạnh.

Từ thực tế sản xuất ở Vietsovpetro, để hủy các giếng có đoạn thân giếng nằm trong vùng vỉa có áp suất dị thường cao (các giếng nằm ở vòm Bắc mỏ Bạch Hổ), cần dùng loại dung dịch hủy giếng có tỷ trọng cao trên 1,7g/cm^3 và có thể cao tới 1,8g/cm^3 hoặc hơn nữa.

Để khắc phục tình trạng trên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC) thực hiện đề tài "Nghiên cứu chế tạo 2 hệ hóa phẩm chuyên dụng áp dụng trong hủy giếng và treo giếng khoan trên cơ sở vật liệu sét biến tính và vật liệu kết dính vô cơ". Mục tiêu của đề tài là chế tạo hệ hóa phẩm dùng vật liệu sét phục vụ pha chế dung dịch hủy giếng, treo giếng tỷ trọng thường và tỷ trọng cao (loại không cần chuyển hóa thành dạng paste và cần chuyển hóa thành dạng paste) và hệ hóa phẩm dùng vật liệu kết dính vô cơ, đồng thời đưa ra hướng dẫn pha chế, vận hành sử dụng hệ dung dịch hủy giếng, treo giếng này.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả DMC đã thiết lập được đơn pha chế hệ hóa phẩm treo giếng, hủy giếng loại không cần chuyển hóa thành dạng paste (sét bentonite, các phụ gia điều chỉnh độ pH, giảm độ thải nước và phụ gia tăng trọng) và loại cần chuyển hóa thành dạng paste (sét bentonite, các phụ gia điều chỉnh thời

gian, tốc độ chuyển hóa thành dạng paste và một số phụ gia chuyên dụng khác) đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật tạm thời của Vietsovpetro về dung dịch hủy giếng, treo giếng. Kết quả đánh giá cho thấy hệ hóa phẩm giữ được các tính chất ổn định trong một thời gian dài, hệ hoá phẩm được cấu thành từ các vật liệu có nguồn gốc vô cơ, an toàn với môi trường, có tính ăn mòn rất thấp, tỷ trọng của hệ hoá phẩm có thể đạt đến 1,8g/cm^3. Các kết quả nghiên cứu cũng đảm bảo tính khả thi trong việc pha chế, sử dụng hệ hóa phẩm này trong điều kiện thực tế.

Thí nghiệm đo độ thải nước. Ảnh: DMC

Nhóm tác giả cũng đã tiến hành nghiên cứu các đặc tính của các vật liệu được chọn làm nguyên liệu chế tạo hệ chất kết dính vô cơ là tro bay Phả Lại và xỉ lò cao Thái Nguyên và đưa ra kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của các cấu tử thành phần tới độ tách nước, tính chất dung dịch điển hình, tính chất cơ lý đá xi măng, tính giãn nở thể tích, độ thấm của đá xi măng thu được từ hệ vật liệu kết dính vô cơ. Nhóm tác giả đã chọn được thành phần hợp lý của hệ vật liệu vô cơ với các thông số cụ thể là: Tro bay/xỉ lò cao = 50/50; tro bay và xỉ lò cao: 85 - 90%; bentonite: 10 - 15%.

Bên cạnh đó, nhóm tác giả đã tiến hành biên soạn quy trình chế tạo và hướng dẫn công nghệ ứng dụng trong pha chế, sử dụng hệ dung dịch hủy giếng, treo giếng dùng vật liệu sét và vật liệu kết dính vô cơ.

Việc nghiên cứu, thiết lập được các hệ hóa phẩm hủy giếng, treo giếng mới đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật, đồng thời sử dụng các vật liệu có nguồn gốc vô cơ, an toàn với môi trường có ý nghĩa quan trọng trong việc bảo vệ tài nguyên và cấu trúc tự nhiên của lòng đất, ngăn ngừa những xáo trộn về trạng thái của môi trường biển khi tiến hành hoạt động bảo quản và hủy giếng khoan dầu khí đúng như quy định tại Quy chế bảo quản và hủy giếng khoan dầu khí của Việt Nam.

Lê Văn Công *(giới thiệu)*

Cán bộ DMC thí nghiệm đo thông số lưu biến của các dung dịch hủy giếng, treo giếng. Ảnh: DMC

DầuKhí

THƯ MỜI VIẾT BÀI

Tạp chí Dầu khí là Tạp chí khoa học của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Tập đoàn). Qua gần 45 năm xây dựng và phát triển, Tạp chí Dầu khí đã khẳng định vai trò của ấn phẩm cấp quốc gia đầu tiên của Ngành Dầu khí Việt Nam, nơi công bố, trao đổi các công trình nghiên cứu khoa học, công nghệ trong nước; giới thiệu các thông tin, tiến bộ khoa học công nghệ dầu khí trong nước và quốc tế.

Tạp chí Dầu khí được phát hành định kỳ hàng tháng bằng tiếng Việt (10 số/năm) và tiếng Anh (2 số/năm) trên phạm vi toàn quốc. Độc giả của Tạp chí Dầu khí là lãnh đạo Đảng, Nhà nước; các cơ quan quản lý, đơn vị nghiên cứu, đào tạo trong lĩnh vực dầu khí trong và ngoài nước; lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên; các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành, các nhà thầu dầu khí, các công ty liên doanh, các tổ chức quốc tế, các doanh nghiệp và nhà đầu tư nước ngoài…

Nội dung của Tạp chí Dầu khí bao trùm tất cả các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, cụ thể là:

- *Các định hướng phát triển của Tập đoàn;*
- *Các thành tựu nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ từ khâu đầu đến khâu cuối và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý;*
- *Các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh;*
- *Các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới phục vụ cho hoạt động của Tập đoàn;*
- *Các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn;*
- *Giới thiệu các sản phẩm và các dịch vụ của Tập đoàn.*

Song hành với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã trở thành diễn đàn khoa học, công nghệ - kỹ thuật của Ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng, đồng thời cũng là tiếng nói của các nhà khoa học, các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh dầu khí trong và ngoài nước.

Để Tạp chí Dầu khí đáp ứng nhu cầu thông tin của độc giả, Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được sự cộng tác nhiệt tình của các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành. Mỗi tác giả, mỗi bài viết sẽ thiết thực góp phần đáng kể vào sự nghiệp xây dựng ngành khoa học dầu khí hiện đại, là cầu nối giữa Ngành Dầu khí Việt Nam với đối tác, bạn bè quốc tế.

Trân trọng cảm ơn!

THỂ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ ấn phẩm nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- *Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).*
- *Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.*
- *Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.*
- *Từ khóa/keywords.*
- *Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).*
- *Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Năm xuất bản. Số xuất bản (tập). Từ trang… đến trang… (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.*

<u>Lưu ý:</u> Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp bài viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam
Số 167, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107
E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)