

Dầu Khí



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

■ SỐ 1 - 2015

ISSN-0866-854X

Xuân Ất Mùi

PETROVIETNAM

**NHIỆT HUYẾT, SÁNG TẠO,
CHUYÊN NGHIỆP, KỶ CƯƠNG**





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

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

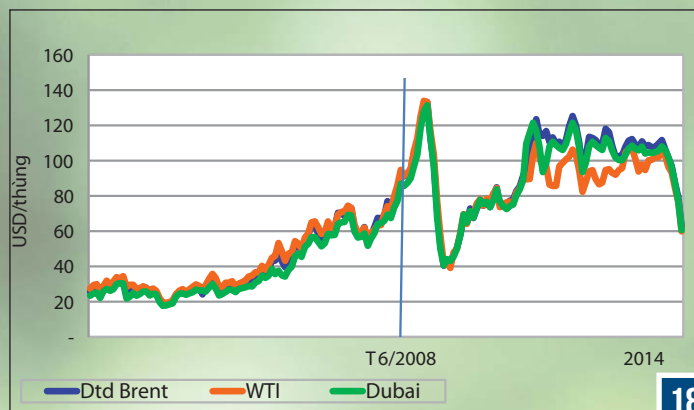
TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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: Cán bộ, kỹ sư trên giàn Đại Hùng tích cực hưởng ứng phong trào thi đua của Tập đoàn năm 2015 với chủ đề: Nhiệt huyết - Sáng tạo - Chuyên nghiệp - Kỷ cương. Ảnh: Hoàng Quang Hà

CONTENTS



18

FOCUS

- 6.** Strengthening the Party's leadership for successful implementation of the development strategy
- 9.** Deputy Prime Minister Hoang Trung Hai: We must stand ready and have measures
- 13.** Petrovietnam: Enthusiastic, creative, professional and disciplined
- 14.** Petrovietnam's landmarks in 2014
- 18.** Falling oil prices and impacts on socio-economic development

SCIENTIFIC RESEARCH

- 25.** Some technological solution to improve the effectiveness of slim hole drilling in Bach Ho fractured basement
- 32.** Applicability and potential of polymer injection as an EOR technique for Lower Miocene reservoir in Bach Ho field
- 38.** Evaluation of oil-based mud contamination in reservoir fluids and calculation of uncontaminated fluid
- 42.** Nickel recovery from spent catalyst for environmental catalyst preparation: The influence of pre-treatment conditions and Ni loading on removal of carbon monoxide over Ni/ γ - Al_2O_3 catalysts
- 52.** Study on extraction of microalgal biomass, pyrolysis of post-extraction biomass and analysis of post-extraction oil and bio-oil
- 59.** The falling oil price – Looking into history and projecting the coming period
- 68.** Effective solutions and lessons learnt from using Tender Assisted Drilling Rig (TAD) for drilling on deepwater fixed platform of Bien Dong 1 project

HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME

- 84.** The intellect of Vietnam's petroleum sector to advance steadily
- 86.** Vietsovpetro to focus on optimising production
- 88.** PVEP's production estimated at 5.86 million tons
- 90.** Safe operations in Hai Thach – Moc Tinh fields
- 92.** Dung Quat Refinery to develop more sustainably after upgrading and expansion
- 94.** PV GAS ensures the implementation progress of its major projects
- 96.** PV Power sets target to produce 19.3 billion kWh of electricity
- 98.** PV Drilling to develop sustainably
- 100.** PTSC to be ready for competition in the new context
- 102.** PVFCCo boosts production of chemicals and chemical products

Mừng xuân Ất Mùi

Năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đối diện với nhiều thách thức khi giá dầu thô lao dốc giảm sâu, điều kiện triển khai các dự án thăm dò khai thác dầu khí ngày càng khó khăn, Biển Đông diễn biến phức tạp... Tuy nhiên, bằng ý chí vượt khó, sự quyết tâm của Lãnh đạo và nỗ lực chung của tập thể những Người lao động Dầu khí, Tập đoàn đã hoàn thành toàn diện, về đích trước các chỉ tiêu kế hoạch đề ra. Trong đó, tổng doanh thu hợp nhất Tập đoàn đạt 370 nghìn tỷ đồng, vượt 4,8% kế hoạch năm; lợi nhuận sau thuế đạt 54,4 nghìn tỷ đồng, vượt 15% kế hoạch năm. Đặc biệt, việc tăng cường áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học và ứng dụng công nghệ mới đã nâng cao hiệu quả công tác thăm dò và khai thác dầu khí, đưa gia tăng trữ lượng dầu khí vượt 37,5% kế hoạch năm, đạt 47,45 triệu tấn dầu quy đổi và sản lượng khai thác vượt 7,4% kế hoạch năm, đạt 27,6 triệu tấn dầu quy đổi.

Năm 2014 cũng là năm Luật Khoa học và Công nghệ mới (Luật số 29/2013/QH13) chính thức có hiệu lực thi hành; cùng với các quy định về đầu tư và cơ chế tài chính đối với hoạt động khoa học và công nghệ đã khẳng định khoa học và công nghệ chính là nhân tố cốt lõi để nâng cao sức cạnh tranh và hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp ở cả thị trường trong nước, khu vực và quốc tế.

Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí trong năm qua đã không ngừng đổi mới về cả nội dung và hình thức, kịp thời truyền tải các tri thức dầu khí và công nghệ tiên tiến của thế giới, các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, phổ biến nhân rộng các sáng kiến có giá trị góp phần vào thành tích chung hoàn thành vượt mức kế hoạch của những Người lao động Dầu khí Việt Nam.

Năm 2015 có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, là năm bản lề quyết định việc hoàn thành các mục tiêu của Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015; đồng thời tạo tiền đề vững chắc để Tập đoàn phát triển mạnh mẽ trong giai đoạn mới. Khi thách thức và khó khăn vẫn còn ở phía trước, đặc biệt giá dầu vẫn đang duy trì ở mức thấp và diễn biến khó lường, nhưng với truyền thống đã tích lũy trong hơn nửa thế kỷ, chúng ta vững tin rằng tập thể những Người lao động Dầu khí Việt Nam sẽ đoàn kết, phát huy Nhiệt huyết, Sáng tạo, Chuyên nghiệp, Kỷ cương để hoàn thành toàn diện và vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2015.

Nhân dịp Xuân Ất Mùi, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, Tôi xin gửi đến quý bạn đọc lời chúc mừng năm mới sức khỏe, hạnh phúc và thành công!

Chúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam vững vàng vượt khó, thực hiện thành công kế hoạch năm 2015, tiếp tục giữ vững vị trí đầu tàu của nền kinh tế đất nước!

TỔNG BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc thường trực
Chủ tịch Hội đồng Khoa học và Công nghệ
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TS. Nguyễn Quốc Thập

Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Nguyễn Xuân Sơn:

Tăng cường sự lãnh đạo của Đảng

ĐỂ THỰC HIỆN THÀNH CÔNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN



Sau gần 5 năm thực hiện Nghị quyết Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ I (nhiệm kỳ 2010 - 2015), Tập đoàn đã phát huy truyền thống Anh hùng, đồng tâm hiệp lực, đổi mới quyết liệt, tăng tốc phát triển, giữ vững vị trí đầu tàu trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Nhân dịp Xuân Ất Mùi, đồng chí Nguyễn Xuân Sơn - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có cuộc trao đổi về công tác chuẩn bị Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn lần thứ II (nhiệm kỳ 2015 - 2020), trong đó nhấn mạnh sự lãnh đạo của Đảng có vai trò quan trọng đối với việc thực hiện Chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

PV: Sau 5 năm thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng các cấp, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước tiến vượt bậc, toàn diện và vững chắc. Xin đồng chí cho biết sự tăng trưởng của Tập đoàn trong giai đoạn vừa qua trong bối cảnh nền kinh tế trong nước và thế giới gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là sự sụt giảm mạnh của giá dầu trong thời gian vừa qua?

Đồng chí Nguyễn Xuân Sơn: Trong giai đoạn 2010 - 2014, Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đoàn kết, chủ động, sáng tạo trong lãnh đạo toàn Ngành vượt qua những thách thức, phát triển vượt bậc, toàn diện. Trong đó, phát triển kinh tế là nhiệm vụ trung tâm; xây dựng Đảng là nhiệm vụ then chốt; cải cách hành chính là nhiệm vụ thường xuyên quan trọng; chính sách nguồn nhân lực, khoa học - công nghệ, quản lý bộ máy là khâu đột phá; phát triển văn hóa là nền tảng tinh thần của Tập đoàn; gắn phát triển sản xuất kinh doanh với thực hiện công tác an sinh xã hội.

Tổng doanh thu toàn Tập đoàn trong 5 năm qua đạt 3.435,76 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước đạt 850 nghìn tỷ đồng. Công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí được triển khai tích cực cả ở trong và ngoài nước. Trong 5 năm qua, Tập đoàn đã ký nhiều hợp đồng dầu khí mới và nhiều thỏa thuận hợp tác quan trọng trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí với các công ty dầu khí quốc tế và công ty dầu khí quốc gia của các nước trên thế giới. Trong giai đoạn 2010 - 2014, có 26 phát hiện dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 211,91 triệu tấn dầu quy đổi. Tập đoàn đã đưa thêm 34 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác; tổng sản lượng khai thác dầu

khí đạt 128,47 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng dầu thô khai thác đạt 81,06 triệu tấn và sản lượng khí đạt 47,42 tỷ m³...

PV: Năm 2015 là năm diễn ra Đại hội Đảng các cấp tiến tới Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XII của Đảng và cũng là năm có nhiều sự kiện quan trọng của Ngành Dầu khí Việt Nam. Xin đồng chí cho biết, công tác chuẩn bị cho Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần II đang được triển khai như thế nào?

Đồng chí Nguyễn Xuân Sơn: Thực hiện Chỉ thị số 36-CT/TW ngày 30/5/2014 của Bộ Chính trị, các hướng dẫn của các Ban/Văn phòng Trung ương Đảng và Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương... Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã xây dựng Kế hoạch tổ chức Đại hội Đảng các cấp và Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn lần thứ II (nhiệm kỳ 2015 - 2020), tiến tới Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XII của Đảng.

Hiện công tác chuẩn bị và tổ chức đại hội các cấp trong toàn Đảng bộ Tập đoàn đang được triển khai tích cực. Trong đó, tiếp tục đổi mới theo hướng thiết thực, hiệu quả, phát huy dân chủ đi đôi với giữ vững nguyên tắc, kỷ luật, kỷ cương của Đảng, bảo đảm tăng cường đoàn kết, nâng cao năng lực lãnh đạo, sức chiến đấu của các cấp ủy, tổ chức đảng; coi trọng chất lượng, an toàn, tiết kiệm, không phô trương hình thức; phát huy trí tuệ, trách nhiệm của các cấp ủy, tổ chức đảng, lãnh đạo doanh nghiệp, đơn vị, các tổ chức đoàn thể chính trị - xã hội, của cán bộ, đảng viên và quần chúng, người lao động trong toàn Tập đoàn.

Các cấp ủy quán triệt tinh thần gắn với tổ chức Đại hội các cấp là phong trào thi đua phấn đấu hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ sản xuất kinh doanh năm 2015.

PV: Thực hiện chỉ đạo của Bộ Chính trị tại Thông báo số 148-TB/TW ngày 28/11/2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai xây dựng Dự thảo “Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”. Tập đoàn đã xác định mục tiêu và bước đi như thế nào trong chặng đường mới, thưa Chủ tịch HĐTV?

Đồng chí Nguyễn Xuân Sơn: Thực hiện Thông báo số 148-TB/TW ngày 28/11/2013 của Bộ Chính trị, ngày 18/11/2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trình Bộ Công Thương Dự thảo “Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”, xác định mục tiêu tổng quát là xây dựng và phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa

học công nghệ, có sức cạnh tranh cao ở trong nước và quốc tế, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc.

Dự thảo Chiến lược cũng nêu rõ mục tiêu cụ thể và định hướng triển khai đối với từng lĩnh vực cụ thể. Trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, Tập đoàn đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước; tích cực triển khai hoạt động tìm kiếm dự án dầu khí ở nước ngoài trên nguyên tắc hiệu quả và quản trị tốt rủi ro. Nghiên cứu và phát triển các dạng hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, hydrate khí), phần đầu sau năm 2025, có thể triển khai các phương án phát triển để phục vụ phát triển kinh tế đất nước. Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có, phát triển và đưa các mỏ đã phát hiện vào khai thác một cách hợp lý để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Khai thác nhanh các mỏ dầu khí hiện có ở nước ngoài để thu hồi vốn cho đầu tư các dự án mới.



Đồng chí Nguyễn Xuân Sơn - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với các cán bộ, kỹ sư PVEP trên giàn Đại Hùng 01. Ảnh: PVEP

Đồng thời, Tập đoàn phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu, từ: khai thác - thu gom - vận chuyển - xuất nhập khẩu - chế biến - tàng trữ - phân phối khí và sản phẩm khí. Phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí đạt quy mô trung bình trong khu vực Đông Nam Á, hiệu quả sử dụng vốn đạt mức cao trong khu vực; tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu/hóa chất để cân bằng tỷ trọng sản xuất hóa dầu/hóa chất với tỷ trọng sản xuất các sản phẩm lọc dầu. Vận hành ổn định, an toàn và hiệu quả các nhà máy điện góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; trên cơ sở phát triển đa dạng các loại

Bảng 1. Kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong giai đoạn 2010 - 2014

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Năm thực hiện					Kết quả thực hiện giai đoạn 2010 - 2014
			2010	2011	2012	2013	2014	
1	Gia tăng trữ lượng	Triệu tấn dầu quy đổi	43	37,20	48	35,6	48,11	211,91
2	Khai thác dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	24,41	23,91	26,09	26,46	27,6	128,47
	Dầu thô	Triệu tấn	15,01	15,21	16,74	16,71	17,39	81,06
	Khí	Tỷ m ³	9,4	8,7	9,36	9,75	10,21	47,42
3	Phát hiện dầu khí mới		7	3	2	5	9	26
4	Đưa mỏ/công trình mới vào khai thác		5	5	7	9	8	34
5	Tổng doanh thu	Nghìn tỷ đồng	478,4	675,3	773,7	762,86	745,5	3.435,76
6	Nộp ngân sách Nhà nước	Nghìn tỷ đồng	128,7	160,8	187	195,4	178,1	850



Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin chứng kiến Lễ ký thỏa thuận giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom. Ảnh: RIA Novosti

hình phát điện: nhiệt điện khí, nhiệt điện than, thủy điện và năng lượng tái tạo; ưu tiên sử dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu khí cho phát triển các nhà máy nhiệt điện.

Lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí đảm bảo chủ động thực hiện các hoạt động, các dự án đầu tư của Tập đoàn, trên cơ sở tập trung phát triển dịch vụ cho 5 lĩnh vực phát triển chính - chỉ phát triển dịch vụ các lĩnh vực khác khi điều kiện cho phép và hiệu quả. Công ty Mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam không trực tiếp thực hiện các dịch vụ dầu khí, chỉ tập trung phát triển lĩnh vực này ở các Công ty cấp II (công ty con) và cấp III (công ty cháu). Trong đó, khuyến khích các doanh nghiệp thuộc các thành phần kinh tế tham gia phát triển dịch vụ dầu khí để tăng khả năng cạnh tranh và tập trung vốn để tái đầu tư lĩnh vực cốt lõi của Tập đoàn.

Sau 40 năm phát triển, Tập đoàn rút ra bài học quan trọng nhất để Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển là: Tầm nhìn chiến lược, đường lối, chủ trương đúng của Đảng, chính sách phù hợp với điều kiện thực tế là yếu tố quyết định, là động lực để phát triển.

PV: Kết quả sản xuất kinh doanh năm 2015 sẽ quyết định sự thành công của Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ chèo lái con thuyền Dầu khí vượt qua khó khăn thách thức, để vươn ra biển lớn như thế nào, thưa Chủ tịch?

Đồng chí Nguyễn Xuân Sơn: Nói như Chủ tịch Hồ Chí Minh là “Đi bất biến, ứng vạn biến”, chúng tôi kiên trì thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, nhưng sách lược cần có sự thay đổi, điều chỉnh cho phù hợp. Chúng tôi đang tập trung tìm kiếm, trong bối cảnh khó khăn, thách thức sẽ xuất hiện các thời cơ, cơ hội tốt để phát triển, mua sắm/dự án chuẩn bị cho khai thác khi giá dầu tăng trở lại. Đây cũng là thời điểm tốt để chúng ta củng cố quan hệ chiến lược với các đối tác truyền thống, tin cậy.

Đồng thời tập trung triển khai hàng loạt các giải pháp cụ thể như thực hiện chính sách “thắt lưng buộc bụng”, cắt giảm tối đa các chi phí thuê ngoài, các nhiệm vụ chưa thật sự cấp bách, giảm giá thành sản phẩm sản xuất và dịch vụ; phát triển các sản phẩm trong chuỗi giá trị dầu khí có giá trị gia tăng cao để bù đắp từng phần cho sự chi phối từ sản phẩm dầu khai thác và các giải pháp đầu tư trong thăm dò, khai thác, đầu tư ra nước ngoài. Tóm lại toàn Tập đoàn cần nâng cao trình độ, quản trị doanh nghiệp, quản lý rủi ro, điều hành sản xuất kinh doanh nhạy bén, kịp thời, chính xác, hiệu quả.

PV: Xin trân trọng cảm ơn đồng chí!

Việt Hà (thực hiện)

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ HOÀNG TRUNG HẢI:

CHÚNG TA PHẢI SẴN SÀNG VÀ CÓ GIẢI PHÁP

Ngày 16/1/2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị tổng kết công tác năm 2014 và triển khai kế hoạch năm 2015. Với nỗ lực vượt qua thách thức, Petrovietnam hoàn thành toàn diện, về đích trước các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2014, đóng góp cho ngân sách Nhà nước vượt 37,6 nghìn tỷ đồng (tương đương 1,77 tỷ USD), góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách trong bối cảnh giá dầu suy giảm mạnh. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh: “Chúng ta phải ở tư thế sẵn sàng và có những giải pháp đảm bảo cho việc sản xuất, tìm kiếm, thăm dò, khai thác an toàn và hiệu quả trên vùng biển thuộc chủ quyền lãnh thổ và vùng đặc quyền kinh tế trên Biển Đông”.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải trao tặng Cờ thi đua của Chính phủ cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

Duy trì ổn định sản xuất

Năm 2014, giá dầu liên tục giảm mạnh đã ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh, làm giảm nguồn thu của Tập đoàn trong những tháng cuối năm 2014 và ảnh hưởng đến nguồn lực của Tập đoàn trong việc triển khai thực hiện kế hoạch năm 2015. Điều kiện triển

khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ngày càng phức tạp, chi phí cao hơn so với trước đây. Trạng thái khai thác ở một số mỏ có nhiều biểu hiện bất thường dẫn đến việc thực hiện kế hoạch năm 2014 gặp nhiều khó khăn. Các dự án trọng điểm của Tập đoàn có độ phức tạp cao về công nghệ và quy

mô đầu tư lớn nhưng nguồn lực của chủ đầu tư còn hạn chế...

Với truyền thống kiên cường, không khuất phục trước khó khăn thách thức của những người lao động Dầu khí Anh hùng, bằng ý chí quyết tâm, sự lao động cần cù sáng tạo, Tập đoàn đã hoàn thành toàn diện, về đích trước các chỉ tiêu sản

xuất kinh doanh... góp phần quan trọng cùng đất nước vượt qua khó khăn thách thức để đẩy mạnh tiến trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai tích cực ở trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt. Gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 48,11 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 27,6 triệu tấn dầu quy đổi. Trong đó, sản lượng khai thác dầu đạt 17,39 triệu tấn, vượt 7,3% kế hoạch năm (1,18 triệu tấn) so với chỉ tiêu Chính phủ giao đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước trong năm 2014 đạt 5,98%. Các đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ. Các nhà máy sản xuất điện, đạm, lọc hóa dầu được vận hành an toàn tuyệt đối. Trong đó, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp 16,69 tỷ kWh điện cho lưới điện Quốc gia, sản xuất 1,65 triệu tấn đạm; sản xuất 5,74 triệu tấn xăng dầu... Doanh thu từ dịch vụ dầu khí đạt trên 240,7 nghìn tỷ đồng, chiếm 32% tổng doanh thu toàn Tập đoàn.

Tổng doanh thu toàn Tập đoàn về đích trước 41 ngày, đạt 745,5 nghìn tỷ đồng, vượt 11,8% so với kế hoạch. Trong điều kiện thu nộp ngân sách Nhà nước năm 2014 gặp nhiều khó khăn do giá dầu giảm mạnh, toàn Tập đoàn đã nộp ngân sách Nhà nước vượt 37,6 nghìn tỷ đồng (tương đương 1,77 tỷ USD) so với kế hoạch đề ra, góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách.



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra chất lượng Dự án khối thượng tầng giàn công nghệ HRD. Ảnh: PTSC

Về chỉ tiêu tài chính hợp nhất Tập đoàn: Tổng doanh thu hợp nhất Tập đoàn về đích trước 36 ngày, đạt 370 nghìn tỷ đồng, vượt 4,8% kế hoạch năm; Tổng lợi nhuận sau thuế về đích trước 38 ngày, đạt 46 nghìn tỷ đồng (nếu tính cả phần lãi từ hoạt động của Vietsovpetro thì đạt 54,4 nghìn tỷ đồng), vượt 15% kế hoạch năm. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân (ROE) đạt 12,5%. Nếu tính cả phần lãi từ hoạt động của Vietsovpetro đạt 14,8%. Hệ số bảo toàn vốn đến thời điểm 31/12/2014 đạt 1,10 lần (Vốn chủ sở hữu tại thời điểm 31/12/2014 là 385,1 nghìn tỷ đồng/Vốn chủ sở hữu tại thời điểm 1/1/2014 là 351,2 nghìn tỷ đồng), tăng 33,9 nghìn tỷ đồng so với đầu kỳ (1/1/2014) - đảm bảo an toàn và phát triển vốn. Hệ số nợ/tổng tài sản thời điểm 31/12/2014 là 0,44 lần, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển của Tập đoàn.

Chủ động cân đối sản lượng khai thác tối ưu

Năm 2015 là năm cuối thực hiện các mục tiêu nhiệm vụ kế

hoạch 5 năm 2011 - 2015, năm thứ 10 thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến 2015 và định hướng đến 2025. Việc thực hiện kế hoạch năm 2015 có vai trò quyết định đến thắng lợi của Kế hoạch 5 năm, là tiền đề quan trọng để triển khai thực hiện Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020.

Về các chỉ tiêu kế hoạch sản lượng, Tập đoàn phấn đấu thực hiện vượt mức và về đích trước tất cả các chỉ tiêu kế hoạch được Chính phủ giao. Gia tăng trữ lượng 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác dầu khí 26,6 triệu tấn dầu quy đổi (16,8 triệu tấn dầu thô và 9,8 tỷ m³ khí), sản xuất trên 18,5 tỷ kWh điện, 1,525 triệu tấn đạm và 5,55 triệu tấn xăng dầu các loại. Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng các kịch bản ứng phó theo các phương án giá dầu 70, 65, 60, 50, 40USD/thùng.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh 10 giải pháp trọng tâm để thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2015. Xây dựng và chỉ đạo thực hiện Chương trình hành

CÁC ĐƠN VỊ HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC CÁC CHỈ TIÊU KẾ HOẠCH NĂM 2014:

- Các đơn vị sản xuất Vietsovpetro, PVEP, PV Power, BSR, PVFCCo, PVCFC đều hoàn thành vượt mức kế hoạch chỉ tiêu sản lượng sản xuất năm 2014.

- Các đơn vị đạt doanh thu hợp nhất vượt 10% kế hoạch năm: Vietsovpetro, PV GAS, BSR, PVFCCo, PV Drilling, PTSC, PVTrans, Petrosetco, DMC, PVcomBank, PVC, VPI và PVMTTC.

- Các đơn vị có mức tăng trưởng doanh thu trên 5,98% so với năm 2013 (lấy mức so sánh tối thiểu là bằng mức tăng GDP cả nước là 5,98%): PVGAS, PV Power, PV Drilling, PTSC, DMC, PVTrans, PVC, PVE, và PVcomBank.

- Các đơn vị đạt mức lợi nhuận hợp nhất sau thuế đạt trên 110% kế hoạch: Vietsovpetro, PVGAS, PV Power, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVDrilling, Petrosetco, PVTrans, DMC và PVcomBank.

- Các đơn vị có mức nộp ngân sách Nhà nước đạt trên 110% kế hoạch: Vietsovpetro, PVEP, PV GAS, PV Power, BSR, PVCFC, PV Drilling, PVTrans, PTSC, PV OIL, DMC, Petrosetco, PVC, DQS, PVcomBank và VPI.

động của Tập đoàn thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2015 của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2015 phù hợp với điều kiện thực tế của Tập đoàn và các đơn vị. Tập đoàn tăng cường công tác dự báo, bám sát diễn biến giá dầu năm 2015 để có các giải pháp kịp thời ứng phó với những biến động xấu nhất của thị trường, chủ động cân đối sản lượng khai thác tối ưu từng mỏ dầu, điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: Chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước của Chính phủ, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.

Đồng thời, Tập đoàn chú trọng giải pháp tài chính, cân đối dòng tiền linh hoạt, hiệu quả; tăng cường công tác quản trị rủi ro trong hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị, hạn chế ảnh hưởng tiêu cực của thị trường, tối đa hóa lợi nhuận; kiểm soát, chỉ đạo các đơn vị vận hành an toàn, ổn định các nhà máy, công trình dầu khí. Tăng cường công tác quảng bá, phát triển các thị trường tiêu thụ sản phẩm mới (xơ sợi, nhiên liệu sinh học).

Bên cạnh đó, Tập đoàn tập trung vốn cho các dự án đầu tư thuộc lĩnh

vực sản xuất, kinh doanh chính của Tập đoàn, các dự án hoàn thành trong năm 2015. Chỉ đạo các đơn vị thực hiện phân loại và sắp xếp thứ tự ưu tiên các dự án đầu tư, đảm bảo sử dụng hiệu quả vốn, đầu tư theo trọng điểm, không đầu tư các dự án không có khả năng thu xếp vốn, hiệu quả kinh tế - xã hội không cao và chưa cấp bách. Hoàn thành các quy chế; quy định về tài chính, quản lý vốn hiệu quả, linh hoạt. Tiếp tục cải cách hành chính, chỉ đạo quyết liệt thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí trong toàn Tập đoàn. Tập trung nghiên cứu ứng dụng thành tựu khoa học công nghệ, đầu tư công nghệ mới hiệu suất cao để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao giá trị gia tăng các sản phẩm trong chuỗi giá trị các sản phẩm dầu khí. Tiếp tục triển khai thực hiện công tác tái cơ cấu theo đề án/phương án đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt. Tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức, áp dụng mô hình quản lý tiên tiến theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả.

Đặc biệt, Tập đoàn chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với Bộ Quốc phòng, Bộ Ngoại giao và các Bộ/Ngành liên quan khác trong việc triển khai các hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư của Tập đoàn, đặc biệt là trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu

Bảng 1. Kế hoạch sản xuất kinh doanh của Tập đoàn năm 2015

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch 2015	
			Chính phủ giao	Tập đoàn phấn đấu
I	Gia tăng trữ lượng	Triệu tấn dầu quy đổi	35 - 40	35 - 40
II	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	26,60	≥ 26,60
1	Dầu thô	Triệu tấn	16,80	≥ 16,80
	Trong nước	Triệu tấn	14,74	≥ 14,74
	Nước ngoài	Triệu tấn	2,06	≥ 2,06
2	Khí	Tỷ m ³	9,80	9,98
III	Sản xuất sản phẩm khác			
1	Điện	Tỷ kWh	18,50	19,30
2	Đạm	Nghìn tấn	1.525	1.562
3	Xăng dầu khác loại	Nghìn tấn	5.550	5.666
IV	Kinh doanh các sản phẩm			
1	Xuất bán dầu	Triệu tấn	16,76	≥ 16,76
2	Khí khô	Tỷ m ³	9,41	9,77
V	Nhu cầu vốn đầu tư	Nghìn tỷ đồng	99,20	116,80



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

khí tại những khu vực nước sâu, góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Tăng cường công tác kiểm tra, giám sát mọi mặt hoạt động của Tập đoàn, chỉ đạo các đơn vị thành viên tự kiểm tra để kịp thời khắc phục các tồn tại nhằm thực hiện tốt các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra.

Bám sát diễn biến giá dầu

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nỗ lực, hoạt động có hiệu quả và đóng góp to lớn cho tăng trưởng kinh tế của đất nước, góp phần ổn định kinh tế vĩ mô. Trong đó, thành tích quan trọng của Tập đoàn là bảo đảm công tác sản xuất, bảo đảm nhiệm vụ tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong điều kiện có nhiều phức tạp ở Biển Đông. Tập đoàn đã phối hợp với các lực lượng chuyên trách, bảo đảm chủ quyền quốc gia trên biển. Việc khai thác 1,84 triệu tấn dầu từ nước ngoài năm 2014 cho thấy Chiến lược đầu tư ra nước ngoài của Tập đoàn là đúng hướng, đóng góp quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng của đất nước trong nhiều năm

tới. Mặc dù mới tham gia vào lĩnh vực công nghiệp điện, nhưng Tập đoàn đã có những đóng góp quan trọng, cùng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) “đi trước một bước”, sau nhiều năm lần đầu tiên Việt Nam tăng được công suất dự phòng.

Theo Phó Thủ tướng, Chính phủ đang giao cho các Bộ/Ngành cùng với Tập đoàn tính toán các giải pháp để cân đối tài chính. Tập đoàn cần phải phối hợp chặt chẽ với các bên để duy trì, ổn định sản xuất kinh doanh, thích ứng trước mọi vấn đề cấp bách khi giá dầu giảm. Tiếp tục đảm bảo, tăng cường an ninh, an toàn cho các công trình dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn. Sẵn sàng có những giải pháp đối phó với những đe dọa đến chủ quyền quốc gia trên biển. “Chúng ta phải ở tư thế sẵn sàng và có những giải pháp đảm bảo cho việc sản xuất, tìm kiếm, thăm dò, khai thác an toàn và hiệu quả trên vùng biển thuộc chủ quyền lãnh thổ và vùng đặc quyền kinh tế trên Biển Đông”.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải yêu cầu Tập đoàn tập trung

rà soát công tác đầu tư, cần phải mạnh mẽ hơn nữa trong việc tái cơ cấu đầu tư, tạo dựng nguồn vốn để phát triển. “Một số công trình có thể giãn, hoãn, tuy nhiên gia tăng trữ lượng dự phòng là mục tiêu sống còn cho an ninh năng lượng. Chính phủ yêu cầu Tập đoàn kiên quyết giữ vững mục tiêu quan trọng, đặc biệt trong tìm kiếm, thăm dò, khai thác. Cần xây dựng phương án, phối hợp với các Bộ/Ngành đề xuất với Thủ tướng Chính phủ tháo gỡ khó khăn”. Phó Thủ tướng chỉ đạo Tập đoàn đẩy mạnh công tác đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao; tập trung đánh giá đúng hiện trạng, đề xuất cơ chế/giải pháp, từ đó xây dựng Chiến lược phát triển mới một cách bền vững.

Tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn khẳng định: Lãnh đạo và tập thể người lao động Dầu khí nghiêm túc tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng, để xây dựng thành chương trình, kế hoạch hành động cụ thể trong quá trình thực hiện nhiệm vụ Chính phủ giao, nhằm không ngừng nâng cao vị thế, vai trò của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với kinh tế đất nước và hình ảnh của Tập đoàn trên trường quốc tế. Đây cũng là động lực để Tập đoàn vượt qua khó khăn, thách thức, giữ vững vị thế trong năm 2015 và các năm tiếp theo, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu suy giảm nhanh; xây dựng và thực hiện Chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; giữ vững vị trí là tập đoàn kinh tế hàng đầu và đóng góp xứng đáng cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Ngọc Linh

PETROVIETNAM:

NHIỆT HUYẾT, SÁNG TẠO, CHUYÊN NGHIỆP, KỶ CƯƠNG

Năm 2015 là năm cuối thực hiện các mục tiêu, nhiệm vụ Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, năm thứ 10 thực hiện “Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025”; là năm có nhiều hoạt động kỷ niệm lớn, quan trọng của đất nước và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Theo dự báo, trong năm 2015, tình hình kinh tế thế giới và trong nước sẽ còn gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là sự biến động khó dự báo về giá dầu là yếu tố tiềm ẩn ảnh hưởng đến sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Việc thực hiện kế hoạch năm 2015 có ý nghĩa và vai trò đặc biệt quyết định cho việc thực hiện thắng lợi Kế hoạch 5 năm 2011- 2015, góp phần quan trọng cùng cả nước vượt qua những khó khăn, thách thức để đẩy nhanh phát triển kinh tế đi đôi với việc giữ vững ổn định kinh tế vĩ mô, triển khai thực hiện mạnh mẽ tái cơ cấu nền kinh tế và đổi mới mô hình tăng trưởng, bảo đảm an sinh xã hội, phúc lợi xã hội và nâng cao đời sống nhân dân, là cơ sở tiền đề quan trọng để triển khai thực hiện Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020.

Với phương châm **“Quyết liệt hành động”**, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã phát động phong trào thi đua năm 2015 trong toàn Tập đoàn với chủ đề: **Nhiệt huyết - Sáng tạo - Chuyên nghiệp - Kỷ cương**. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kêu gọi toàn thể cán bộ công nhân viên, người lao động trong toàn Tập đoàn phát huy tinh thần đoàn kết, bản lĩnh, trí tuệ, sáng tạo, đồng lòng, dốc sức vượt qua khó khăn, thách thức để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2015, tạo đà vững chắc cho kế hoạch 5 năm tiếp theo, để ngọn lửa và tinh thần Dầu khí mãi tỏa sáng, vì sự lớn mạnh không ngừng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, vì Tổ quốc Việt Nam phồn vinh.

Một là, tập trung tối đa mọi nguồn lực thi đua hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2015.

Hai là, bám sát diễn biến giá dầu năm 2015, chủ động dự báo và kịp thời triển khai các giải pháp ứng phó với những biến động theo từng thời điểm trong năm 2015.



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh phát động phong trào thi đua năm 2015. Ảnh: PVN

Ba là, triển khai quyết liệt, đúng tiến độ các công trình, dự án đầu tư theo kế hoạch được phê duyệt; vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy, công trình dầu khí.

Bốn là, đẩy mạnh công tác tái cấu trúc theo Quyết định số 46/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ, xử lý quyết liệt những vấn đề còn tồn tại, quyết tâm hoàn thành cơ bản trong năm 2015 quá trình tái cơ cấu, phát triển Ngành Dầu khí trên 5 lĩnh vực chính trong đó tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi; hoàn thiện mô hình tổ chức, quản lý tại Tập đoàn và các đơn vị theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả.

Năm là, tiếp tục chăm lo cải thiện, nâng cao đời sống vật chất, tinh thần, điều kiện làm việc, thu nhập cho người lao động.

Sáu là, thi đua lao động sáng tạo, hợp lý hóa sản xuất, tiếp tục cải cách hành chính, thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí, thực hiện tốt công tác an sinh xã hội.

Bảy là, tổ chức tốt các đợt sinh hoạt chính trị, phong trào thi đua yêu nước sâu rộng gắn với công tác tổ chức tốt Đại hội Đảng các cấp, Đại hội Thi đua yêu nước và các hoạt động kỷ niệm lớn của đất nước, của Tập đoàn.

NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

Năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành toàn diện, về đích trước tất cả các chỉ tiêu kế hoạch được Chính phủ giao. Nhìn lại những điểm nhấn quan trọng trong năm 2014, đội ngũ “những người đi tìm lửa” đã chung sức đồng lòng và nỗ lực vượt khó để có được kết quả đáng tự hào. Tạp chí Dầu khí giới thiệu 10 dấu ấn nổi bật của Ngành Dầu khí Việt Nam năm 2014.

1

NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC VƯỢT 37,6 NGHÌN TỶ ĐỒNG



Kho nổi FPSO PTSC Lam Sơn. Ảnh: Nguyễn Lộc

Năm 2014, giá dầu giảm mạnh (trên 50% trong 6 tháng cuối năm) đã ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn. Tuy nhiên, với nỗ lực và quyết tâm vượt khó, toàn Tập đoàn đã đạt doanh thu 745,5 nghìn tỷ đồng, vượt 11,8% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước đạt 178,1 nghìn tỷ đồng, vượt 26,7% kế hoạch năm Chính phủ giao. Trong bối cảnh thu ngân sách Nhà nước gặp nhiều khó khăn, toàn Tập đoàn đóng góp cho ngân sách Nhà nước vượt 37,6 nghìn tỷ đồng (tương đương

với 1,77 tỷ USD) so với kế hoạch, đã góp phần quan trọng để Chính phủ cân đối ngân sách.

Năm 2014, Tập đoàn về đích trước nhiều chỉ tiêu sản xuất kinh doanh quan trọng: gia tăng trữ lượng dầu khí (về đích trước 2 tháng), khai thác dầu (về đích trước 22 ngày, vượt kế hoạch 1,18 triệu tấn), khai thác khí (về đích trước 23 ngày), sản xuất xăng dầu (về đích trước 2 tháng), sản xuất điện (về đích trước 15 ngày), sản xuất đạm (về đích trước 26 ngày)...

2

XÂY DỰNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN ĐẾN NĂM 2025 VÀ ĐỊNH HƯỚNG ĐẾN NĂM 2035



Trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN

Thực hiện Thông báo số 148-TB/TW ngày 28/11/2013 của Bộ Chính trị và chỉ đạo của Bộ Công Thương tại công văn số 956/BCT-TCNL ngày 30/12/2013, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung xây dựng “Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”.

Ngày 18/11/2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trình Bộ Công Thương dự thảo Chiến lược, xác định mục tiêu tổng

quát là xây dựng và phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao ở trong nước và quốc tế, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc. Dự thảo Chiến lược nêu rõ mục tiêu cụ thể và định hướng triển khai, giải pháp thực hiện đối với từng lĩnh vực sản xuất kinh doanh.

8-3

Đặt ky (Keel Laying) giàn khoan tự nâng PV Drilling VI

1-4

Khai thác thương mại và xuất bán dòng dầu đầu tiên tại Lô 67 (Peru)

18-5

Đưa mỏ Diamond vào khai thác

6-6

Đưa mỏ Thăng Long vào khai thác

7-7

Đưa mỏ Đông Đô vào khai thác

Dấu ấn năm 2014

3

ĐƯA 8 MỎ/CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ MỚI VÀO KHAI THÁC



Mỏ Thăng Long được đưa vào khai thác ngày 6/6/2014. Ảnh: PVEP

Năm 2014, Tập đoàn có 8 phát hiện dầu khí mới ở trong nước (Hàm Rồng Nam - 1X, Hàm Rồng Đông - 1X, Sao Vàng - 1X, Thần Nông - 1X, Rạng Đông - 19X, Bạch Hổ - 39 và Nam Thỏ Trắng - 5X, Cá Kiếm Đen - 1X) và 1 phát hiện dầu khí mới ở nước ngoài (Lô Marine XI-Conggo). Gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 48,11 triệu tấn dầu quy đổi, bằng 137,5% kế hoạch năm. Tập đoàn đã đưa 8 mỏ/công trình mới vào khai thác: Diamond (Lô 01 & 02), Thăng Long (Lô 01 & 02/97), Đông Đô (Lô 01 & 02/97), Dừa (Lô 12W), Sư Tử Nâu Nam, Sư Tử Vàng Tây Nam (Lô 15-1), BK-16 (Lô 09-1), Cendor pha II (Lô PM304 - Malaysia). Trong đó, một số mỏ được đưa vào khai thác sớm hơn so với kế hoạch đề ra như: Mỏ Sư Tử Nâu Nam (vượt tiến độ 47 ngày), mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam (vượt tiến độ 42 ngày)...

4

KÝ 6 HỢP ĐỒNG DẦU KHÍ MỚI

Năm 2014, Tập đoàn đẩy mạnh hợp tác quốc tế, mở rộng đầu tư ra nước ngoài, tăng cường triển khai công tác thu hút đầu tư nước ngoài vào tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước. Tập đoàn đã ký 6 hợp đồng dầu khí mới và 2 thỏa thuận: Hợp đồng Lô 115/09 (ngày 20/3/2014), Hợp đồng Lô 46/13 (ngày 12/6/2014), Hợp đồng Lô 122 (ngày 26/6/2014), Hợp đồng PSC Lô 146&147 (ngày 29/10/2014), Hợp đồng PSC Lô 116 (ngày 13/10/2014) và Hợp đồng PSC Lô 124 (ngày 13/10/2014); Thỏa thuận tại Lô MD 2 & MD 4 - Myanmar và Thỏa thuận với Murphy tại dự án Urca - vịnh Mexico, Hoa Kỳ. Đặc biệt, việc thành lập Công ty Đầu tư Dầu khí tại Hoa Kỳ (PVEP America) đặt nền móng quan trọng cho việc mở rộng hợp tác và triển khai các dự án tiềm năng tại khu vực Bắc Mỹ.

5

TRIỂN KHAI MẠNH CÔNG TÁC TÁI CƠ CẤU



PVCFC bán đấu giá thành công 128.951.300 cổ phần lần đầu ra công chúng. Ảnh: Thái Sơn

Ngày 1/4/2014, Ban Thường vụ Đảng ủy - HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành Nghị quyết liên tịch 872/NQLT-DKVN về một số nhiệm vụ và giải pháp đẩy mạnh công tác tái cơ cấu giai đoạn 2014 - 2015. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt phương án tái cấu trúc của các đơn vị; phê duyệt kế hoạch thực hiện phương án tái cấu trúc chi tiết từng tháng, quý của các đơn vị để chỉ đạo, kiểm tra,

giám sát các đơn vị thực hiện; tổ chức làm việc với các đơn vị thành viên để kịp thời tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc trong quá trình triển khai thực hiện phương án tái cấu trúc. Năm 2014, Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau đã hoàn thành công tác cổ phần hóa và bán đấu giá thành công 128.951.300 cổ phần lần đầu ra công chúng, thu về hơn 1.579 tỷ đồng.

10-7

Khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Dừa

30-7

Petrovietnam sản xuất 80 tỷ kWh điện

28-8

Đưa mỏ Cendor pha II (Lô PM304 - Malaysia) vào khai thác

14-9

Đưa mỏ Sư Tử Nâu Nam vào khai thác

19-9

Đưa mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam vào khai thác

6

ĐẦU TƯ NÂNG CẤP, MỞ RỘNG NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Tại cuộc họp Thường trực Chính phủ ngày 16/12/2014, Thủ tướng Chính phủ chấp thuận Dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì lập, đã được Bộ Công Thương và các Bộ/Ngành liên quan thẩm định. Ngày 24/12/2014, Ban quản lý Khu kinh tế Dung Quất đã trao giấy Chứng nhận đầu tư dự án này cho Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR). Theo đó, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ nâng công suất từ 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm, tương đương 192.000 thùng dầu/ngày. Tổng vốn cho dự án khoảng 1,82 tỷ USD với tỷ lệ 70% đi vay, 30% vốn góp. Năm 2014, BSR đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể định kỳ, đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành trở lại đạt 100% công suất vượt trước thời hạn 4 ngày so với kế hoạch.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: CTV

7

HẠ THỦY KHỐI THƯỢNG TẦNG GIÀN CÔNG NGHỆ HRD



Khối thượng tầng giàn công nghệ HRD. Ảnh: PTSC

Ngày 29/11/2014, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã hạ thủy thành công khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm HRD. Dự án có trọng lượng gần 10.000 tấn, giá trị hợp đồng trên 70 triệu USD, thời gian thi công kỷ lục - chỉ trong gần 17 tháng với 3,5 triệu giờ làm việc an toàn. Đây là hạng mục quan trọng nhất của Dự án xây dựng giàn xử lý công nghệ HRD thuộc Đề án phát triển mỏ Heera của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC). Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã trực tiếp tham gia đấu thầu, thắng thầu quốc tế và thực hiện thành công dự án đảm bảo chất lượng và tiến độ, đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật và công nghệ khắt khe theo tiêu chuẩn quốc tế.

20-9

Đưa công trình BK-16 vào khai thác

8-10

Petrovietnam khai thác tấn dầu thứ 330 triệu

24-10

Petrovietnam khai thác 100 tỷ m³ khí

25-10

Đặt ky (Keel Laying) giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05

10-11

Nghiệm thu cấp Nhà nước Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam"

8

NGÀY KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

Ngày 18/5/2014, tại Lễ công bố “Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam” với chủ đề “Khoa học và Công nghệ - động lực phát triển nhanh và bền vững”, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng khẳng định: Khoa học và công nghệ là đòn bẩy trong quá trình tái cơ cấu kinh tế, chuyển đổi mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và năng lực cạnh tranh của nền kinh tế.

Để khoa học công nghệ tiếp tục là động lực, là chỗ dựa vững chắc cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị lãnh đạo các đơn vị trích lập và sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học Công nghệ, đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ phục vụ trực tiếp cho hoạt động sản xuất kinh doanh.



Nghiên cứu, xác định khuyết tật mối hàn đường ống tại Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: CTV

9

ĐẶT KÝ GIÀN KHOAN TAM ĐẢO 05

Ngày 25/10/2014, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) đã đặt ký (Keel laying) cho giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Giàn được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Mỹ) với trọng lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu 120m (400ft) và có khả năng khoan sâu 9km. Dự án có giá trị trên 200 triệu USD và dự kiến sẽ được hoàn thành sau 32 tháng thi công, ngắn hơn 4 tháng so với thời gian chế tạo giàn khoan tự nâng đầu tiên Tam Đảo 03. Việc đầu tư thêm giàn khoan Tam Đảo 05 sẽ giúp Vietsovpetro chủ động hơn trong công tác khoan thăm dò, khai thác dầu khí và giảm chi phí thuê giàn khoan từ các nhà thầu nước ngoài. Dự kiến, PV Shipyard sẽ bàn giao giàn khoan Tam Đảo 05 cho Vietsovpetro vào tháng 8/2016.

10

ĐẨY MẠNH KINH DOANH XĂNG SINH HỌC E5

Năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (PV OIL) và Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) tích cực làm việc với Bộ Công Thương và một số địa phương để triển khai kinh doanh xăng E5 sớm hơn Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống theo Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg của Chính phủ. Kết quả đã triển khai phân phối xăng E5 thay thế hoàn toàn xăng Mogas 92 tại Quảng Ngãi (từ ngày 1/9/2014), tại Đà Nẵng (từ ngày 1/11/2014), tại Bà Rịa - Vũng Tàu và Quảng Nam (từ ngày 31/12/2014). Năm 2014, sản lượng tiêu thụ xăng E5 đạt 61.000m³, bằng 136% kế hoạch năm, tăng 77% so với năm 2013. Đến cuối năm 2014, PV OIL có 276 cửa hàng xăng dầu bán xăng E5 tại 52 tỉnh thành trên cả nước (tăng 99 cửa hàng so với năm 2013).



Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất. Ảnh: BSR-BF

21-11

Tổng kết Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa, đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích ở Việt Nam” thuộc chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA)

28-11

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất 30 triệu tấn xăng dầu

29-11

Hạ thủy và bàn giao khối thượng tầng giàn công nghệ HRD

12-12

Petrovietnam đã sản xuất 10 triệu tấn đạm

24-12

Ban quản lý Khu kinh tế Dung Quất trao giấy Chứng nhận đầu tư “Dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất” cho BSR

GIÁ DẦU GIẢM VÀ NHỮNG ẢNH HƯỞNG ĐẾN PHÁT TRIỂN KINH TẾ - XÃ HỘI

TSKH. Phùng Đình Thực
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Từ tháng 6/2014, giá dầu thế giới bắt đầu giảm và tiếp theo giảm nhanh, giảm sâu từ 110USD/thùng đến ngày 13/1/2015 giá dầu Brent đã giảm xuống 45,22USD/thùng. Giá dầu giảm đã và đang ảnh hưởng mạnh đến kinh tế các nước, đến sự phát triển của các công ty dầu khí trên toàn thế giới. Vậy đâu là nguyên nhân? Các tác động của giá dầu giảm sẽ ảnh hưởng đến kinh tế như thế nào, và dự báo diễn biến giá dầu tiếp theo là những câu hỏi lớn cần được nghiên cứu và tìm lời giải. Trong bài báo này, tác giả phân tích, đưa ra những nhận định, góp phần làm sáng tỏ và trả lời những câu hỏi trên.

Dầu khí là hàng hóa chiến lược, thậm chí đã từng là một vũ khí lợi hại. Lịch sử và quy luật giá dầu không cố định mà dao động liên tục, rất nhạy cảm, khó dự báo. Mọi biến động trên thế giới (sản xuất, kinh tế, tài chính - tiền tệ, an ninh - địa chính trị...) đều tác động đến giá dầu. Nhìn chung giá dầu phụ thuộc vào 3 yếu tố chính là: (i) Sự tương tác giữa cung và cầu trên thị trường; (ii) lợi ích của nhóm các quốc gia; (iii) các yếu tố chính trị. Ngoài ra, còn các yếu tố bất thường khác như chiến tranh, thiên tai. Vậy, đâu là nguyên nhân giá dầu sụt giảm lần này.

1. Nguyên nhân

Nguyên nhân giá dầu giảm lần này khác với các lần trước đây. Năm 1998, giá dầu giảm mạnh xuống 8 - 9USD/

thùng do ảnh hưởng từ khủng hoảng tài chính Thái Lan (cuối 1997) dẫn đến "Khủng hoảng tiền tệ châu Á". Năm 2002 - 2003, giá dầu giảm xuống 20USD/thùng do ảnh hưởng của khủng bố tại Mỹ (11/2001) và Mỹ tấn công Iraq. Tháng 6/2008, giá dầu giảm nhanh từ 130USD/thùng xuống 40USD/thùng do suy thoái kinh tế toàn cầu.

Giá dầu giảm lần này phức tạp hơn, tổng hợp từ 4 nguyên nhân.

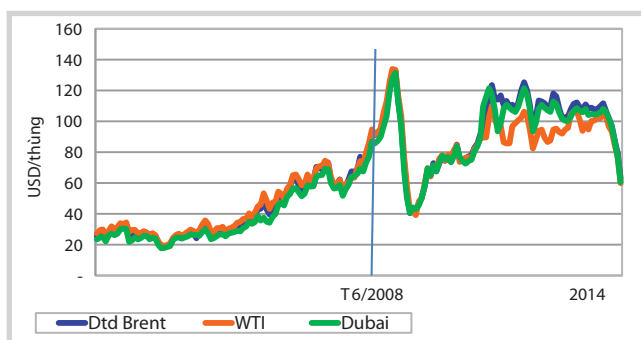
1.1. Nguyên nhân thứ nhất: Do cung vượt cầu

Về cung: Những năm gần đây, giá dầu tăng và liên tục duy trì ở mức cao, có thời kỳ đạt 130USD/thùng và chủ yếu xoay quanh mức 100USD/thùng đã kích thích các nước, các công ty sản xuất dầu gia tăng sản lượng. Thực tế, sản lượng dầu đã gia tăng từ nhiều hướng:

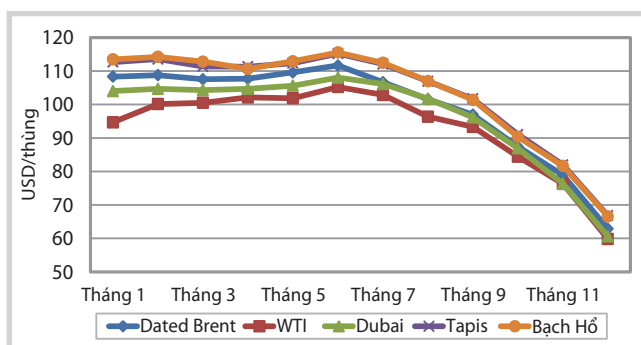
- Ra khu vực nước sâu, khu vực địa chất phức tạp mà khi giá dầu thấp không thể đầu tư;
- Khai thác dầu nặng;
- Đầu tư nghiên cứu áp dụng gia tăng hệ số thu hồi dầu;
- Các nước Trung Đông: Libya, Iraq khai thác gia tăng trở lại;
- Đặc biệt là nghiên cứu đầu tư, khai thác dầu đá phiến (shale oil, shale gas, tight oil). Sản xuất dầu từ đá phiến là bước đột phá mới, biến Mỹ từ nước nhập khẩu dầu thành nước không những không phải nhập khẩu mà còn có khả năng xuất khẩu dầu.

Sản lượng dầu

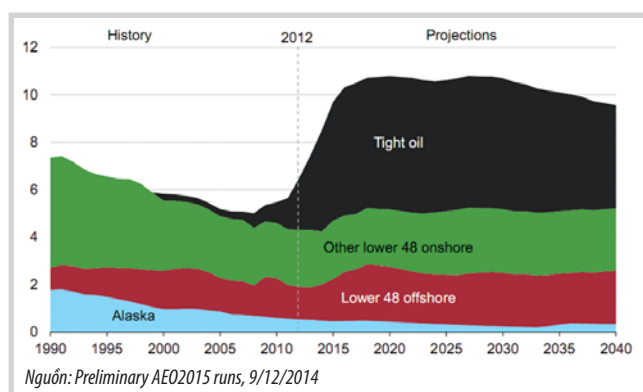
Với các hoạt động trên đã đưa mức sản xuất (cung) dầu thô thế giới lên 93,5 - 94 triệu thùng/ngày. Trong đó, Liên bang Nga khai thác kỷ lục gần 11 triệu thùng/ngày; Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) khai thác 30 triệu thùng/ngày (riêng Saudi Arabia khai thác 10 triệu thùng/



Hình 1. Diễn biến giá dầu từ năm 2000 - 2014



Hình 2. Diễn biến giá các loại dầu năm 2014



Hình 3. Sản lượng dầu

ngày); Mỹ gia tăng nhanh sản lượng đến mức 9 triệu thùng/ngày (trong đó 4,5 triệu thùng/ngày từ đá phiến).

Về cầu: Trong giai đoạn hiện nay, Cầu giảm do 3 yếu tố chính:

- Kinh tế thế giới phục hồi chậm (tiếp tục suy giảm tại châu Âu và chững lại ở Trung Quốc, Nhật Bản);
- Các nước đa dạng hóa các nguồn năng lượng (thủy điện, năng lượng mặt trời, gió, điện nhiệt, thủy triều và sóng...) để giảm phụ thuộc vào dầu khí nhập khẩu, bảo vệ môi trường và đã thay thế được một phần nhiên liệu hóa thạch;
- Các nước tìm các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả khi giá dầu cao nhiều năm qua, kể cả sản xuất ra các thiết bị máy móc tiêu thụ ít năng lượng hơn để nâng cao sức cạnh tranh. Riêng Liên minh châu Âu (EU) đã đặt ra mục tiêu đến năm 2020 giảm 20% mức tiêu thụ năng lượng.

Bối cảnh kinh tế như trên dẫn đến tiêu thụ (cầu) dầu thô chỉ ở mức xoay quanh 92 triệu thùng/ngày.

Như vậy, cung vượt cầu 1,5 - 2 triệu thùng/ngày là nguyên nhân số một khiến giá dầu sụt giảm.

1.2. Nguyên nhân thứ hai

Do các nước sản xuất dầu khí trong và ngoài OPEC tranh giành thị trường, thị phần, không bên nào cắt giảm sản lượng khiến giá dầu tiếp tục giảm. Các nước trong OPEC cho rằng khi cắt giảm sản lượng thì các nước khác không giảm sản lượng sẽ chiếm mất thị phần xuất khẩu.

1.3. Nguyên nhân thứ ba

Giá dầu thấp luôn tác động tiêu cực, thậm chí là làm hủy hoại công nghệ khai thác dầu đá phiến, khai thác dầu nặng, ảnh hưởng trực tiếp đến đầu tư vào khu vực nước sâu, Bắc Cực, các khu vực phức tạp khác. Phát triển công

nghệ dầu đá phiến luôn đòi hỏi công nghệ phức tạp, tiên tiến (khoan ngang, tiến hành rạn nứt thủy lực vỉa), đầu tư ban đầu lớn, bổ sung vốn liên tục, thời gian hoạt động mỗi giếng không dài (2 - 3 năm so với 10 - 20 năm đối với các giếng dầu truyền thống), cộng thêm chi phí bảo vệ môi trường nên giá thành cao, trung bình từ 70 - 85USD/thùng. Ngoài ra, một số giếng ở điều kiện tốt giá thành xuống 50USD/thùng, nhưng ở điều kiện khó hơn, có giếng giá thành trên 95USD/thùng.

Với kỳ vọng có thể hạn chế Mỹ (nước đang sản xuất lượng lớn dầu từ đá phiến) đi vào thị trường xuất khẩu; ngăn chặn Nga, Trung Quốc, châu Âu và các nước khác phát triển khai thác dầu khí đá phiến, các nước trong OPEC đã không cắt giảm sản lượng dầu nhằm bảo vệ vai trò số 1 và tiếp tục chi phối thị trường về cung cấp dầu thô thế giới.

1.4. Nguyên nhân thứ tư: Vai trò của Mỹ và các nước lớn

Mỹ biết rõ giá dầu thấp sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến sản xuất dầu đá phiến của Mỹ, tuy nhiên trong giai đoạn này giá dầu thấp phù hợp với chiến lược và quyền lợi của Mỹ. Trong lịch sử giá dầu tăng nhanh từ 20USD/thùng lên 130USD/thùng trong giai đoạn 2004 - 2008, từ 40USD/thùng lên 120USD/thùng và duy trì ở mức cao 100USD/thùng trong giai đoạn năm 2010 - 6/2014 đã tạo ra vị thế mới cho nước Nga, giúp Iran tồn tại trong cấm vận. Mỹ muốn cùng với các biện pháp trừng phạt, giá dầu thấp sẽ đẩy nhanh Nga rơi vào suy thoái, khủng hoảng, cũng như hạn chế nguồn tài chính của Iran đầu tư vào hạt nhân và giúp Syria.

Các nước lớn khác: châu Âu, Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc chủ yếu nhập dầu khí, được hưởng lợi lớn từ việc giá dầu thấp nên ủng hộ và mong chờ.

Như vậy có 4 nguyên nhân chủ yếu khiến giá dầu giảm. Trong đó, nguyên nhân số 1 hoàn toàn do yếu tố khách quan: Cung vượt cầu; nguyên nhân 2 và 3 do quyền lợi kinh tế của một nhóm các nước; nguyên nhân 4 do yếu tố chính trị.

2. Giá dầu giảm tác động tích cực và tiêu cực đến kinh tế thế giới, đến Việt Nam, đến Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam), đến các công ty dầu khí

2.1. Đối với kinh tế thế giới

Giá dầu giảm sẽ tác động chung đến kinh tế toàn thế giới, nhưng với các mức độ khác nhau đối với từng nước. Các nước tiêu thụ sẽ được hưởng lợi, các nước sản xuất - xuất khẩu dầu sẽ bị thiệt hại.

Về mặt tích cực:

- Các nước nhập khẩu dầu càng nhiều càng có lợi. Khi giá dầu thấp, các nước nhập khẩu thay vì chuyển hàng tỷ USD cho các nước sản xuất dầu thì được sử dụng để chi tiêu vào đầu tư phát triển nước họ. Ví dụ Trung Quốc hàng năm đang phải chi 210 tỷ USD để nhập khẩu dầu, khi giá dầu giảm xuống 50USD/thùng được lợi trên 100 tỷ USD để làm việc khác;

- Khi giá dầu thấp làm chi phí sản xuất giảm, sức cạnh tranh tăng lên, kích thích nền kinh tế phát triển và tạo việc làm mới, qua đó GDP tăng lên, thuế, ngân sách tăng lên; Theo tính toán của Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF), nếu giá dầu giảm 30% sẽ đem đến cho các nước nhập khẩu dầu tăng trưởng 0,8% GDP và toàn thế giới tăng 0,2% GDP;

- Khi giá dầu thấp đòi hỏi các nước có nguồn thu phụ thuộc chủ yếu vào xuất khẩu dầu khí phải cải cách, cơ cấu lại nền kinh tế để tạo ra các nguồn thu khác, xây dựng nền kinh tế mới phát triển bền vững.

Về mặt tiêu cực:

- Giá dầu thấp tác động tiêu cực đến phát triển công nghệ mới trong lĩnh vực dầu khí: Như công nghệ khai thác dầu đá phiến, công nghệ khai thác dầu nước sâu, Biển Bắc, công nghệ khai thác dầu nặng (khai thác các dạng dầu trên rất tốn kém, hầu hết không chịu nổi nếu giá dưới 70USD/thùng);

- Giá dầu thấp ảnh hưởng trực tiếp đến kinh tế, thu ngân sách của các nước sản xuất - xuất khẩu dầu đe dọa xảy ra suy thoái sâu, khủng hoảng của một số nền kinh tế. Trong điều kiện hội nhập toàn cầu, một nước suy thoái/ khủng hoảng hoặc một nhóm các nước yếu cũng tác động tiêu cực đến các nền kinh tế khác;

- Giá dầu thấp sẽ làm giảm sự khuyến khích đầu tư vào năng lượng tái tạo, năng lượng thay thế, điều đó làm chậm lại ứng dụng năng lượng tái tạo, có hại về bảo vệ môi trường;

- Giá dầu thấp làm giảm doanh thu của các công ty dầu lửa, dẫn đến giảm chi phí, giảm đầu tư, làm chậm quá trình phát triển dầu khí. Ví dụ để ứng phó với giá dầu giảm: Statoil, Shell, Chevron đã cắt giảm đầu tư tại khu vực Biển Bắc; Total dự kiến cắt giảm 29% chi phí thăm dò; Conoco Phillips cắt 20% đầu tư cơ bản toàn cầu; Petronas dừng dự án LNG tại Canada và khu vực British; ExxonMobil thực hiện giảm ngân sách đầu tư năm 2015 còn 37 tỷ USD so với mức 42,5 tỷ USD trong năm 2013. Việc cắt giảm đầu tư giai đoạn này, chắc chắn sẽ làm chậm lại quá trình phát triển trong tương lai.

2.2. Đối với Việt Nam

Việt Nam vừa là nước sản xuất - xuất khẩu dầu thô vừa là nước nhập khẩu dầu thô (20% cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất) và nhập các sản phẩm dầu, do vậy cũng bị các tác động đồng thời vừa tích cực, vừa tiêu cực.

Mặt tích cực:

- Người dân được hưởng lợi do sử dụng các sản phẩm dầu khí giá rẻ và giá hàng hóa, dịch vụ khác giảm. Ví dụ chỉ riêng với 35 triệu xe máy đang lưu hành, trung bình tiêu hao 2,5 lít xăng cho 100km thì tổng mức tiết kiệm được 700 tỷ đồng cho quãng đường 100km;

- Các doanh nghiệp, nhà máy, công ty sử dụng sản phẩm dầu - khí làm nhiên liệu đầu vào, đặc biệt là các công ty vận tải hàng không, đường bộ, đường biển, các nhà máy điện chạy bằng dầu, bằng khí... được hưởng lợi lớn: Giảm chi phí sản xuất, giảm giá thành, khuyến khích tiêu dùng, thúc đẩy phát triển sản xuất, làm ra nhiều sản phẩm, tăng sức cạnh tranh từ đó gia tăng lợi nhuận;

- Nhà nước sẽ tăng thu do sản xuất phát triển, các doanh nghiệp lãi cao hơn, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế lợi tức cao hơn. Tuy nhiên, nguồn thu đến chậm hơn và phụ thuộc trình độ quản lý, giám sát thị trường, thực hiện giải pháp chống thất thu, tránh các doanh nghiệp chỉ coi đây là cơ hội tăng lợi nhuận cho riêng mình.

Mặt tiêu cực: Đối với Nhà nước, giá dầu giảm làm giảm thu ngân sách Nhà nước. Theo tính toán:

- Nếu giá dầu giảm xuống 70USD/thùng, ngân sách Nhà nước sẽ giảm 43 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu giảm xuống 60USD/thùng, ngân sách Nhà nước sẽ giảm 55 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu giảm xuống 50USD/thùng, ngân sách Nhà nước sẽ giảm 66 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu giảm xuống 40USD/thùng, ngân sách Nhà nước sẽ giảm 79 nghìn tỷ đồng.

Có thể đánh giá chung, nếu so sánh về tỷ lệ, Việt Nam được hưởng lợi 55% và bị thiệt hại 45% từ ảnh hưởng của giá dầu giảm.

2.3. Ảnh hưởng đến Petrovietnam

Petrovietnam là Tập đoàn sản xuất - xuất khẩu dầu thô nên bị ảnh hưởng trực tiếp và chịu thiệt hại lớn khi giá dầu giảm. Giá dầu giảm ảnh hưởng tiêu cực đến tất cả chỉ tiêu kinh tế - tài chính quan trọng của Tập đoàn (Bảng 1). Theo tính toán:

- Nếu giá dầu 70USD/thùng: Tổng doanh thu toàn Tập đoàn sẽ giảm 156 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước giảm 43 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế hợp nhất giảm 12,3 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu 60USD/thùng: Tổng doanh thu toàn Tập đoàn sẽ giảm 203 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước giảm 55 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế hợp nhất giảm 16,4 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu 50USD/thùng: Tổng doanh thu toàn Tập đoàn giảm 245 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước giảm 66 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế hợp nhất giảm 20,3 nghìn tỷ đồng;

- Nếu giá dầu 40USD/thùng: Tổng doanh thu toàn Tập đoàn giảm 284 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước giảm 79 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế hợp nhất giảm 24,7 nghìn tỷ đồng.

Khi nguồn thu, lợi nhuận giảm Tập đoàn và các đơn vị thành viên sẽ phải điều chỉnh giảm chi phí, đầu tư. Đối với các đơn vị thăm dò khai thác dầu khí (Vietsovpetro, PVEP) khi đầu tư giảm sẽ ảnh hưởng lâu dài đến sản lượng dầu những năm sau. Ngoài ra, khi giá dầu giảm xuống đến 60USD, 50USD/thùng, lần lượt các công ty/các mỏ dầu có chi phí giá thành trên 60USD, trên 50USD/thùng sẽ không đủ bù chi phí, sẽ phải xem xét dừng đầu tư, dừng việc sản xuất, nếu không sẽ phải đi vay để duy trì sản xuất. Điều này đã diễn ra khi mỏ Đại Hùng trước đây và mỏ Sông Đốc gần đây. Hiện nay, Petrovietnam đang khai thác 17 dự án với giá thành dao động từ 26 - 85,5USD/thùng dầu; trung bình là 36,8USD/thùng. Trong đó 12 dự án với tổng sản lượng 5,4 triệu tấn/năm có giá thành trên 40USD/thùng; 7 dự án với tổng sản lượng 1,6 triệu tấn/năm có giá thành 50USD/thùng; 4 dự án với tổng sản lượng 0,5 triệu tấn/năm có giá thành trên 60USD/thùng.

Khi giá dầu giảm, đầu tư, việc làm sẽ giảm. Các đơn vị làm dịch vụ dầu khí: Khoan, địa chấn, khảo sát, chế tạo giàn, cung ứng vật tư - thiết bị, xây lắp vận chuyển bị ảnh hưởng lớn đến doanh thu - lợi nhuận và đời sống của cán bộ, công nhân viên khó khăn hơn.

Bảng 1. Ảnh hưởng của giá dầu đến các chỉ tiêu của Petrovietnam

Giá dầu	Các chỉ tiêu giảm (nghìn tỷ đồng)		
	Tổng doanh thu	Nộp ngân sách Nhà nước	Lợi nhuận sau thuế hợp nhất
70USD/thùng	156	43	12,3
60USD/thùng	203	55	16,4
50USD/thùng	245	66	20,3
40USD/thùng	284	79	24,7

Các công ty kinh doanh xăng dầu đều bị lỗ khi giá dầu giảm do hợp đồng đã ký và lượng hàng lưu trữ theo quy định đã nhập vào thời điểm giá cao, bán ra lúc giá thấp;

Giá dầu giảm ảnh hưởng ngay đến thị trường chứng khoán. Cổ phiếu các công ty dầu khí đồng loạt giảm mạnh. Trong vòng 3 tháng, giá cổ phiếu các tổng công ty như: PV GAS giảm từ 121.000 đồng xuống 85.000 đồng; PTSC giảm từ 45.000 đồng xuống 26.400 đồng; PVDrilling giảm từ 107.000 đồng xuống 61.000 đồng; PVTrans giảm từ 19.600 đồng xuống 13.700 đồng.

Đánh giá chung, nếu so sánh về tỷ lệ, Tập đoàn Dầu khí được lợi 5% và bị thiệt 95% từ ảnh hưởng của giá dầu giảm.

3. Giá dầu sẽ giảm đến bao nhiêu và bao giờ sẽ hồi phục?

Đây là câu hỏi rất khó. Cho đến nay đối với các tổ chức nghiên cứu, các chuyên gia dự báo rất khác nhau và thay đổi liên tục. Giá dầu giảm bao nhiêu và bao giờ hồi phục phụ thuộc vào thời gian giải quyết các nguyên nhân gây nên nó. Như đã nói ở trên, giá dầu phụ thuộc vào 4 nguyên nhân.

Trước hết giá dầu sẽ tăng lên khi cung - cầu cân bằng. Cung sẽ tăng lên khi sản xuất phát triển, nhu cầu nhiên liệu cao hơn, vấn đề này không thể giải quyết trong ngắn hạn. Để rõ bức tranh cung - cầu năm 2015, chúng ta cùng nhận định tình hình kinh tế, an ninh thế giới năm 2015.

- Kinh tế thế giới năm 2015 tiếp tục bị ảnh hưởng của 3 vấn đề lớn, đó là: Giá dầu thô giảm, USD tiếp tục tăng giá; trận chiến ngoại hối bên ngoài nước Mỹ vì nhiều nước vẫn bơm tiền kích thích kinh tế làm đồng tiền cũng sụt giá;

Nhìn chung, các nền kinh tế hiện tại vẫn đang ở xu thế trì trệ và xuất hiện sự suy thoái ở nhiều nước trên thế giới.

+ Khối liên minh châu Âu (EU) gồm 28 nước, trong đó khu vực đồng Euro chưa thoát khỏi suy thoái, nền kinh tế mạnh nhất khu vực là Đức bị suy giảm 0,2%;

+ Trung Quốc, nền kinh tế thứ hai thế giới phát triển chậm lại, dự kiến tăng trưởng dưới 7%/năm (thay vì 8, 9, 10% như trước đây);

+ Nhật Bản, nền kinh tế lớn thứ ba thế giới chưa ra khỏi suy thoái, dân số giảm, già, khiến tiêu thụ sụt giảm, kể cả xăng dầu.

- Tình hình an ninh địa chính trị trên thế giới 2015 tiếp tục biến động phức tạp:

- Khủng hoảng Ukraine chưa đến hồi kết thúc đưa quan hệ Nga - Ukraine, Nga - EU, Nga - Mỹ tiếp tục căng thẳng;

+ Hoạt động của nhóm Hồi giáo IS;

+ Bất ổn ở khu vực Liberia, Syria, Trung Đông;

+ Tranh chấp lãnh hải Trung Quốc - Nhật Bản (Biển Hoa Đông), vấn đề Biển Đông.

Tất cả những nhân tố trên đều ảnh hưởng đến kinh tế thế giới và giá dầu năm 2015.

Theo dự báo của Wood Mackenzie, tốc độ tăng trưởng kinh tế trên thế giới 2,7% năm 2015, 2,9% năm 2016. Tổng nhu cầu dầu thô năm 2015 khoảng 93,7 triệu thùng, trong khi cung vẫn tăng đạt tổng cung 94 - 95 triệu thùng

Trong ngắn hạn giá dầu chỉ tăng khi các nước sản xuất dầu giảm sản lượng. Tuy nhiên, trong Quý I hoặc trước tháng 6/2015 các nước OPEC sẽ không điều chỉnh sản lượng dầu như tuyên bố của Bộ trưởng Saudi Arabia, các Tiểu Vương quốc Ả rập Thống nhất (UAE).

Mỹ cũng chưa sẵn sàng ủng hộ tăng giá dầu khi đang căng thẳng với Nga về vấn đề Ukraine. Điều đó có nghĩa trong ngắn hạn cho đến khi OPEC chưa cắt giảm thì giá dầu chưa tăng nhanh lại được.

3.1. Dự báo giá dầu

- Theo đánh giá của Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (EIA), giá dầu Brent trung bình cả năm 2015 dự báo là 68USD/thùng, giảm 15USD/thùng so với dự báo 1 tháng trước đây;

- Wood Mackenzie dự báo giá dầu Brent Quý I/2015 là 50,7USD/thùng, trung bình cả năm 2015 là 58,1USD/thùng và năm 2016 là 71,2USD/thùng;

- Reuters (tập hợp từ 30 tổ chức, tài chính, ngân hàng thế giới) dự báo giá dầu Brent Quý I/2015 là 69,4USD/thùng, trung bình cả năm 2015 là 74USD/thùng và 2016 là 80,3USD/thùng;

- IHS (Tổ chức nghiên cứu, dự báo năng lượng toàn cầu IHS) dự báo giá dầu Brent trung bình cả năm 2015 là 66USD/thùng và 2016 là 75USD/thùng;

- Bank of America đã cho rằng giá dầu thô có thể tiếp tục giảm xuống đến mức 50USD/thùng, tuy nhiên cũng đưa ra dự báo giá trung bình năm 2015 sẽ tăng trở lại mức 80USD và thậm chí lên 90USD/thùng;

- City Group thì có nhận định giá dầu trong thời gian tới còn có thể xuống đến mức 40USD/thùng;

- Morgan Stanley rất đề phòng khi đưa ra dự báo giá dầu năm 2015 chỉ ở trên mức 40USD/thùng;

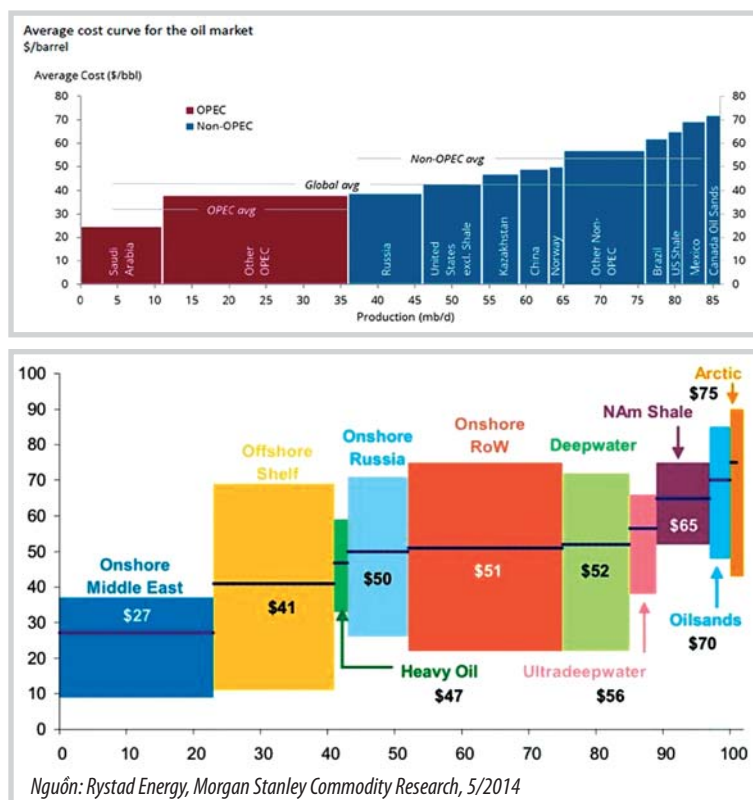
- Bloomberg dự báo giá dầu khoảng 78 - 83USD/thùng.

Chúng tôi dự báo giá dầu Brent khó giảm xuống dưới 40USD/thùng hoặc do "bàn tay"/"trò chơi" nào đó tác động giá dầu có thể giảm dưới 40USD/thùng nhưng cũng không thể kéo dài lâu. Vì sao?

Về lâu dài, nếu giá dầu càng xuống thấp thì tự nhiên nguồn cung từ mỏ có giá thành cao giảm dần. Giá thành sản xuất dầu thế giới dao động từ 20 - 80USD/thùng, hoặc thậm chí có mỏ có giai đoạn lên đến 100USD/thùng. Trung bình giá hòa vốn (Breakeven) trên thế giới là 40 - 50USD/thùng, trong đó 37 triệu thùng/ngày có giá hòa vốn trên 45USD/thùng, chỉ còn 54 triệu thùng/ngày có giá thấp hơn 45USD/thùng. Giá dầu không thể tụt dốc xuống đến mức chỉ còn khai thác 50% sản lượng đủ hòa vốn;

3.2. Bao giờ giá dầu hồi phục tăng trở lại và tăng đến bao nhiêu?

Giá dầu hiện nay đang thấp và có thể tiếp tục giảm do nhiều tác động, tuy nhiên không thể kéo dài lâu mà sẽ dần ổn định theo



Hình 4. Giá hòa vốn của các quốc gia/khu vực

quy luật tự nhiên, quy luật thị trường và với những lý do sau:

- Các nước sản xuất - xuất khẩu dầu chính trong OPEC, như: Saudi Arabia, UAE, Kuwait chưa muốn cắt giảm sản lượng ngay để đạt mục tiêu của họ, vì còn nguồn tài chính từ các quỹ rất lớn, tuy nhiên không thể kéo dài mãi để bù và duy trì tình trạng giá như hiện nay;

- Mỹ cũng muốn nhân dịp này đẩy Nga, Iran vào khủng hoảng nhưng cũng không thể đứng nhìn nguy cơ công nghiệp dầu khí đã phôi rớt vào phá sản. Các ngân hàng cung cấp tài chính cho các dự án dầu đá phiến bị ảnh hưởng lớn kéo theo thị trường chứng khoán lao dốc, tất cả nhà đầu tư thua thiệt. Thực tế, sau quyết định không cắt giảm sản lượng dầu của OPEC, tại thị trường chứng khoán Australia đã bốc hơi hơn 30 tỷ USD khi cổ phiếu các công ty năng lượng và khai thác sụt giảm. Trong 5 năm qua khi giá dầu cao, các ngân hàng và các tổ chức tài chính đầu tư vào các công ty khai thác dầu đá phiến, kết quả là hiện nay nợ của các công ty năng lượng chiếm khoảng 16% thị trường trái phiếu lãi suất cao trị giá 1.300 tỷ USD của Mỹ, trong một thập kỷ trước con số này là 4%;

- Giá dầu thấp, Trung Đông và các nước sản xuất dầu sẽ hạn chế nhập khẩu từ Mỹ, Trung Quốc, Nhật Bản và cuối cùng về lâu dài sẽ ảnh hưởng chung đến phát triển kinh tế thế giới.

Tất cả các yếu tố trên dẫn đến các nước hiện nay chưa sẵn sàng cắt giảm sản lượng, nhưng đang theo dõi chặt chẽ diễn biến thị trường để xử lý, tránh hiệu ứng domino.

Từ các phân tích trên, chúng tôi dự báo: Quý I giá dầu có thể xuống mức thấp nhất 40USD/thùng, Quý II dần dần chứng lại ở mức thấp để cuối 2015 tiến đến giá trị 60 - 70USD/thùng và trung bình cả năm 2015: 55 - 65USD/thùng là khả năng lớn.

Trong trung hạn 3 - 4 năm tới, giá dầu tăng dần mức 70 - 90USD/thùng. Tuy nhiên, khó có thể quay lại mức cao hơn 110USD/thùng, ngoại trừ những yếu tố bất thường: thiên tai, chiến tranh.

Về dài hạn sau năm 2018 giá dầu tiếp tục tăng trên 100USD/thùng, và đến năm 2025 lên đến 130USD/thùng. Vì nhìn tổng thể, dầu khí vẫn là nguồn năng lượng chưa thể thay thế hoàn toàn trong 30 năm tới và cung - cầu cân bằng.

3.3. Giải pháp để giảm tác động tiêu cực do giá dầu giảm

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang khẩn trương xây dựng một chương trình hành động để hạn chế tác động

xấu của giá dầu trong ngắn hạn và dài hạn. Chương trình bao gồm các giải pháp cụ thể cho từng lĩnh vực, phù hợp điều kiện, đặc điểm của từng đơn vị với những định hướng lớn cho năm 2015.

Trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí: Rà soát lại tất cả các mỏ và điều chỉnh sản lượng phù hợp trên cơ sở hiệu quả. Tuy nhiên, không phải tất cả các mỏ có giá thành cao đều dừng sản xuất. Việc quyết định dừng giếng/mỏ cần căn cứ các tính toán cụ thể, đầy đủ 2 phương án (dừng hoặc tiếp tục khai thác) để lựa chọn phương án tốt nhất, với nguyên tắc: bảo vệ tài nguyên đất nước, đảm bảo lợi ích Nhà nước có tính đến lợi ích của nhà đầu tư; chọn lọc có trọng điểm công tác thăm dò - thăm lượng, phát triển các mỏ mới để kịp đưa vào khai thác năm 2016, 2017 khi giá dầu phục hồi và tăng cao; tranh thủ cơ hội khi giá dịch vụ, giá giàn khoan nước sâu thấp, thuê giàn khoan triển khai công tác khoan thăm dò, thăm lượng phục vụ đánh giá tiềm năng dầu khí ở khu vực mới (việc này chắc chắn sẽ phải làm, tranh thủ giá dịch vụ thấp để triển khai sớm);

Xây dựng các giải pháp đầu tư - tài chính, bao gồm cả giải pháp huy động nguồn vốn để ứng phó với giá dầu thấp. Lập danh sách thứ tự ưu tiên các dự án đầu tư theo các kịch bản giá dầu khác nhau, trong đó tập trung vào các lĩnh vực kinh doanh chính, không đầu tư vào các dự án chưa thực sự cấp bách;

Đối với công tác dịch vụ trong giai đoạn khó khăn 2015, Tập đoàn kiến nghị Chính phủ và các cấp có thẩm quyền có chính sách hỗ trợ dịch vụ trong ngành, trong nước. Thời điểm hiện nay do giảm đầu tư, các công ty dịch vụ nước ngoài sẵn sàng vào Việt Nam bằng mọi giá. Tập đoàn hỗ trợ công việc, các đơn vị dịch vụ có trách nhiệm tìm giải pháp hạ giá thành hợp lý;

Toàn Tập đoàn thực hiện các giải pháp tiết kiệm chi phí toàn diện. Cắt giảm những vật tư - phụ tùng chưa cần thiết. Các đơn vị thực hiện sử dụng vật tư, phụ tùng chung cho cùng chủng loại; rà soát điều chỉnh các định mức kế hoạch, định mức tiêu hao vật tư, hao hụt nguyên nhiên liệu.

4. Nhận xét, kết luận

- Khác với các lần trước, giá dầu giảm lần này phức tạp hơn, tổng hợp tất cả các yếu tố chính: Cung - cầu; quyền lợi kinh tế một nhóm nước tranh giành thị phần; những ý đồ hạn chế phát triển dầu đá phiến và yếu tố địa chính trị.

- Giá dầu biến động giảm bất thường trong ngắn hạn. Tuy nhiên, trong dài hạn sẽ tự điều chỉnh, cân bằng theo đúng quy luật tự nhiên và quy luật thị trường.

- Giá dầu giảm tác động tích cực và tiêu cực đến phát triển kinh tế - xã hội toàn thế giới, tới tất cả các nước nhưng với mức độ khác nhau. Các nước nhập khẩu dầu được lợi, các nước xuất khẩu dầu bị thiệt.

- Việt Nam nhập dầu, các sản phẩm dầu nhiều hơn xuất khẩu nên nhìn tổng thể lợi nhiều hơn thiệt, tuy nhiên năm 2015 thu ngân sách Nhà nước từ dầu bị giảm.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là Tập đoàn sản xuất - xuất khẩu dầu thô nên bị thiệt lớn, giá dầu thấp ảnh hưởng trực tiếp, tiêu cực đến tất cả các chỉ tiêu sản xuất - tài chính và hoạt động của Tập đoàn trong năm 2015.

Giá dầu luôn diễn biến phức tạp, rất nhạy cảm, lần này lại xảy ra do nhiều yếu tố cùng tác động vì vậy càng khó dự báo chính xác. Điều này giải thích tại sao 3 tháng qua các tổ chức nghiên cứu, tư vấn đều điều chỉnh liên tục các dự báo sau mỗi giai đoạn. Vì vậy, cần tiếp tục theo dõi chặt chẽ diễn biến của các yếu tố trực tiếp ảnh hưởng đến giá dầu như tăng/giảm sản lượng, dỡ bỏ cấm vận, tăng trưởng kinh tế, an ninh toàn cầu. Trên cơ sở đó sau 3 tháng, sau 6 tháng cập nhật dự báo chính xác hơn cho mỗi giai đoạn để có giải pháp phù hợp, phục vụ hiệu quả công tác quản lý, điều hành, góp phần thực hiện thắng lợi nhiệm vụ 2015 và những năm tiếp theo.

Falling oil prices and impacts on socio-economic development

Phung Dinh Thuc

Vietnam Oil and Gas Group

Summary

World oil prices started their declining trend in June 2014 which continues with a faster pace with the price of Brent crude dropping from USD 110/barrel to USD 45.22/barrel on 13 January 2015. The fall in oil prices has strongly affected the economies of different countries as well as the development of oil and gas companies around the world. In this paper, the author analysed the causes of the falling trend of oil prices and its impacts on the economy, and forecast the developments of oil prices in the coming period.

Oil and gas are strategic commodities and could even serve as an effective weapon. Oil prices have never been stable in the history but frequently fluctuate and are very unpredictable. Any change in the world (whether in production and economy or in the financial-fiscal, security and geopolitical fields) can affect oil prices. In general, oil prices are dependent on 3 main factors: the relationship between demand and supply in the market; the interests of groups of nations; and political factors. In addition, there are other irregular factors such as war and natural disasters. So, what are the reasons for the decline in oil prices this time?

MỘT SỐ GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ NÂNG CAO HIỆU QUẢ THI CÔNG KHOAN ĐƯỜNG KÍNH NHỎ TRONG THÂN DẦU ĐÁ MÓNG NÚT NẸ MỎ BẠCH HỔ

ThS. Nguyễn Văn Khương¹, TSKH. Trần Xuân Đào²
KS. Nguyễn Thành Trường², TS. Nguyễn Thế Vinh³

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

³Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: khuongnv@pvn.vn

Tóm tắt

Kết quả nghiên cứu trạng thái động học bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ trong thân dầu đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ cho thấy hiệu suất làm việc của bộ dụng cụ khoan thấp, các thông số công nghệ và chế độ khoan chưa phù hợp với đối tượng đá móng granite nứt nẻ (độ cứng và độ mài mòn cao). Trạng thái động học của hệ thống khoan không ổn định và tính bền động học thường xuyên thay đổi hoặc hoàn toàn mất hẳn, khiến các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật làm việc của choòng khoan thấp, không kiểm soát được quỹ đạo thân giếng, thời gian khoan dài và chi phí khoan cao... Trên cơ sở đó, nhóm tác giả nghiên cứu, hoàn thiện bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ khi khoan trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ: xây dựng và áp dụng mô hình vận tốc cơ học khoan với các tham số thực nghiệm đặc thù của khu vực nghiên cứu, từ đó nâng cao hiệu suất làm việc của choòng trong đá móng, giảm độ mài mòn của choòng khoan, góp phần nâng cao hiệu quả công tác khoan đường kính nhỏ trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Choòng khoan, bộ dụng cụ khoan, thông số chế độ khoan, phá hủy đất đá, trạng thái động học.

1. Giới thiệu

Kết quả nghiên cứu về độ cứng của đá móng mỏ Bạch Hổ của Trường Đại học Dầu khí Quốc gia Nga Gubkin (RSUOG) và Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy độ cứng của đá móng mỏ Bạch Hổ có giá trị trung bình là $210 \times 10^5 \text{ Pa}$ đến $220 \times 10^5 \text{ Pa}$ (tương ứng với độ cứng từ V - VIII theo tiêu chuẩn GOST của Liên bang Nga). Đây là cơ sở để thiết kế bộ dụng cụ khoan, lựa chọn kiểu và loại choòng khoan với mật độ, chiều cao răng choòng khoan phù hợp với độ cứng của đá móng.

Một trong những nguyên nhân gây mất tính ổn định động học của hệ thống khoan là sự dao động của bộ dụng cụ khoan khi khoan trong đá móng nứt nẻ có độ cứng cao. Để ngăn ngừa ảnh hưởng của các dao động này cần phải tính toán, thiết kế bộ dụng cụ khoan bằng cách lắp vào bộ dụng cụ thiết bị giảm xóc trên choòng khoan, nhằm triệt tiêu dao động dọc trục.

Sau khi khoan trong móng, mức độ mòn của đường kính choòng khoan khá cao, do đó cần nghiên cứu và đánh giá nhằm tránh rủi ro trong quá trình khoan. Nhóm tác giả sử dụng mô hình toán học Lancaster để tính toán và đánh giá đúng bản chất, xác định chính xác độ mài mòn của đá móng, có nghĩa là xác định được độ chịu mòn của vật liệu chế tạo choòng khoan. Từ kết quả tính toán

cho phép định hướng trong việc lựa chọn choòng khoan sao cho tính chất của vật liệu chế tạo choòng khoan phải có độ chịu mòn cao hơn độ mài mòn của đá móng nứt nẻ ở một giá trị tối thiểu nào đó.

Bài báo giới thiệu hiệu quả công tác khoan qua việc lựa chọn loại choòng khoan phù hợp với các loại đất đá khoan; tính toán các thông số công nghệ, chế độ khoan hợp lý cho quá trình phá hủy đất đá của choòng khoan và các giải pháp nâng cao hiệu suất làm việc của choòng trong đá móng, giảm độ mài mòn của choòng khoan.

2. Thiết kế choòng khoan và xây dựng mô hình tính toán các thông số công nghệ

2.1. Nghiên cứu tính chất cơ lý của đá móng nứt nẻ

Từ kết quả nghiên cứu về độ cứng của đá móng mỏ Bạch Hổ [10], nhóm tác giả lựa chọn kiểu và loại choòng khoan với mật độ và chiều cao răng choòng khoan phù hợp với loại đá có độ cứng của móng.

Để đánh giá đúng bản chất và chính xác giá trị độ mài mòn của đá móng, nhóm tác giả sử dụng mô hình toán học Lancaster xác định độ chịu mòn của vật liệu chế tạo choòng khoan [2, 6, 7, 8]. Mô hình toán học Lancaster được biểu diễn bằng hệ phương trình sau:

$$\begin{cases} \dot{x} = -by \\ \dot{y} = -ax \end{cases}$$

Trong đó:

- Hệ thứ nhất: Đặc trưng cho tính chất cơ đá của đá móng kết tinh và được đặc trưng bởi độ cứng đá ($x = 302 \text{ kgf/mm}^2$ là giá trị cực đại) và độ bền chịu mòn của vật liệu chèo khoan là b .

- Hệ thứ hai: Đặc trưng cho vật liệu của chèo khoan, khi có tải trọng ($y = 13.000 \text{ kgf}$) và các thông số chế độ khoan khác sẽ phá hủy đất đá và độ mài mòn của đá (a).

Dấu âm (-) được lý giải là trong quá trình phá hủy đá, vật liệu chèo khoan bị hao mòn theo thời gian đối với hệ thứ nhất và đất đá cũng bị phá hủy bởi chèo khoan đối với hệ thứ hai.

Từ mô hình toán học Lancaster và số liệu khoan ghi nhận được, thực hiện tính toán so sánh theo mô hình Lancaster để lựa chọn độ bền (độ chịu mài mòn) của vật liệu chèo khoan. Ở đây $y-G/s$ (G : tải trọng, t_c : s : hệ số bề mặt chèo khoan). Đối với chèo khoan đường kính 0,1651m, $s = 51,61 \times 10^{-6} \text{ m}^2$.

$$\begin{cases} \dot{x} = -by \\ \dot{y} = -ax \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \frac{dx}{dt} = -by \\ \frac{dy}{dt} = -ax \end{cases}$$

Để giải hệ phương trình này, bằng cách chia hệ thứ nhất cho hệ thứ hai và giản ước ta được:

$$dx/dy = by/ax$$

$$ax^2 - by^2 = \text{const}$$

Do đó, tiến triển của hệ thống xảy ra dọc theo các đường hyperbol, còn các hyperbol bị chia ra bởi các đường thẳng.

$$\sqrt{a} \times 302 \times 10^6 = \sqrt{b} \times \frac{13.000 \times 10^6}{51,61}$$

$$b = 1,42a$$

Kết quả giải hệ phương trình trên cho phép định hướng trong việc lựa chọn chèo khoan. Theo đó, tính chất của vật liệu chế tạo chèo khoan phải có độ chịu mòn $> 1,42$ lần đá móng nứt nẻ.

2.2. Tính toán lựa chọn chèo khoan đường kính nhỏ cho đá móng nứt nẻ

Kết quả nghiên cứu và tính toán cho thấy một trong những nguyên nhân gây mất tính ổn định động học của hệ thống khoan là sự dao động của bộ dụng cụ khoan khi

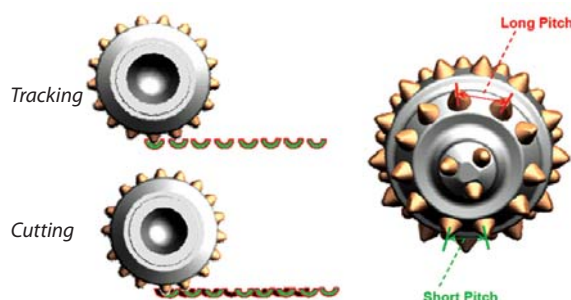
khoan trong đá móng nứt nẻ có độ cứng cao. Để ngăn ngừa ảnh hưởng của các dao động này, cần lắp vào bộ khoan cụ thiết bị giảm xóc trên chèo khoan nhằm triệt tiêu dao động dọc trục. Thiết bị giảm xóc được lắp đặt càng gần chèo khoan càng tốt và đảm bảo giá trị tải trọng dọc trục của chèo khoan lên đất đá khoan qua không bị dao động lớn. Cấu trúc đặc biệt của thiết bị giảm xóc loại trừ khả năng lệch tâm chèo khoan khỏi tâm giếng, giảm sút mẻ và phá vỡ răng chèo khoan, giảm độ mài mòn kim loại trong các ổ bi, tăng thời gian làm việc của chèo khoan, bộ cần khoan, giảm rung cần và tăng tốc độ cơ học [3, 4].

Để bảo đảm độ ổn định động học của quá trình khoan, cần lựa chọn loại và kiểu chèo khoan phù hợp với đất đá khoan qua. Để khoan vào tầng đá móng nứt nẻ của mỏ Bạch Hổ, các loại chèo khoan phải có khả năng chịu độ mài mòn cao, độ va đập lớn... Việc lựa chọn chèo khoan phù hợp và các thông số kỹ thuật, chế độ công nghệ cần phải được nghiên cứu, tính toán cẩn trọng, do ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả của công tác khoan. Hiệu quả làm việc của chèo khoan là một trong những yếu tố quyết định tới giá thành mét khoan [1].

Sau khi phân tích chi tiết nguyên nhân gây ra sự cố về chèo khoan (như mòn đường kính, mẻ răng, rơi chóp, hỏng chóp...), tính chất nứt nẻ, độ cứng, độ mài mòn của đá móng mỏ Bạch Hổ và các thông số kỹ thuật khoan, nhóm tác giả và các chuyên gia kỹ thuật của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã đề xuất hướng giải quyết trên cơ sở tăng độ bền của chèo khoan bằng cách giảm



Hình 1. Chèo khoan IADC code 627 và IADC code 647



Hình 2. Bố trí lại răng chèo khoan



Hình 3. Phủ phần hợp kim bên hông của chèo khoan

xung lực và đập của chèo khoan bằng các giải pháp công nghệ - kỹ thuật sau:

- Chuyển IADC code từ 627 thành IADC code 647. Chèo với IADC code 647 áp dụng cho đất đá cứng hơn và giảm xung lực và đập lên chèo khoan nhờ kích thước và mật độ của răng chèo.
- Tăng số lượng răng trên cùng tiết diện (148 cái/11 hàng) để tăng sức chịu đựng của răng chèo khoan.
- Bố trí răng chèo khoan để chống nhai lại (Hình 2).
- Phủ phần hợp kim bên hông của chèo khoan thay cho việc cắm các hạt kim cương để giảm thiểu việc mòn đường kính chèo khoan (Hình 3).

2.3. Xây dựng mô hình tính toán thông số công nghệ, chế độ khoan tối ưu

Các thông số công nghệ, chế độ khoan như: tải trọng lên chèo (G), vận tốc quay (n), lưu lượng bơm rửa (Q), thời gian làm việc của chèo khoan ở đáy giếng hay khoảng khoan (h) của chèo khoan... có thể điều chỉnh theo quy trình khoan. Trong thiết kế xây dựng giếng khoan được sử dụng các kết quả của thực nghiệm, kết quả phân nhóm theo khoảng chiều sâu, theo địa tầng tương đá, loại chèo khoan và phương pháp khoan... Tuy nhiên, cách tiếp cận bằng phương pháp thực nghiệm không thể giải quyết được đầy đủ do phải thực hiện nhiều phương án khác nhau đối với các tham số điều khiển và cố định, cũng như phải thay đổi các điều kiện ngoại biên một cách tích cực trong các thực nghiệm khảo sát ở các giếng chuẩn và giếng thông số [5, 6, 9, 11].

Cách tiếp cận thứ hai phụ thuộc vào số liệu thu thập và xử lý dữ liệu thông tin ban đầu (trên cơ sở báo cáo khoan hàng ngày của đốc công khoan và dữ liệu từng hiệp khoan theo điều kiện kỹ thuật công nghệ). Từ dữ liệu tổng thể có thể phân nhóm dữ liệu cho từng loại chèo khoan, từng

loại đất đá tương ứng, chiều sâu khoan... Các số liệu này sẽ được xử lý, tính toán thông qua các hàm và các tiêu chuẩn tối ưu để xác định các giá trị G, n, Q, T và xây dựng các định mức tiêu hao chèo khoan, khả năng khoan của chèo.

Việc sử dụng cách tiếp cận thứ hai đòi hỏi phải thu thập thông tin theo cùng một điều kiện ngoại biên từ rất nhiều số liệu khảo sát và sử dụng phương pháp thống kê để loại bỏ các số liệu không bình thường hay sai sót trên cơ sở các tiêu chuẩn thống kê để kiểm tra sự đồng nhất của số liệu đã lựa chọn, đánh giá chính xác các tính toán thông số công nghệ chế độ khoan [11]. Khi phân tích và xử lý khối lượng lớn thông tin sẽ rất phức tạp và mất nhiều thời gian nếu không sử dụng các phương tiện hiện đại.

Thông qua các tiêu chuẩn tối ưu trong toán thống kê, kết hợp với các phần mềm máy tính chuyên dụng có thể nhanh chóng thiết kế được các thông số công nghệ, chế độ khoan tối ưu cho các khoảng khoan và từng loại chèo khoan khác nhau. Kết quả này sẽ là số liệu chính cho công đoạn thiết kế giếng khoan.

Sử dụng cách tiếp cận thứ ba cần phải xây dựng mô hình toán học của quy trình và quan điểm phân tích các tiêu chuẩn tối ưu. Lúc này, việc lựa chọn chèo khoan cũng như các thông số công nghệ, chế độ khoan được tiến hành bằng cách tối ưu hóa hệ phương trình mô hình khoan gồm: phương trình vận tốc cơ học, phương trình mòn răng, phương trình mòn ổ bi và phương trình giá thành mét khoan:

$$\begin{cases} dh/dt = f_1(G, N, Q, \theta, W) \\ dW/dt = f_2(G, N, Q, \theta, W) \\ dD_o/dt = f_3(G, N, Q, \theta, D_o) \\ C = f_4(C_B, C_{DR}, t, t_{tr}, h) \end{cases}$$

Trong đó:

h : Số mét khoan;

t : Thời gian khoan;

G : Tải trọng lên chèo khoan;

N : Tốc độ quay của cần khoan;

Q : Lưu lượng bơm;

θ : Yếu tố ảnh hưởng của đất đá, chủng loại chèo khoan; tính chất dung dịch, đặc tính của bộ khoan cụ đáy...;

W : Độ mòn chèo khoan;

D_o : Độ mòn ổ bi;

C : Giá thành mét khoan;

C_B : Giá thành chèo khoan;

C_{DR} : Chi phí cho giàn khoan (máy móc thiết bị, nhân công, dịch vụ...);

t_{tr} : Thời gian phụ trợ (kéo thả, bơm rửa, tiếp cần, khoan doa...).

Trong hệ phương trình trên, phương trình vận tốc cơ học rất được quan tâm do tầm quan trọng và tính phức tạp. Mô hình vận tốc cơ học phải thể hiện được ảnh hưởng của các yếu tố công nghệ (tải trọng, tốc độ quay, lưu lượng bơm...) cũng như các tính chất cơ lý của đất đá (độ cứng, độ mài mòn, độ dẻo...) lên quá trình phá hủy đất đá của chèo khoan.

Với số liệu về loại chèo khoan, các chế độ công nghệ, số liệu mud log và số liệu logging đã thu thập được tại tầng móng mỏ Bạch Hổ, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp phân tích - thống kê để xây dựng mô hình [11].

Thực tế có nhiều mô hình tính toán vận tốc cơ học khoan đã được xây dựng, nhưng lại bỏ qua sự ảnh hưởng của đại lượng lưu lượng bơm. Đây cũng chính là một trong những vấn đề mới mà nhóm tác giả muốn đề cập tới.

Giả sử ta có mô hình toán học sau biểu diễn vận tốc cơ học khoan:

$$V = a \times G^2 + b \times Q^2 + c \times N^2 + d \times G \times Q \times N + k \quad (1)$$

Trong đó:

V : Vận tốc cơ học khoan (m/s);

G : Tải trọng lên chèo khoan (kg);

Q : Lưu lượng bơm (m³/s);

N : Tốc độ quay (vòng/giây).

Phương trình dạng $f(x) = ax^2 + bx + c$ sẽ cho các giá trị $f(x)$ biến thiên theo dạng parabol. Do đó khi xây dựng vận tốc cơ học khoan theo dạng phương trình bậc hai giá trị vận tốc cơ học khoan sẽ tăng dần và đạt giá trị cực đại tại một giá trị tải trọng, vận tốc, lưu lượng bơm nào đó rồi giảm xuống.

Xác định các hệ số thực nghiệm bằng cách thiết lập hệ phương trình:

$$\text{Đặt: } X_1 = G^2, X_2 = Q^2, X_3 = N^2, X_4 = G \times Q \times N, Y = V$$

Thiết lập hệ phương trình:

$$\begin{cases} aX_1 + bX_2 + cX_3 + dX_4 + k = Y \\ aX_1^2 + bX_1X_2 + cX_1X_3 + dX_1X_4 + kX_1 = YX_1 \\ aX_1X_2 + bX_2^2 + cX_2X_3 + dX_2X_4 + kX_2 = YX_2 \\ aX_1X_3 + bX_2X_3 + cX_3^2 + dX_3X_4 + kX_3 = YX_3 \\ aX_1X_4 + bX_2X_4 + cX_3X_4 + dX_4^2 + kX_4 = YX_4 \end{cases}$$

Giải hệ phương trình trên với $n = 980$ nhóm số liệu thực nghiệm ta được kết quả như sau:

$$\begin{aligned} a &= 9,148 \times 10^{-12}; b = 4,934; c = 1,662 \times 10^{-3}; \\ d &= -1,74 \times 10^{-5}; k = 2,83 \times 10^{-4} \end{aligned}$$

Thay các kết quả hệ số trên vào phương trình (1) ta được:

$$V = 9,148 \times 10^{-12} G^2 + 4,934 Q^2 + 1,662 \times 10^{-3} N^2 - 1,74 \times 10^{-5} GQN + 2,83 \times 10^{-4} \quad (2)$$

Sau khi có được phương trình tính vận tốc cơ học khoan, tập hợp số liệu gồm 835 nhóm số liệu về chế độ khoan được sử dụng để tính hệ số tương quan (R).

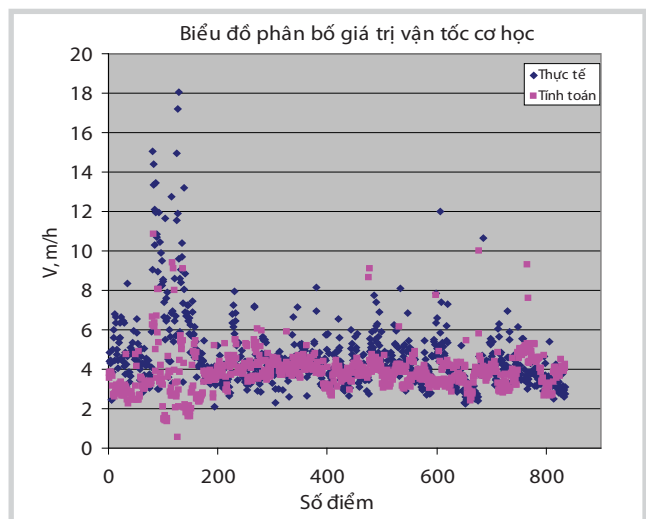
Hệ số tương quan (R) được tính theo công thức:

$$R = \sqrt{q} \times 100 (\%)$$

$$q = \frac{\sum_{i=1}^n (V_{pi} - \bar{V})^2}{\sum_{i=1}^n (V_{pi} - \bar{V})^2 + \sum_{i=1}^n (V_{pi} - V_i)^2} \quad (3)$$

Suy ra $R = 86,7\%$

Với mô hình vận tốc cơ học mới này, hệ số tương quan của số liệu vận tốc cơ học tính toán và số liệu vận tốc cơ học thực tế cao hơn so với hệ số tương quan của hai mô hình đã xem xét ở trên. Giá trị hệ số tương quan này cũng cao hơn nhiều so với giá trị kỳ vọng (64%, theo tiêu chuẩn của tác giả đưa ra công thức). Từ biểu đồ phân bố giá trị vận tốc cơ học (Hình 4) cho thấy giá trị vận tốc tính toán theo mô hình phân bố rất sát với các giá trị vận tốc khoan thực tế. Độ biến dị của các giá trị vận tốc tính toán tăng đáng kể, chứng tỏ mô hình có độ tin cậy cao. Đây cũng chính là cơ sở để khẳng định mô hình tính toán theo dạng hàm số bậc hai đã đáp ứng được các yêu cầu



Nguồn: Vietsovpetro

Hình 4. Kết quả so sánh giữa vận tốc cơ học khoan tính toán và thực tế đối với chèo khoan đường kính 165,1mm khoan trong móng mỏ Bạch Hổ

để ra khi xây dựng vận tốc cơ học trong tầng đá móng mỏ Bạch Hổ.

Giá trị vận tốc cơ học khoan biến thiên đúng với ý nghĩa vật lý của các đại lượng chế độ cơ học khoan. Tuy nhiên, vẫn xảy ra hiện tượng vận tốc cơ học giảm khi tăng tải trọng sau đó vận tốc cơ học mới tăng lên cùng chiều với tải trọng (do tính chất đặc trưng khi khoan trong tầng đá móng nứt nẻ nhiều hang hốc). Điều này được chứng minh bằng số liệu đo sonic, đường biểu diễn giá trị sonic có xu hướng đi khá giống với đường biểu diễn giá trị vận tốc cơ học khoan. Giá trị đo sonic thể hiện độ rỗng của đất đá được đo. Theo số liệu địa chất, tầng đá móng mỏ Bạch Hổ nứt nẻ, có nhiều hang hốc khá lớn và tập trung ở phần phía trên của móng. Khu vực vòm trung tâm hang hốc nứt nẻ nhiều dẫn đến hiện tượng khoan không tuần hoàn (khoan mù), dung dịch khoan là nước biển và bơm tampon có độ nhớt cao để đẩy mùn khoan khỏi đáy giếng.

3. Hoàn thiện bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ khi khoan trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ

Bản chất của hiện tượng mất ổn định và tính bền động của hệ thống công nghệ khoan khi khoan trong đá móng có độ cứng cao và độ mài mòn lớn với chèo khoan đường kính nhỏ chính là tính ổn định động học và trạng thái ổn định cơ học của bộ dụng cụ khoan bị thay đổi và triệt tiêu. Do đó, thân giếng khoan không đi theo quỹ đạo cho trước, hiệu suất làm việc của chèo khoan không ổn định và kém hiệu quả. Việc đề xuất các giải pháp về thể loại và kiểu chèo khoan, trong đó thay đổi cấu tạo và vật liệu chế tạo chèo khoan sẽ giải quyết được tình trạng trên. Một trong những giải pháp cơ bản để cải thiện và đảm bảo hệ thống động học khoan làm việc hiệu quả, có trạng thái động học ổn định với tính bền động cao và tính bền cơ học của bộ dụng cụ khoan được kiểm soát trong suốt quá trình khoan đá móng.



Hình 5. Cấu tạo cơ bản của thiết bị giảm sốc

Bảng 1. Đặc tính kỹ thuật của thiết bị giảm sốc

Đường kính	Đường kính ngoài	Đường kính trong	Chiều dài	Trọng lượng	Tải nén dọc trục	Tải kéo căng	Tải xoắn tại khớp nối
3 3/4"	3,75" 95mm	1,25" 32mm	6,6ft 2,01m	191lbs 87kg	10.000lbf 4.450daN	300.000lbf 133.440daN	8.000ft-lbs 10.845Nm
4 3/4"	4,75" 120mm	1,75" 44 mm	7,8ft 2,38m	365lbs 166kg	49.000lbf 21.795daN	380.000lbf 169.025daN	17.000ft-lbs 23.050Nm

Nguồn: Vietsovpetro

3.1. Giảm dao động dọc trục

Khi khoan trong tầng đất đá có độ cứng cao thường xảy ra hiện tượng dao động theo chiều dọc trục (do thể loại chèo khoan, các thông số công nghệ, chế độ khoan không phù hợp với đất đá khoan qua). Kết quả nghiên cứu trạng thái động học bộ khoan cụ cho thấy có sự tồn tại dao động dọc trục với mức độ và cường độ cao. Để triệt tiêu hay hấp thụ phần nào dao động này, cần sử dụng và lắp đặt thiết bị đặc chủng giảm sốc (shock sub) vào bộ dụng cụ khoan (vị trí lắp đặt càng gần chèo khoan càng tốt). Thiết bị này sẽ tác động trực tiếp lên những dao động dọc trục và giảm rung bằng việc hấp thụ và làm suy giảm các giá trị tác động đồng trục sinh ra trong quá trình hoạt động của chèo khoan [3, 6, 8, 10]. Thiết bị này có hiệu quả nhất khi khoan trong đá cứng, giúp tăng vận tốc cơ học khoan, nâng cao chất lượng lỗ khoan và kéo dài tuổi thọ của răng chèo khoan, vòng bi...

3.2. Tính toán thiết kế bộ dụng cụ khoan

Từ kết quả nghiên cứu trạng thái động học bộ khoan cụ, độ cứng của thiết bị sẽ tăng lên đáng kể khi lắp ráp và phối hợp các thiết bị có kích thước khác nhau. Trong khả năng cho phép, khuyến nghị sử dụng các định tâm có đường kính $\leq 4 - 8\text{mm}$ so với đường kính chèo khoan. Các định tâm này sẽ được lắp đặt vào bộ dụng cụ khoan. Tùy theo mục đích và yêu cầu, có thể sử dụng từ 1 - 3 định tâm trong bộ dụng cụ khoan. Giá trị độ cứng uốn của thiết bị sẽ thay đổi theo chiều hướng tăng lên. Theo kết quả tính toán, bộ dụng cụ khoan với chèo khoan có đường kính 114,3mm có sử dụng định tâm có đường kính bằng 111mm, độ cứng uốn của bộ dụng cụ khoan tăng lên 1,586 - 1,601 lần so với nếu chỉ dùng cần nặng 95,25mm. Bộ dụng cụ khoan với chèo khoan đường kính 165,1mm có sử dụng định tâm có đường kính bằng 165mm, độ cứng uốn của bộ dụng cụ khoan đã tăng lên 2,576 - 2,709 lần so với nếu chỉ dùng cần nặng 120,65mm. Kết quả tính toán được trình bày trong Bảng 2 [3, 4, 6].

- Bộ dụng cụ khoan trong đá móng đối với chèo khoan đường kính 165,1mm:

+ Trường hợp khoan bằng động cơ đáy:

Bảng 2. Kết quả tính toán giá trị độ cứng uốn của bộ dụng cụ khoan

D_n , inch	D_n , mm	d_t , mm	q , kg/m	Định tâm, mm	Giá trị độ cứng uốn (R) tăng lên (lần)
3¾"	95,25	25,4	51,96	111,0	1,586
3¾"	95,25	38,1	46,99	111,0	1,601
4¾"	120,65	38,1	80,8	173,9	2,576
4¾"	120,65	50,8	73,84	177,9	2,617
4¾"	120,65	63,5	64,89	182,7	2,709

Choòng khoan Ø 165,1mm (chiều dài 0,2m), đầu nối (chiều dài 0,46m), shock sub-120 (chiều dài 2,38m), động cơ đáy-475 (chiều dài 5,73m), định tâm Ø 162mm (chiều dài 1,26m), cần nặng Ø 120mm (chiều dài 121,4m), búa Ø 120mm (chiều dài 5,32m), cần nặng Ø 120mm (chiều dài 27,69m), đầu nối (chiều dài 0,93m), cần khoan Ø 101,6/127mm.

+ Trường hợp khoan bằng rotor:

Choòng khoan Ø 165,1mm (chiều dài 0,19m), đầu nối (chiều dài 0,46m), shock sub-120 (chiều dài 2,38m), cần nặng Ø 120mm (chiều dài 9,35m), định tâm Ø 161mm (chiều dài 1,26m), cần nặng Ø 120mm (chiều dài 214,33m), búa Ø 120mm (chiều dài 9,95m), cần nặng Ø 120mm (chiều dài 56,23m), đầu nối (chiều dài 0,93m), cần khoan Ø 101,6/127mm.

- Bộ dụng cụ khoan trong đá móng đối với choòng khoan đường kính 114,3mm:

Choòng khoan Ø 114,3mm (chiều dài 0,15m), đầu nối (chiều dài 0,45m), shock sub-95 (chiều dài 2m), cần nặng Ø 95mm (chiều dài 9,39m), định tâm Ø 111mm (chiều dài 1,17m), cần nặng Ø 95mm (chiều dài 281,61m), búa - 89 (chiều dài 7,78m), cần nặng Ø 95mm (chiều dài 37,53m), đầu nối (chiều dài 0,32m), cần khoan Ø 73mm (chiều dài 695,9m), đầu nối (chiều dài 0,94m), cần khoan Ø 101,6mm (chiều dài 340,26m), đầu nối (chiều dài 0,93m), cần khoan Ø 127mm.

4. Kết luận

Trên cơ sở kết quả xử lý và đánh giá hiệu suất làm việc của choòng khoan đường kính 165,1mm và 114,3mm khi khoan trong đá móng và tính chất cơ lý của đá móng, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Hiệu suất làm việc của choòng khoan trong đá móng không ổn định, thể loại và kiểu choòng khoan chưa hoàn toàn phù hợp với điều kiện đất đá khoan qua với độ cứng cao và độ mài mòn lớn. Các thông số công nghệ, chế độ khoan chưa phù hợp với môi trường khoan qua.
- Độ mài mòn của đá móng khá cao, do đó khi lựa

chọn choòng khoan phải quan tâm đến yếu tố này nhằm giảm thiểu hỏng hóc choòng khoan do vật liệu chế tạo choòng chưa phù hợp với đá móng. Đề xuất thay đổi choòng khoan IADC code 627 sang IADC code 647, tăng số lượng răng trên thiết diện 148/11 hàng và bố trí răng choòng để tránh hiện tượng nhai lại, phủ phần hợp kim bên hông của choòng khoan thay cho việc cấm các hạt kim cương để giảm thiểu việc mòn đường kính choòng khoan và sử dụng gioăng làm kín với công nghệ HARD.

- Xây dựng mô hình vận tốc cơ học khoan với các tham số thực nghiệm đặc thù của khu vực nghiên cứu:

Mô hình vận tốc cơ học khoan cho choòng khoan đường kính 4½":

$$V = -1,5 \times 10^{-11} G^2 + 1,28 \times 10^{-3} Q^2 - 1,83 \times 10^{-3} N^2 - 2,24 \times 10^{-6} GQN + 6,48 \times 10^{-3}$$

Mô hình vận tốc cơ học khoan cho choòng khoan đường kính 6½":

$$V = 11,5 \times 10^{-11} G^2 - 7,09 \times 10^{-5} Q^2 - 1,13 \times 10^{-3} N^2 - 1,87 \times 10^{-6} GQN + 1,68 \times 10^{-3}$$

- Hoàn thiện bộ dụng cụ khoan, lắp đặt thêm thiết bị giảm sóc và các định tâm phù hợp nhằm nâng cao hiệu suất làm việc của choòng khoan.

Tài liệu tham khảo

1. Hughes Christensen Company. *IADC dull grading system for roller bits*. 1996.
2. S.A.Shirin-Zade, Đặng Cửa, Trần Xuân Đào. *Các quá trình tự tổ chức và hỗn loạn động lực học khi khoan các giếng khoan xiên định hướng*. Tạp chí Dầu khí. 1997; 2: trang 19 - 25.
3. Đặng Cửa, Trần Xuân Đào, I.L.Barski, A.M.Gusman. *Cách tiếp cận mới để ổn định bộ cần khoan*. Tạp chí Dầu khí. 1998; 4: trang 30 - 33.
4. Trần Xuân Đào. *Xây dựng và đưa vào ứng dụng bộ khoan cụ đáy khi khoan các giếng xiên định hướng trong vùng mỏ Bạch Hổ*. Hội nghị Khoa học lần thứ 2 về Khoan và Khai thác Dầu khí. 9/1992.

5. Trần Xuân Đào và nnk. *Xây dựng cơ sở khoa học các chế độ khoan giếng trong đá móng của mỏ Bạch Hổ*. 1997.
6. Trần Xuân Đào. *Bảo đảm tính bền động học của bộ cần khoan trong quy trình khoan đá móng nứt nẻ của mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Hội nghị toàn quốc lần thứ I về ứng dụng toán học. 1999.
7. V.I.Arnold. *Hard and soft mathematical model* ("Жесткие" и "мягкие" математические модели). 2008.
8. Tran Xuan Dao. *Engineering of optimum parameters for drilling in basement rocks at White Tiger oilfield*. Moscow, Review Oil Industry. 3/1999.
9. A.X.Мирзаджанзаде, С.А.Ширинзаде. *Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин*. Недра, Москва. 1986.
10. Nguyễn Văn Khương, Trần Xuân Đào, Nguyễn Thành Trường. *Nghiên cứu, đánh giá trạng thái động học bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ trong móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 11: trang 18 - 22.
11. Nguyễn Ngọc Kiểng. *Thống kê học trong nghiên cứu khoa học*. Nhà xuất bản Giáo dục. 1996, trang 210 - 221.

Some technological solution to improve the effectiveness of slim hole drilling in Bach Ho fractured basement

Nguyen Van Khuong¹, Tran Xuan Dao², Nguyen Thanh Truong², Nguyen The Vinh³

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietsovpetro Joint Venture

³Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Results of the study on the dynamic stability of bottom hole assembly for slim hole drilling in the fractured basement of Bach Ho field showed that the performance of the bottom hole assembly was low, the drill bits and drilling parameters were not suitable for the fractured granite basement rocks. The dynamic stability of the system was not stable during drilling, resulting in low technical and economic indicators, loss of well trajectory control, and prolonged drilling time and high drilling costs. On that basis, the authors studied and improved the design of bottom hole assembly for slim hole drilling in the Bach Ho fractured basement through the formulation and application of the rate of penetration model with specific experimental drilling parameters from the study area, thereby improving the performance of the drill bits in the basement and reducing the abrasion to the bits to enhance the effectiveness of slim hole drilling in the Bach Ho fractured basement.

Key words: Drill bits, bottom hole assembly, drilling parameters, rock failure mechanisms, dynamic stability.

TRIỂN VỌNG ÁP DỤNG POLYMER BIẾN TÍNH BỨC XẠ TRONG BƠM ÉP NÂNG CAO THU HỒI DẦU CHO TẦNG MIOCENE MỎ BẠCH HỔ

ThS. Lê Hải¹, KS. Nguyễn Thị Bích Hà², ThS. Hà Thu Hương²
CN. Nguyễn Trọng Hoàn Phong¹, CN. Lê Xuân Cường¹, CN. Lê Văn Toàn¹
KS. Lê Đình Lăng³, KS. Nguyễn Minh Toàn³, TS. Phạm Anh Tuấn³

¹Viện Nghiên cứu Hạt nhân

²Viện Dầu khí Việt Nam

³Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

Email: lehaicnbx@yahoo.com

Tóm tắt

Polymer ứng dụng trong công tác nâng cao thu hồi dầu được điều chế bằng kỹ thuật biến tính bức xạ. Loại polymer này được tổng hợp bằng phương pháp copolymer hóa từ các monomer tan trong nước gồm acrylamide/hoặc sodium acrylate và N-vinyl pyrrolidone và bức xạ gamma được sử dụng như một nguồn tạo các chất khơi mào cho quá trình phản ứng. Mức độ polymer hóa và khối lượng phân tử của polymer sản phẩm phụ thuộc vào liều xạ, suất liều, nồng độ hỗn hợp monomer và loại monomer. Khi sử dụng acrylamide, hiệu suất sản phẩm đạt được gần 100%, cao hơn so với trường hợp sử dụng sodium acrylate (~71%). Sản phẩm polymer nhận được không chỉ tan tốt trong nước thường mà trong cả nước biển. Trong môi trường độ mặn cao, ở nhiệt độ cao (>120°C), polymer không bị tủa lắng, độ nhớt của dung dịch polymer giảm nhẹ 20% sau 30 ngày nung liên tục ở 120°C. Các tính năng của polymer được nghiên cứu gồm độ bền nhiệt, tính lưu biến và hiệu suất thu hồi dầu. Hiệu suất gia tăng thu hồi của dung dịch của polymer nghiên cứu được đánh giá bằng thiết bị thử nghiệm mô hình ở điều kiện giếng bị ngập. Kết quả cho thấy hiệu suất thu hồi dầu tăng 12,1%, đáp ứng điều kiện vỉa tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Trên cơ sở các kết quả thử nghiệm mô hình và tính toán mô phỏng, nhóm tác giả tính toán hiệu quả kinh tế của việc áp dụng công nghệ bơm ép dung dịch biến tính bức xạ.

Từ khóa: Hệ số thu hồi dầu, copolymer hóa bức xạ, liều xạ, suất liều, acrylic acid, acrylamide, N-vinyl pyrrolidone.

1. Mở đầu

Bơm ép dung dịch polymer kết hợp với bơm ép nước để gia tăng hệ số thu hồi dầu và hệ số quét được đánh giá là một trong những giải pháp mang lại hiệu quả kinh tế cao. Nghiên cứu và ứng dụng polymer tan trong nước trong thăm dò và khai thác được thực hiện từ những năm 60 của thế kỷ XX [1 - 3]. Một số công trình nghiên cứu [1 - 5] đã thành công ứng dụng dung dịch polymer trong tăng cường thu hồi dầu trên mô hình đạt hiệu suất cao hơn 30% so với bơm nước thường. Kết quả nghiên cứu của David et al. [1] cho thấy sử dụng dung dịch polymer giúp cải thiện đáng kể tỷ lệ dầu/nước so với bơm ép nước.

Kết quả nghiên cứu [6 - 11] cho thấy sự hiện diện của polymer đã giảm độ linh động của nước, gia tăng độ nhớt và giảm tính thấm. Polymer tan trong nước thường chứa nhóm chức ưa nước (như -COOH; -OH; -NH₂; -SO₃H...) có hoạt tính hóa học cao, dễ dàng phản ứng với các ion kim loại kiềm, kiềm thổ có trong nước biển tạo tủa lắng làm suy giảm tính lưu biến đặc biệt ở điều kiện nhiệt độ - áp suất - độ mặn cao. Polymer tan trong nước dễ bị phân hủy do tác động của vi sinh vật, bị tủa lắng làm giảm độ nhớt

do tác dụng của muối khoáng, đặc biệt ở điều kiện nhiệt độ cao [12]. Trong những năm 60 của thế kỷ XX, các nhà khoa học đã nghiên cứu ứng dụng thành công dung dịch polymer trong tăng cường thu hồi dầu; nhiều sản phẩm polymer đã được thương mại hóa, tuy nhiên chỉ thích hợp với thân dầu nhiệt thấp ≤ 90°, chưa đáp ứng với điều kiện nhiệt độ cao trong nước biển [12 - 13].

Bức xạ năng lượng cao được sử dụng như một hệ xúc tác có khả năng khơi mào, thực hiện nhiều loại phản ứng hóa học đặc biệt là các phản ứng polymer hóa, copolymer hóa. Công nghệ mới này đã tạo ra nhiều sản phẩm polymer có tính năng đặc biệt mà bằng phương pháp hóa học thông thường không thể thực hiện được. Công nghệ tổng hợp vật liệu polymer bằng kỹ thuật chiếu xạ đã triển khai mạnh ở nhiều quốc gia trên thế giới, trong đó chủ yếu là polymer khâu mạch (crosslinked polymers), các hydrogel, vật liệu copolymer ghép/vật liệu nhóm chức (functional group materials)...

Nghiên cứu ứng dụng bức xạ gamma tạo vật liệu polymer mới được thực hiện tại Viện Nghiên cứu Hạt nhân từ năm 1982 bằng thiết bị chiếu xạ đầu tiên do Tổ chức Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (International Atomic

Energy Agency - IAEA) tài trợ. Chương trình nghiên cứu chế tạo sản phẩm polymer bức xạ, đánh giá khả năng ứng dụng trong lĩnh vực tăng cường thu hồi dầu do Viện Nghiên cứu Hạt nhân và Vietsovpetro phối hợp thực hiện trong giai đoạn 1999 - 2007. Kết quả thử nghiệm cho thấy sản phẩm polymer nghiên cứu đáp ứng được yêu cầu triển khai ứng dụng (Hợp đồng số 0716/05/T-N5/VSP5-VHNDALAT và số 0930/07/T-N5/VSP5-VHNDALAT).

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu khả năng ứng dụng công nghệ bơm polymer bức xạ cho tầng Miocene mỏ Bạch Hổ và đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật của phương án được lựa chọn.

2. Thực nghiệm

2.1. Tổng hợp polymer bằng kỹ thuật chiếu xạ gamma.

2.1.1. Vật liệu - hóa chất

Vật liệu sử dụng gồm: acrylamide, acrylic acid, polyacrylamide, methyl pyrrolidone, polyvinyl pyrrolidone là các monomer/polymer tan trong nước của BASF (Đức). Các hóa chất, dung môi khác của Hàn Quốc.

2.1.2. Tổng hợp polymer bằng phương pháp chiếu xạ gamma

- Hòa tan acrylamide trong nước theo nồng độ xác định (20%), khuấy 30 phút, thêm từ từ dung dịch N-vinyl pyrrolidone nồng độ đã biết để được dung dịch hỗn hợp monomer theo tỷ lệ acrylamide/N-vinyl pyrrolidone khác nhau (50 : 20, 50 : 30, 50 : 50). Khuấy dung dịch 45 phút và nạp khí trơ loại oxy, ổn định 30 phút, đóng gói trong bình chiếu đặc biệt. Dung dịch phối sau khi chuẩn bị được lưu giữ theo thời gian khác nhau trước khi chiếu xạ thực hiện phản ứng.

- Trong trường hợp acrylic acid được acrylate hóa bằng dung dịch NaOH/hoặc KOH 40%. Các công đoạn tiếp theo tiến hành như trường hợp acrylamide.

- Dung dịch phối được chiếu xạ để thực hiện phản ứng trên thiết bị gamma Co-60 (GC 5000 của Ấn Độ và Isscledavatel của Liên bang Nga).

2.2. Xử lý sản phẩm tạo thành sau khi chiếu xạ

Dung dịch phối sau khi chiếu xạ tạo polymer ở dạng cặn cao su, kết tủa xử lý loại phần không phản ứng. Sản phẩm sấy khô chân không ở nhiệt độ 60°C trong 24 giờ để xác định hiệu suất và sử dụng cho các nghiên cứu tiếp theo.

2.3. Xác định độ nhớt của polymer

Sản phẩm polymer hòa tan trong nước cất và nước biển theo các nồng độ xác định (0,2; 0,25; 0,3%), đo trên

nhớt kế Ubbelohde ở nhiệt độ 20°C và các nhiệt độ khác nhau trên máy ổn nhiệt.

2.4. Đánh giá độ bền nhiệt theo thời gian trong nước biển

Cho 2,5g polymer khô đã điều chế vào cốc 2.000ml, thêm 500ml nước biển, khuấy trong 45 phút với tốc độ 400rpm, sử dụng nước biển để định lượng dung dịch 0,25% (~ 2.500ppm). Rót 50ml dung dịch polymer vào ống thủy tinh chịu nhiệt đặc biệt, đậy kín bằng nút teflon. Các tube dung dịch polymer được ngâm trong thiết bị điều nhiệt Phoenix II ở nhiệt độ 120°C được điều hòa bằng dầu silicon. Các mẫu đo được rút từng cặp theo thời gian định sẵn sau đó ổn định đến nhiệt độ phòng. Độ nhớt của dung dịch polymer sau khi nung được đo bằng nhớt kế Ubbelohde, ở nhiệt độ 20°C. Các thí nghiệm thực hiện theo cùng một phương pháp tại 3 cơ sở: Viện Nghiên cứu Hạt nhân, Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) - Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam.

2.5. Đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu

Thử nghiệm đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của dung dịch polymer trên mô hình mẫu lõi được thực hiện tại Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam theo các bước sau:

- Chuẩn bị các chất lưu thí nghiệm: Dầu vỉa mô phỏng (80% dầu thô giếng BH.27(MSP1) + 20% dầu hỏa): độ nhớt của hỗn hợp là 1.586cP, ở 120°C. Nước biển: độ nhớt ở 120°C là 0,238cP. Dung dịch polymer điều chế 2.500ppm: độ nhớt ở 120°C là 1,12cP.

Thiết bị sử dụng trong thí nghiệm: cân phân tích, các ống đồng, máy bơm chân không, máy khuấy, tủ sấy, máy ổn nhiệt, thiết bị đo độ nhớt trong điều kiện vỉa, thiết bị đo độ thấm khí, thiết bị nghiên cứu mẫu lõi trong điều kiện vỉa, thiết bị Dean-Stark.

Điều kiện thí nghiệm: Bơm ép polymer vào mô hình vỉa sau khi mô hình vỉa ngập nước hoàn toàn, tốc độ bơm ép 2m/ng, thể tích của nút polymer được bơm vào mô hình vỉa là 0,20 thể tích rỗng, nhiệt độ 120°C, áp suất vỉa $P_{\text{vía}} = 100\text{atm}$, áp suất nén hiệu dụng $P_{\text{hd}} = 100\text{atm}$.

Mô hình vỉa phân lớp (bất đồng nhất về độ thấm) được xây dựng từ mẫu lõi đá tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ với hai nửa của mô hình vỉa có độ thấm khác nhau.

Lắp mẫu vào bộ giữ mẫu, ở nhiệt độ 120°C, áp suất nén hiệu dụng $P_{\text{hd}} = 100\text{atm}$, áp suất vỉa $P_{\text{vía}} = 100\text{atm}$: bơm bão hòa dầu cho mẫu (5 thể tích rỗng của mẫu - V_p) và xác định độ thấm dầu K_d ; đẩy dầu bởi nước ở lưu lượng

1 - 2m/ng, thể tích bơm 6 - 15 V; xác định hệ số thu hồi dầu bởi bơm ép nước η_1 ; xác định độ thấm nước K1. Tiếp tục bơm đẩy dầu bằng dung dịch polymer ở lưu lượng 1 - 2m/ng, thể tích bơm 0,20V; sau đó bơm đẩy nước ở tốc độ 1 - 2m/ng, đến khi chỉ còn 1 pha nước ở đầu ra, thể tích bơm 3 - 5V. Xác định hệ số thu hồi dầu bởi bơm ép polymer η_1 ; xác định độ thấm nước K2. Giảm áp, giảm nhiệt của hệ nghiên cứu, tháo mẫu và xác định độ bão hòa dầu dư theo Dean-Stark. Tính toán, lập các đồ thị liên quan các kết quả thí nghiệm thu nhận được:

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1$$

$$K_{ph} = K2/K1$$

Với $\eta_1 = (1 - S_{nd} - SI_{dd}) / (1 - S_{nd})$ và $\eta_2 = (1 - S_{nd} - S2_{dd}) / (1 - S_{nd})$

Trong đó:

S_{nd} : Độ bão hòa nước dư, p.đ.v;

SI_{dd} : Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bởi nước, p.đ.v;

$S2_{dd}$: Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bởi polymer, p.đ.v;

η_1, η_2 : Hệ số thu hồi dầu trước và sau khi bơm đẩy polymer, p.đ.v;

$K1, K2$: Độ thấm nước trước và sau khi bơm đẩy polymer, md;

K_{ph} : Hệ số phục hồi độ thấm, p.đ.v;

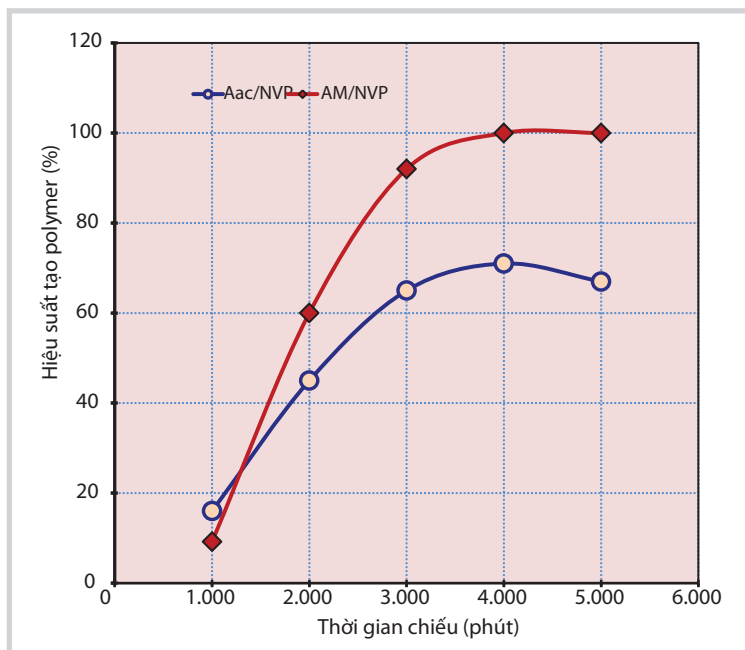
$\Delta\eta$: Gia tăng hệ số thu hồi dầu do bơm đẩy polymer, p.đ.v.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Điều chế polymer bằng kỹ thuật chiếu xạ

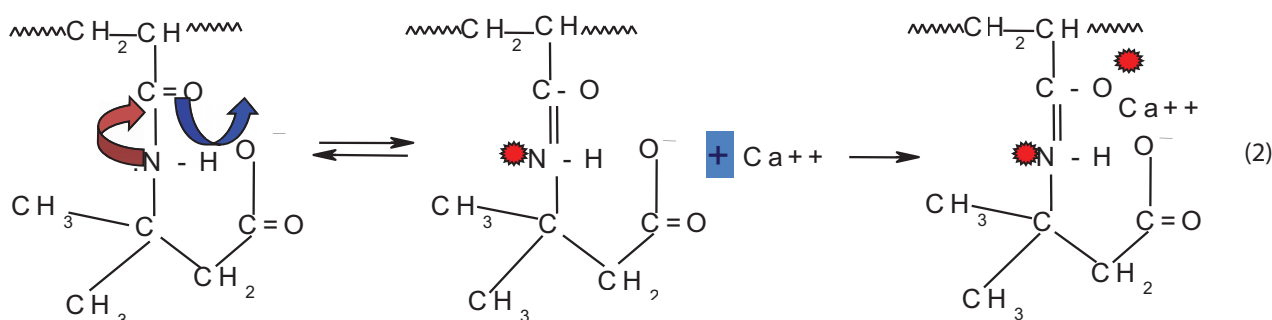
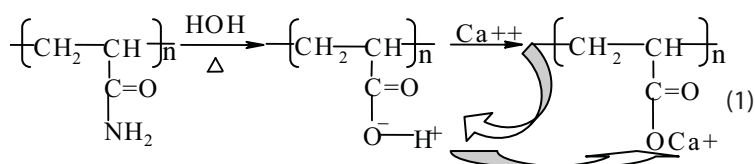
Hình 1 trình bày ảnh hưởng của acrylamide và acrylic acid lên hiệu suất hình thành sản phẩm polymer.

Hình 1 cho thấy hiệu suất polymer hình thành tăng theo thời gian chiếu xạ: tăng nhanh trong khoảng thời gian chiếu từ 1.000 - 3.000 phút, sau đó chậm dần và gần như đạt giá trị bão hòa sau 4.000 phút chiếu xạ (tương ứng với liều xạ ~160Gy). Tại thời điểm đạt giá trị bão hòa, hiệu suất tạo polymer đạt 100% đối với acrylamide và 71% đối với acrylic. Các đường cong trên Hình 1 đã thể hiện được tính chất động học phản ứng polymer hóa xảy ra dưới tác dụng của bức xạ gamma lên hai hệ monomer acrylamide và acrylic.



Hình 1. Hiệu suất sản phẩm polymer theo liều xạ ứng với loại monomer khác nhau

Polyacrylic hoặc polyacrylamide thuộc loại tan trong nước có tính nhớt cao, trong nước biển dễ bị thủy phân và kết tủa với các ion Ca^{2+} và Mg^{2+} độ nhớt bị suy giảm và mất tính nhớt hoàn toàn ở nhiệt độ cao. Stahl [12] đã giải thích cơ chế kết tủa của polyacrylamide/polyacrylic trong môi trường nước biển ở nhiệt độ cao xảy ra theo phản ứng (1).

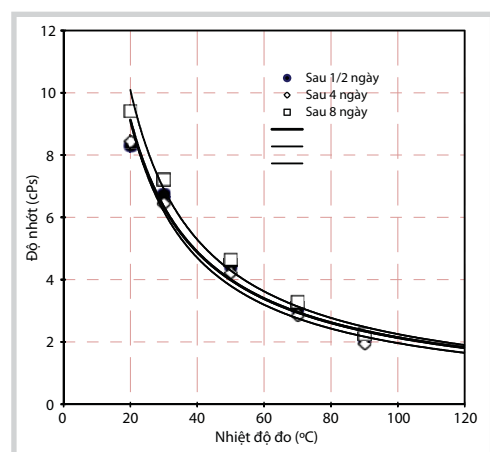


Khi acrylic/hoặc acrylamide được trùng hợp với vinyl pyrrolidone sẽ tạo ra polymer mới chứa hai hợp phần tan trong nước và hạn chế khả năng tủa lắng trong nước biển. Cơ chế tác động của ion Ca^{2+} trong nước biển theo phản ứng (2):

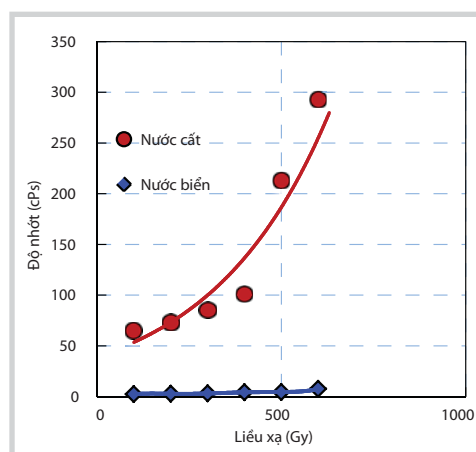
Sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ và môi trường được trình bày trên Hình 2. Các kết quả trên Hình 2(a) cho thấy độ nhớt của dung dịch polymer trong các trường hợp không có sự khác biệt nhiều theo thời gian lưu giữ của dung dịch phơi trước khi chiếu xạ.

Hình 2(b) cho thấy môi trường có ảnh hưởng lớn đến độ nhớt của dung dịch polymer. Trong môi trường muối độ nhớt giảm > 30 lần.

Như vậy, dung dịch phơi hàm lượng 30 - 40% có thể lưu giữ từ 7 - 10 ngày trước khi chiếu xạ không bị hư hỏng, điều này thuận lợi cho việc triển khai sản xuất quy mô công nghiệp.

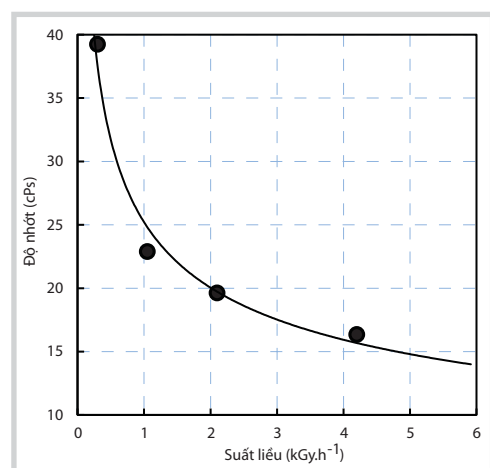


(a)

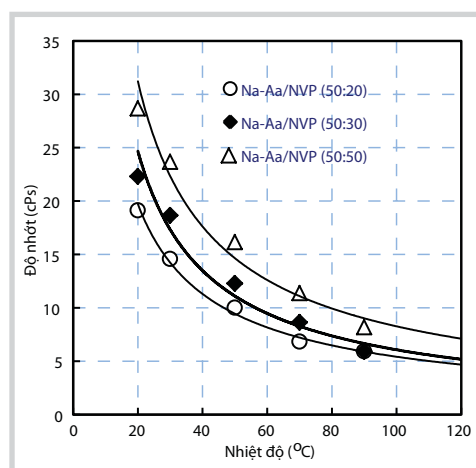


(b)

Hình 2. Sự phụ thuộc độ nhớt của dung dịch polymer (nồng độ 2.500ppm, dung dịch phơi 30%) (a) theo nhiệt độ với dung dịch phơi lưu giữ theo thời gian khác nhau trước khi chiếu xạ; (b) theo môi trường với liều xạ khác nhau



Hình 3. Ảnh hưởng độ nhớt theo suất liều chiếu bức xạ. Nồng độ 2.500ppm trong nước cất, dung dịch phơi 30% chiếu xạ 1kGy



Hình 4. Độ nhớt dung dịch polymer theo nhiệt độ đo. Dung dịch có nồng độ 2.000ppm trong nước cất, thành phần monomer tỷ lệ khác nhau, liều xạ 4kGy, suất liều 2,1kGy.h⁻¹

Ảnh hưởng của suất liều chiếu bức xạ lên độ nhớt dung dịch polymer được thể hiện trên Hình 3.

Kết quả cho thấy độ nhớt giảm theo suất liều chiếu bức xạ, nghĩa là trọng lượng phân tử của polymer hình thành giảm khi tăng suất liều chiếu bức xạ. Theo phương trình Mark-Houwink $[\eta] = k.M^a$ (với η là độ nhớt và M là trọng lượng phân tử polymer). Như vậy, để nhận dung dịch polymer có độ nhớt cao cần thực hiện phản ứng ở suất liều chiếu bức xạ thấp.

Hình 4 trình bày ảnh hưởng của hàm lượng N-vinyl pyrrolidone lên độ nhớt của dung dịch polymer theo nhiệt độ đo.

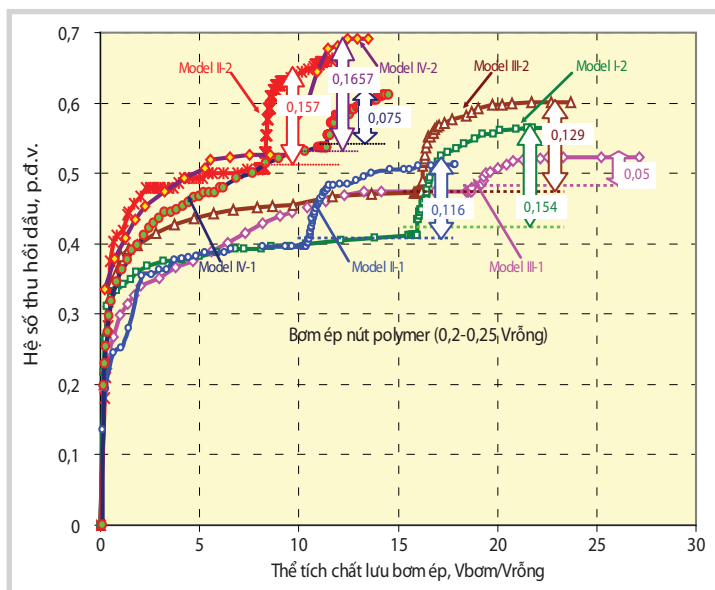
Kết quả cho thấy độ nhớt của dung dịch polymer tăng theo mức độ tăng của hàm lượng N-vinyl pyrrolidone. Trong dải nồng độ khảo sát của N-vinyl pyrrolidone, tỷ lệ nồng độ N-vinyl pyrrolidone 50/50 so với Na-Aa độ nhớt của dung dịch đạt giá trị cao nhất với mọi nhiệt độ.

Biến thiên độ nhớt của dung dịch polymer trong nước biển theo thời gian nung ở nhiệt độ 120°C được trình bày trong Bảng 1. Trong thời gian 5 - 10 ngày, độ nhớt tăng do xảy ra phản ứng phức hóa của ion Ca^{2+} có mặt trong nước biển với nhóm chức amide ($-\text{NH}_2$) chứa trong cấu trúc polymer, tạo thành một hợp chất phức tan không kết tủa. Khi nung ở nhiệt độ 120°C, độ nhớt của dung dịch polymer tăng trong giai đoạn đầu và giảm dần trong giai đoạn sau. Các kết quả nhận được không có sự khác biệt nhiều giữa 3 cơ sở đo đạc (sự khác biệt từ 3 - 5%).

Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển - Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam đã đánh giá hiệu suất tăng cường thu hồi dầu (Hình 5).

Bảng 1. Biến thiên độ nhớt dung dịch polymer theo thời gian nung tại 120°C trong nước biển

Thời gian nung (ngày)	Độ nhớt dung dịch polymer nghiên cứu (cPs)			
	Polivinyln pyrrolidone không chiếu xạ	Viện Nghiên cứu Hạt nhân	Viện Dầu khí Việt Nam	Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển
0	1,81	5,78	5,8	5,78
5	0,68	7,30	7,00	6,84
10	0,68	6,52	6,90	6,52
20	0,60	5,25	5,32	5,05
30	0,58	4,70	4,90	4,77

**Hình 5.** Động thái thu hồi dầu do bơm ép nước và nút polymer bức xạ trên mô hình vỉa phân lớp tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ**Bảng 2.** Hiệu quả kinh tế của giải pháp nâng cao thu hồi dầu bằng bơm ép polymer bức xạ (A-806)

TT	Chỉ số	Đơn vị tính	Phương án bơm
1	Thời gian bơm	tháng	1
2	Gia tăng khai thác	tấn	4.294
3	Lượng polymer cho bơm ép	tấn	40
4	Tổng chi phí của Vietsovpetro	USD	940.604,40
4.1	Chi phí thực hiện công việc	USD	886.500,00
	- Chi phí tạo polymer	USD	840.000,00
	- Chi phí năng lượng	USD	12.400,00
	- Chi phí nhân công	USD	13.500,00
	- Dịch vụ thương mại	USD	20.600,00
4.2	Chi phí khai thác thêm dầu	USD	54.104,40
5	Giá bán dầu thô	USD/tấn	700,00
6	Doanh thu (giá dầu 100USD/thùng)	USD	3.005.800,00
7	Lợi nhuận trước thuế	USD	2.065.195,60
8	Thuế tài nguyên "Royalty" (18% doanh thu)	USD	541.044,00
9	Thuế xuất khẩu, 10% (6 - 7)	USD	300.580,00
10	Thuế đặc biệt = (100% - 18%) x 10%	USD	246.475,60
11	Lợi nhuận trước thuế thu nhập doanh nghiệp	USD	977.096,00
12	Thuế thu nhập doanh nghiệp, 50%	USD	488.548,00
13	Lợi nhuận sau thuế thu nhập doanh nghiệp	USD	488.548,00

Các nghiên cứu nâng cao hệ số thu hồi dầu thực hiện trên mô hình mẫu lõi trong phòng thí nghiệm cho kết quả tốt. Độ gia tăng hệ số thu hồi dầu đạt từ 4,8 - 16,6%, trung bình đạt 12,1%. Tuy nhiên, đây là kết quả nghiên cứu thực nghiệm trên các mẫu có kích thước nhỏ, có thể không hoàn toàn phản ánh tất cả những tác động khác trong điều kiện thực tế của vỉa dầu với kích thước lớn và phân bố đá chứa rất phức tạp, vị trí tương đối giữa giếng bơm ép và giếng khai thác không đồng đều trong không gian và thời gian. Do đó, các nghiên cứu trên mô hình máy tính tiếp tục được thực hiện để kiểm tra tác dụng của phương pháp bơm ép dung dịch polymer bức xạ lên khả năng tăng hệ số thu hồi dầu.

Tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ là đối tượng khá phức tạp, có độ bất đồng nhất cao về tính chất địa chất mỏ, tính chất vật lý, thấm chứa của đá chứa. Vì vậy, việc phục hồi lịch sử khai thác trên mô hình của đối tượng này rất khó khăn, tuy nhiên tập thể tác giả soạn thảo "Thiết kế công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ" năm 2008 đã thực hiện được khá tốt. Trên cơ sở các kết quả thực nghiệm kết hợp tính toán, nhóm tác giả đã tính toán hiệu quả kinh tế áp dụng giải pháp nâng cao thu hồi dầu bằng bơm ép polymer bức xạ (Bảng 2).

4. Kết luận

Từ các kết quả nghiên cứu thu được, nhóm tác giả rút ra các kết luận sau:

- Polymer biến tính bức xạ được tổng hợp bằng phương pháp chiếu xạ có các tính chất lưu biến phù hợp với các yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro đối với polymer dùng cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu:

- + Tỷ số độ nhớt của polymer và nước (nồng độ 2.500ppm) ở 120°C lớn hơn 5 lần;

- + Hệ số bảo toàn độ nhớt của polymer khi nung ở 120°C trong 31 ngày là 82%.

- Kết quả thí nghiệm đẩy dầu bằng nút dung dịch polymer biến tính bức xạ trên mô hình vỉa phân lớp của tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ cho thấy giá trị tăng trung bình của hệ số thu hồi dầu là 12,1% (4,8 - 16,6%). Hệ số phục hồi độ thấm trung bình là 19% (2,7 - 32,3%).

- Tính toán hiệu quả kinh tế - kỹ thuật áp dụng công nghệ bơm ép nút dung dịch polymer trong 1 tháng cho thấy phương án này đã mang lại hiệu quả kinh tế.

- Việc sản xuất và cung cấp sản phẩm polymer bằng kỹ thuật chiếu xạ của Viện Nghiên cứu Hạt nhân ở cấp độ công nghiệp là hoàn toàn khả thi.

Tài liệu tham khảo

1. David J.Pye. *Improved secondary recovery by control of water mobility*. Journal of Petroleum Technology. 1964; 16(8): p. 911 - 916.
2. R.H.Christopher, Stanley Middleman. *Power-law flow through a packed tube*. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1965; 4(4): p. 422 - 426.
3. D.L.Dauben, D.E.Menzie. *Flow of polymer solutions through porous media*. Journal of Petroleum Technology. 1967; 19(8): p. 1065 - 1073.
4. R.L.Jewett, G.F.Schurz. *Polymer flooding - A current appraisal*. Journal of Petroleum Technology. 1970; 22(6): p. 675 - 684.
5. J.F.Stanislaw. *Use of polymers in oil recovery process*. Progress and Trends in Rheology. 1982: p.210 - 211.
6. G.D.Khune, L.G.Donaruma, M.J.Hatch, N.H.Kilmer, J.S.Shepitka, F.D.Martin. *Modified acrylamide polymers for enhanced oil recovery*. Journal of Applied Polymer Science. 1985; 30(2): p. 875 - 885.
7. C.L.McCormick, K.P.Blackmon. *Water-soluble copolymers - XII: Copolymers of acrylamide with sodium-3-acrylamido-3-methylbutanoate: Synthesis and characterization*. Journal of Polymer Science - Part A: Polymer Chemistry. 1986; 24(10): p. 2635 - 2645.
8. D.L.Dauben, D.E.Menzie. *Flow of polymer solutions through porous media*. Journal of Petroleum Technology. 1967; 19(8): p. 1065 - 1703.
9. I.Shvetsov, G.Bakaev, V.Kabo, V.Perunov, Yu.Soliakov. *The current state and prospects of the method of polymer strata stimulation application*. Oil Industry. 1994: p. 41 - 44.
10. Kevin C.Taylor, Hisham A.Nasr-El-Din. *Acrylamide copolymers: A review of methods for the determination of concentration and degree of hydrolysis*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 1994; 12: p. 9 - 23.
11. Ana M.S.Maia, Marta Costa. Redouane Borsali, Rosangela B. Garcia, Macromol. Sym. 2005: p. 217 - 227.
12. G.A.Stahl, A.Moradi-Araghi, P.H.Doe. *High temperature and hardness stable copolymers of vinylpyrrolidone and acrylamide*. Water-Soluble Polymer for Petroleum Recovery. 1988: p. 121 - 130.
13. W.M.Kulicke N.Böse, M.Bouldin. *The role of polymers in enhanced oil recovery*. Water-Soluble Polymer for Petroleum Recovery. 1988: p. 1 - 18.

Applicability and potential of polymer injection as an EOR technique for Lower Miocene reservoir in Bach Ho field

Le Hai¹, Nguyen Bich Ha², Ha Thu Huong², Nguyen Trong Hoanh Phong¹, Le Xuan Cuong¹
Le Van Toan¹, Le Dinh Lang³, Nguyen Minh Toan³, Pham Anh Tuan³

¹Nuclear Research Institute

²Vietnam Petroleum Institute

³"Vietsovpetro" Joint Venture

Summary

Polymer for EOR is prepared by radiation techniques. The polymer is synthesised by gamma radiation copolymerisation of acrylamide/or sodium acrylate and N-vinyl pyrrolidone which are hydrophilic monomers. The polymerisation extent and its molecular weight depend on the parameters consisting of radiation dose, dose rate, concentrations of co-monomer and monomer-type. The yield of product is almost 100% when acrylamide is used, higher than using sodium acrylate (~ 71%). The obtained polymer dissolves well not only in water but in brine also. The polymer was not precipitated in hard brines at high temperature (>120oC) and its viscosity slightly reduced around 20% after heating for 30 days at 120oC. The features of polymer including thermal stability, rheology and efficiency of oil recovery were determined. The EOR coefficient of the studied polymer solution was evaluated by the modelling instrument, at submerged oil-well condition. The results show the EOR coefficient enhanced by 12.1% and it satisfies under the condition of Lower Miocene reservoir in Bach Ho oilfield. On the basis of tested results combined with simulation calculations, the economic efficiency of injection technology of radiation-modified polymer solution has also been discussed.

Key words: Oil recovery coefficient; radiation copolymerisation; radiation dose; acrylic acid; acrylamide, N-vinyl pyrrolidone.

ĐÁNH GIÁ MỨC ĐỘ NHIỄM BẨN DUNG DỊCH KHOAN GỐC DẦU TRONG DẦU VỈA VÀ TÍNH TOÁN THÀNH PHẦN DẦU KHÔNG NHIỄM BẨN

ThS. Nguyễn Mạnh Hùng, KS. Đặng Ngọc Thụy

ThS. Đặng Tuấn Nhật, KS. Biện Văn Tráng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hungnm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Dung dịch khoan gốc dầu được sử dụng rộng rãi để tăng tốc độ khoan và ổn định thành giếng, nâng cao hiệu quả công tác khoan đối với một số đối tượng. Tuy nhiên, dung dịch khoan gốc dầu thường xâm nhập vào thành hệ và trộn lẫn một phần/hoàn toàn với dầu vỉa, ảnh hưởng đến đặc tính và các đường ứng xử pha của dầu vỉa. Nhóm tác giả đã phân tích thành phần dầu trên máy sắc ký khí và tính toán, đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa. Từ kết quả nghiên cứu này, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) đã giúp các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam tiết kiệm thời gian và chi phí gửi mẫu đi phân tích ở nước ngoài.

Từ khóa: Dung dịch khoan gốc dầu (OBM), đánh giá nhiễm bẩn, nhiễm bẩn, EOS, GC.

1. Giới thiệu

Việc sử dụng dung dịch khoan gốc dầu (Oil Based Mud - OBM) giúp giải quyết các vấn đề liên quan đến các vỉa sét có hiện tượng trương nở trong quá trình khoan, giảm hiện tượng sạt lở thành giếng, kẹt cần khoan hay tăng nhiệt độ đáy giếng trong quá trình khoan... Các giếng khoan vào đối tượng có nhiệt độ cao áp suất cao (HPHT) hay có thân nhỏ (slim hole) thường sử dụng dung dịch khoan gốc dầu để tránh rủi ro kẹt cần trong quá trình khoan.

Dung dịch khoan gốc dầu được tạo ra từ dầu diesel, dầu khoáng hay các olefin và paraffin mạch thẳng ít độc tố. Các thành phần olefin và paraffin này thường là sản phẩm trong quá trình chưng cất dầu thô và được tổng hợp từ các hợp chất phân tử lượng nhỏ hơn. Hiện nay, các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam thường dùng các sản phẩm dung dịch khoan gốc dầu Neoflo (Shell) với độ nhớt, tỷ

trọng và tính năng khác nhau phù hợp với từng giếng khoan. Thành phần của dung dịch khoan gốc dầu thường nằm trong phân đoạn nhẹ từ C_{13} tới C_{20} . Bảng 1 là các đặc tính hóa học, vật lý cơ bản của dung dịch khoan gốc dầu Neoflo 3-56.

Để đảm bảo an toàn môi trường, việc cấp phép sử dụng dung dịch khoan gốc dầu rất hạn chế và chỉ cấp phép khi khoan cho các đối tượng vỉa cụ thể. Tuy nhiên, trong quá trình khoan dung dịch này xâm nhập vào trong vỉa và gây ra nhiễm bẩn dầu vỉa. Việc đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa trước đây Việt Nam không tự thực hiện được mà phải gửi mẫu ra nước ngoài để phân tích. Để khắc phục tình trạng này, Phòng Mẫu lõi - PVT, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) đã nghiên cứu thử nghiệm, xác định hàm lượng nhiễm bẩn trong dầu vỉa và tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn một cách nhanh chóng, giúp các nhà thầu dầu khí tiết kiệm thời gian và chi phí.

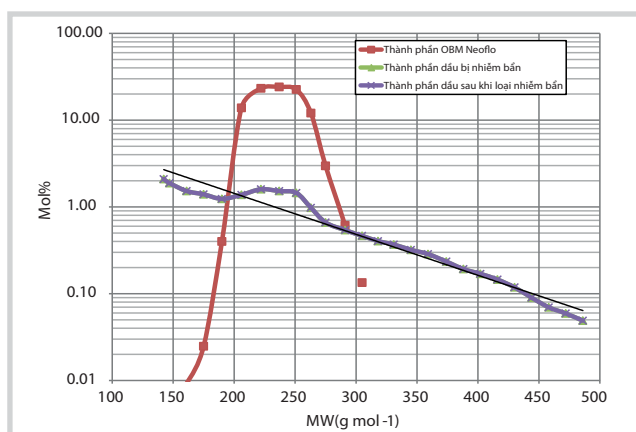
2. Đánh giá, xác định mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa

2.1. Phương pháp đánh giá

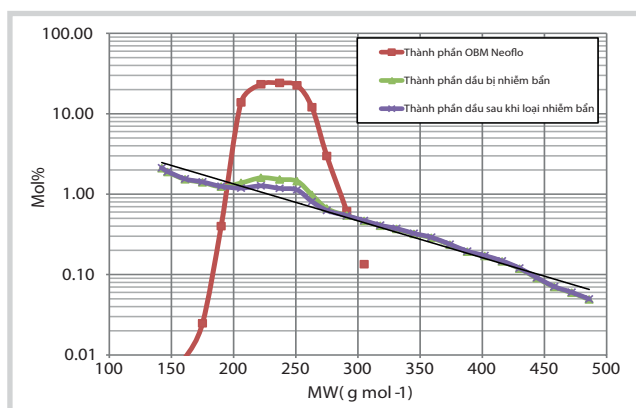
Để tính toán thành phần dầu chưa bị nhiễm bẩn, nhóm tác giả giả sử thành phần dầu vỉa từ C_{10} ($MW = 142$) tới C_{n+} có dạng đường dốc tuyến tính (dạng phân bố theo quy luật tự nhiên của các cấu tử hydrocarbon). Với mức độ nhiễm bẩn của dung dịch khoan trong dầu là $Z\%$, thì thành phần dầu sau khi loại $Z\%$ dung dịch khoan sẽ là $X - Y \times (Z/100)$. Thành phần dầu sau khi đã loại trừ dung dịch khoan gốc dầu chỉ còn $(100 - Z)\%$. Do đó, thành phần dầu chưa nhiễm bẩn được tính theo phương trình sau:

Bảng 1. Các đặc tính cơ bản của dung dịch khoan gốc dầu Neoflo 3-56

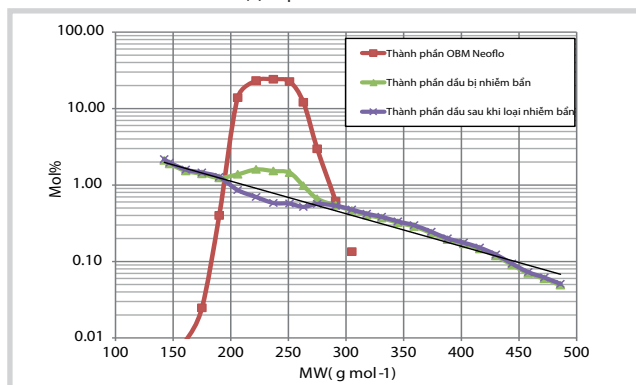
	Đặc tính	Đơn vị	Giá trị	Phương pháp xác định
Đặc tính hóa học	HC (C15-C16)	% m/m	> 80%	SCG 1086
	Tổng mạch nhánh	% m/m	> 90	SCG 1086
	Olefins	% m/m	< 20	SCG 866
	Tổng paraffins	% m/m	> 70	Tính toán
	Tổng alcohols	% m/m	< 15	SCG 811
	Độ nhớt tại 100°F	cSt	< 6	SCG 865
	Điểm bắt cháy	°F	> 190	SCG 003
	Điểm chảy	°F	< -10	ASTM D97
Đặc tính vật lý	Tỷ trọng	kg/m ³		ASTM D4052
	Điểm aniline	°C		ASTM D611
	Điểm sôi			
	5%	°C	252	ASTM D2887
	95%	°C	297	ASTM D2888



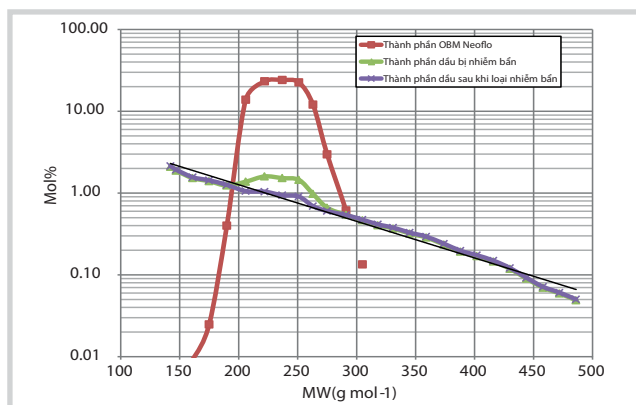
Hình 1. Tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn với giả định 0% nhiễm bẩn



(a) Loại 7% nhiễm bẩn



(b) Loại 12% nhiễm bẩn



(c) Loại 10% nhiễm bẩn

Hình 2. Xác định thành phần dầu không nhiễm bẩn trên cơ sở thử nghiệm tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu (%)

Thành phần dầu chưa nhiễm bẩn

$$wt\% = \frac{\{X - (Y \times (Z / 100))\}}{\{(100 - Z) / 100\}}$$

Trong đó:

X: Thành phần chất nhiễm bẩn đo được (wt%);

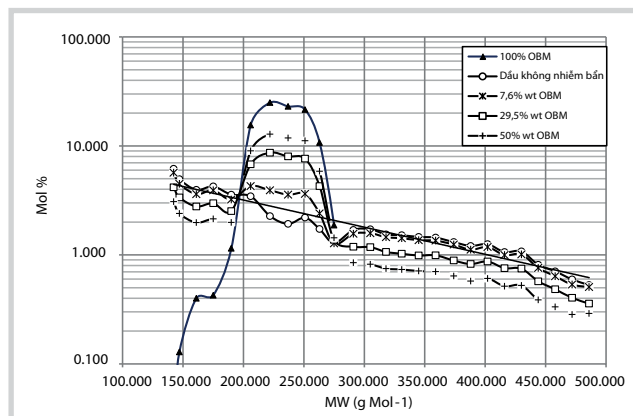
Y: Thành phần dung dịch gốc dầu Neoflo đo được (wt%);

Z: Mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu theo %wt trong chất lưu nhiễm bẩn.

Áp dụng phương pháp “Thử và sai số” với việc giả định các hàm lượng nhiễm bẩn khác nhau sau đó biểu diễn kết quả tính toán chất lưu đã loại nhiễm bẩn với phân tử lượng. Đánh giá sai số thành phần đã loại nhiễm bẩn so với đường độ dốc tuyến tính từ phân đoạn C_{10} đến C_{35} . Giá trị nào cho sai số nhỏ nhất sẽ là tỷ lệ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu.

Giả sử mức độ nhiễm bẩn ban đầu = 0, thành phần dầu nhiễm bẩn và thành phần dầu sau khi tính toán loại bỏ nhiễm bẩn và thành phần dung dịch khoan gốc dầu được biểu diễn trên Hình 1. Đối với thành phần dung dịch khoan gốc dầu thì không có mặt đáng kể của hydrocarbon trong các phân đoạn cuối từ C_{20} trở đi. Với sự thay đổi tỷ lệ nhiễm bẩn, thành phần chất lưu vữa sau khi loại nhiễm bẩn được tính toán và được biểu diễn trên cùng đồ thị.

Nhóm tác giả tiếp tục thử nghiệm với tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 7%wt. Kết quả thử nghiệm (Hình 2(a)) cho thấy thành phần dầu sau khi đã loại bỏ 7%wt dung dịch khoan gốc dầu vẫn bị nhiễm bẩn (cao hơn so với đường thẳng tuyến tính). Với việc thay đổi tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 12%wt, kết quả tính toán (Hình 2(b)) cho thấy thành phần dầu sau khi loại bỏ nhiễm bẩn bị thấp hơn so với đường tuyến tính. Kết quả thử nghiệm với tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 10%wt cho thấy thành phần sau khi loại nhiễm bẩn khá sát với đường tuyến tính và hệ số tương quan lớn nhất (Hình 2(c)).



Hình 3. Biểu đồ kết quả phân tích thành phần dầu nhiễm bẩn

2.2. Kết quả đánh giá trên mẫu thử nghiệm

Nhóm tác giả lựa chọn 1 mẫu dầu vỉa không bị nhiễm bẩn, pha trộn với dung dịch khoan gốc dầu Neoflo theo 3 tỷ lệ khối lượng khác nhau: 7,6%wt, 29,5%wt, 50%wt. Các hỗn hợp dầu trên được phân tích thành phần đến C36+ trên máy sắc ký khí của Agilent 7890 theo ASTM D6733 hoặc ASTM 6352. Số liệu được tính toán từ kết quả đo trên máy GC dưới dạng %wt. Máy sắc ký được chuẩn với chất chuẩn n-paraffin và mẫu chuẩn dầu khí nhân tạo (D2887).

Dựa vào kết quả phân tích thành phần (Bảng 2) và xác

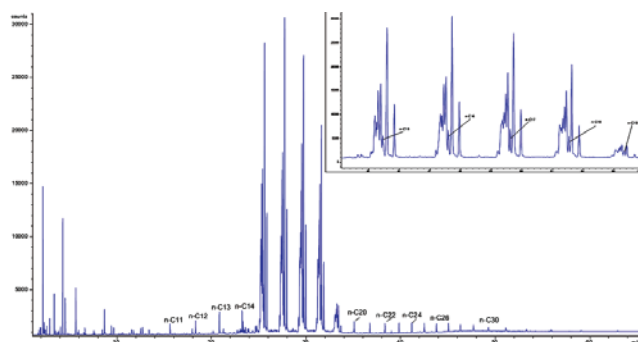
định mức độ nhiễm bẩn (Hình 3), nhóm tác giả đánh giá, tính toán mức độ nhiễm bẩn và tỷ lệ sai số so với kết quả pha trộn (Bảng 3). Kết quả cho thấy kết quả xác định mức độ nhiễm bẩn bằng tính toán sai lệch không đáng kể so với tỷ lệ pha trộn thực tế. Với mẫu dầu có tỷ lệ nhiễm bẩn càng lớn thì sai số càng lớn. Các nguyên nhân có thể dẫn đến sai số là: cân không chính xác, người pha mẫu chưa thuần thục, tỷ lệ sai số nhất định của máy sắc ký khí... Vì vậy, để phân tích và xác định chính xác mức độ nhiễm bẩn, cần phân tích, theo dõi chặt chẽ các bước tiến hành đo và

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần dầu

Thành phần dầu	Dầu không nhiễm bẩn		100% OBM		7,6% OBM		29,5% OBM		50% OBM	
	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %
Hydrogen Sulfide	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carbon dioxide	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nitrogen	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Methane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ethane	0,004	0,001	0,000	0,000	0,003	0,000	0,003	0,000	0,002	0,000
Propane	0,138	0,024	0,000	0,000	0,104	0,018	0,088	0,016	0,033	0,006
Iso-Butane	0,301	0,069	0,000	0,000	0,239	0,055	0,187	0,045	0,083	0,020
N-Butane	0,771	0,176	0,000	0,000	0,607	0,139	0,464	0,112	0,209	0,052
Iso-Pentane	1,175	0,333	0,000	0,000	0,992	0,281	0,727	0,218	0,378	0,116
N-Pentane	1,468	0,416	0,000	0,000	1,250	0,355	0,909	0,272	0,486	0,149
Hexanes	3,970	1,345	0,000	0,000	3,522	1,193	2,579	0,923	1,522	0,557
Heptanes	6,236	2,457	0,024	0,010	5,596	2,205	4,145	1,725	2,618	1,114
Octanes	9,125	4,099	0,012	0,006	8,208	3,687	6,086	2,887	3,981	1,931
Nonanes	7,265	3,664	0,013	0,007	6,616	3,337	4,894	2,606	3,327	1,812
Decanes	6,180	3,457	0,035	0,021	5,673	3,174	4,171	2,465	3,079	1,860
Undecanes	4,951	2,862	0,129	0,081	4,482	2,591	3,370	2,057	2,401	1,498
Dodecanes	3,956	2,504	0,399	0,275	3,611	2,286	2,782	1,860	1,978	1,352
Tridecanes	4,248	2,923	0,426	0,319	3,914	2,693	2,975	2,162	2,137	1,588
Tetradecanes	3,570	2,667	1,149	0,934	3,218	2,404	2,525	1,992	1,983	1,600
Pentadecanes	3,452	2,796	15,540	13,699	4,280	3,467	6,780	5,799	8,997	7,870
Hexadecanes	2,271	1,982	24,961	23,712	3,917	3,419	8,674	7,996	12,812	12,077
Heptadecanes	1,925	1,794	23,065	23,391	3,565	3,323	8,011	7,884	11,820	11,894
Octadecanes	2,198	2,169	21,560	23,157	3,633	3,586	7,641	7,965	11,141	11,873
Nonadecanes	1,726	1,785	10,722	12,067	2,399	2,481	4,275	4,669	5,858	6,541
Eicosanes	1,291	1,396	1,875	2,207	1,276	1,380	1,371	1,566	1,434	1,674
Heneicosanes	1,695	1,940	0,085	0,106	1,563	1,789	1,188	1,436	0,849	1,049
Docosanes	1,721	2,063	0,000	0,000	1,583	1,898	1,179	1,493	0,819	1,061
Tricosanes	1,541	1,927	0,004	0,005	1,455	1,819	1,064	1,406	0,749	1,011
Tetracosanes	1,515	1,971	0,002	0,003	1,422	1,851	1,025	1,409	0,735	1,033
Pentacosanes	1,463	1,985	0,000	0,000	1,365	1,852	0,987	1,414	0,712	1,043
Hexacosanes	1,441	2,034	0,000	0,000	1,352	1,908	0,991	1,478	0,702	1,070
Heptacosanes	1,311	1,928	0,000	0,000	1,245	1,830	0,888	1,379	0,640	1,016
Octacosane	1,209	1,844	0,000	0,000	1,117	1,704	0,824	1,328	0,575	0,948
Nonacosanes	1,254	1,982	0,000	0,000	1,180	1,866	0,870	1,453	0,608	1,038
Triacotanes	1,062	1,738	0,000	0,000	0,997	1,631	0,756	1,305	0,516	0,911
Hetriacontanes	1,077	1,821	0,000	0,000	1,010	1,708	0,748	1,335	0,525	0,959
Dotriacontanes	0,811	1,416	0,000	0,000	0,758	1,323	0,572	1,055	0,386	0,728
Tritriacontanes	0,707	1,272	0,000	0,000	0,636	1,146	0,483	0,919	0,333	0,648
Tetratriacontane	0,595	1,105	0,000	0,000	0,534	0,991	0,404	0,791	0,284	0,569
Pentatriacontanes	0,529	1,011	0,000	0,000	0,507	0,968	0,357	0,720	0,290	0,599
Hexatriacontanes lus	15,850	35,043	0,000	0,000	16,171	33,644	15,007	25,861	14,999	20,735
Tổng	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000

Bảng 3. Kết quả thử nghiệm đánh giá mức độ nhiễm bẩn

TT	Thí nghiệm	Tỷ lệ pha trộn dung dịch khoan gốc dầu	Tỷ lệ nhiễm bẩn theo đánh giá	Tỷ lệ sai số (%)
1	Test 1	7,6	7,58	0,26
2	Test 2	29,5	29,22	0,95
3	Test 3	50,0	48,52	2,96



Hình 4. Sắc đồ phân tích thành phần nhiễm bẩn có hiện diện của dung dịch khoan gốc dầu

xem xét tỉ mỉ sắc đồ phân tích. Hình 4 thể hiện sự xuất hiện của dung dịch khoan gốc dầu trong sắc đồ GC thuộc phân đoạn C_{14} - C_{19} . Qua kết quả đánh giá, thành phần dầu không nhiễm bẩn được tính toán hoàn toàn trùng khớp với thành phần dầu dầu không nhiễm bẩn. Rõ ràng, việc xác định hàm lượng dầu nhiễm bẩn và tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn hoàn toàn có thể thực hiện được theo phương pháp này.

Đối với các mẫu dầu có tỷ phần Phytane và Pristane trong phân đoạn C_{17} và C_{18} lớn sẽ ảnh hưởng đến độ chính xác của kết quả đánh giá mức độ nhiễm bẩn. Do phân đoạn này thường có tỷ lệ % khối lượng sẽ cao hơn các phân đoạn trước và phân đoạn sau chúng và thành phần dung dịch khoan gốc dầu cũng có thành phần các cấu tử chủ yếu rơi vào phân đoạn này nhưng không có thành phần Phytane và Pristane. Do đó, khi tính toán loại trừ thành phần nhiễm bẩn sẽ ảnh hưởng đến kết quả đánh giá. Đối với các mẫu dầu có

mức độ nhiễm bẩn ít, việc xác định tỷ lệ nhiễm bẩn dễ dàng hơn so với các mẫu có tỷ lệ nhiễm bẩn lớn trên 50% bởi vì một sai số nhỏ trong phân tích thành phần sẽ dẫn tới việc không xác định chính xác tỷ lệ nhiễm bẩn của mẫu.

Trên cơ sở thử nghiệm và đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa cho các nhà thầu dầu khí, nhóm tác giả VPI-Labs đã khẳng định giải pháp và rút ra nhiều kinh nghiệm trong quá trình tính toán và đánh giá mức độ nhiễm bẩn. Dựa vào kết quả đánh giá mức độ nhiễm bẩn, thành phần dầu vỉa không nhiễm bẩn và kết quả đo các thông số PVT của dầu nhiễm bẩn có thể dự đoán đặc tính PVT của dầu không nhiễm bẩn thông qua chạy mô phỏng EOS [2].

3. Kết luận

Phương pháp xác định hàm lượng nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa đã được thử nghiệm và triển khai thành công tại VPI-Labs. Kết quả thử nghiệm cho thấy mức độ nhiễm bẩn càng cao thì sai số trong tính toán càng lớn. Dựa vào kết quả đánh giá nhiễm bẩn và kết quả phân tích PVT của dầu nhiễm bẩn, có thể dự đoán đặc tính của dầu không nhiễm bẩn qua chạy mô phỏng EOS.

Tài liệu tham khảo

1. Karen Schou Perserson, Peter L.Christensen, Jawad Azeem Shaikh. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press. 2006: 422 pages.
2. Pashupati Sah, Karen Schou Pedersen, Gurdev S.Gurdial, Hairul Izwan, Mohd Fadli Ramli. *Equation-of-state modeling for reservoir fluid samples contaminated by oil-based drilling mud using contaminated fluid PVT data*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Queensland, Australia. 18 - 20 October, 2010.
3. CoreLab Perth. *Báo cáo phân tích PVT cho giếng khoan số AFL 20070004*. 2007.

Evaluation of oil-based mud contamination in reservoir fluids and calculation of uncontaminated fluid

Nguyen Manh Hung, Dang Ngoc Thuy, Dang Tuan Nhat, Bien Van Trang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oil-based mud (OBM) is popularly used to increase drilling rates and wellbore stability. However, the filtrate from these fluids contains various additives and is often miscible or partially miscible with reservoir fluid, causing changes to the physical properties and phase behaviours of reservoir fluid samples. The authors analysed the reservoir fluid composition using gas chromatography and evaluated the oil-based mud contamination level in reservoir fluid. Based on the results of this study, VPI-Labs has successfully provided to many clients in Vietnam the contamination evaluation services which earlier could only be performed by overseas labs, thus helping them save much time and costs.

Key words: OBM, oil-based mud, contamination evaluation, reservoir fluid, EOS, GC.

THU HỒI NI TRONG XÚC TÁC THẢI ĐỂ TỔNG HỢP XÚC TÁC XỬ LÝ MÔI TRƯỜNG: NGHIÊN CỨU ẢNH HƯỞNG CỦA ĐIỀU KIỆN TIỀN XỬ LÝ VÀ ẢNH HƯỞNG CỦA HÀM LƯỢNG NI TRONG XÚC TÁC $\text{Ni}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ ĐẾN KHẢ NĂNG XỬ LÝ CO

TS. Lê Phúc Nguyên, KS. Bùi Vĩnh Tường, TS. Nguyễn Hoài Thu
ThS. Nguyễn Sura, CN. Lương Ngọc Thủy

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nguyennlp@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Xúc tác thải từ các nhà máy đạm có chứa nhiều kim loại như Ni, Co, Cr... nên được xếp vào nhóm chất thải nguy hại. Việc nghiên cứu thu hồi Ni để tổng hợp các vật liệu xúc tác xử lý môi trường như xử lý khí thải có ý nghĩa rất lớn về mặt kinh tế và môi trường. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu hoạt tính của hệ xúc tác $\text{Ni}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ ứng dụng trong xử lý CO. Ảnh hưởng của các thông số về điều kiện tổng hợp cũng như hàm lượng Ni trong xúc tác đến tính chất và hoạt tính xúc tác đã được nghiên cứu.

Phản ứng xử lý CO theo phương pháp oxy hóa hoàn toàn được tiến hành ở áp suất thường với lưu lượng thể tích là 110.000 giờ^{-1} và hàm lượng CO 1%. Các mẫu xúc tác được đánh giá qua phản ứng chuyển hóa CO thành CO_2 sử dụng mô hình khảo sát light-off CO (theo dõi độ chuyển hóa CO theo chương trình nhiệt độ). Kết quả phân tích EDX và hấp phụ N_2 cho thấy phương pháp tổng hợp cho hiệu quả tốt trong việc kết tủa định hướng pha hoạt tính trên chất mang. Việc tiền xử lý nhiệt xúc tác trong môi trường khử giúp xúc tác có hoạt tính cao hơn so với khi được tiền xử lý trong điều kiện oxy hóa hoặc oxy hóa rồi khử. Pha Ni có hoạt tính chuyển hóa CO tốt nhất là Ni^0 . Các xúc tác được tiền xử lý khử đều cho độ bền hoạt tính tốt; không có sự khác biệt về hoạt tính xử lý CO sau 4 lần khảo sát light-off CO liên tiếp. Khi tăng hàm lượng Ni từ 5 - 20% sẽ giúp nâng cao hiệu quả xử lý CO. Tuy nhiên, khi hàm lượng Ni quá cao lại làm giảm mạnh diện tích bề mặt của xúc tác và không có lợi cho phản ứng. Trong điều kiện lưu lượng thể tích rất cao (110.000 giờ^{-1}) thì việc oxy hóa hoàn toàn CO trong hỗn hợp $1\% \text{CO}/20\% \text{O}_2/\text{N}_2$ có thể thực hiện được ở nhiệt độ dưới 270°C trên xúc tác $20\% \text{Ni}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$.

Từ khóa: Xử lý CO, xúc tác thải, nhà máy đạm, Ni, light-off CO, tiền xử lý xúc tác.

1. Mở đầu

Quá trình chế biến các loại phân bón có chứa nitơ (phân đạm) trên thế giới chủ yếu được thực hiện bằng cách tổng hợp NH_3 (>77% dựa trên tiền chất là khí thiên nhiên) [1]. Quy trình tổng hợp NH_3 được sử dụng phổ biến nhất hiện nay là công nghệ Haldor Topsoe (Đan Mạch), đang được sử dụng ở phần lớn các nhà máy đạm Việt Nam (Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau và Nhà máy Đạm Ninh Bình). Trong các phản ứng xảy ra trong quá trình tổng hợp NH_3 từ khí thiên nhiên thì quá trình steam-reforming cần phải sử dụng xúc tác trên cơ sở Ni

mang trên chất mang thường là Al_2O_3 . Đối với các hệ xúc tác sử dụng cho quá trình sản xuất đạm thì hàm lượng Ni chứa trong xúc tác dao động trong khoảng 18 - 30% khối lượng, tùy theo các giai đoạn. Bảng 1 thể hiện các hệ xúc tác được tổng hợp và thương mại hóa bởi công ty sản xuất xúc tác PDIL (Ấn Độ) và hàm lượng Ni tương ứng.

Khi hoạt động ở nhiệt độ cao và dưới nhiều tác nhân gây ngộ độc xúc tác (như cốc và các tạp chất) không thể tránh khỏi việc xúc tác bị đầu độc và mất dần hoạt tính do các tâm hoạt tính bị che lấp hoặc quá trình kết khối của pha hoạt tính. Xúc tác mất hoạt tính sẽ được

Bảng 1. Các hệ xúc tác sử dụng cho nhà máy đạm được PDIL tổng hợp và thương mại hóa

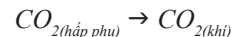
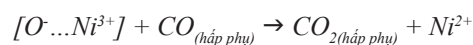
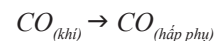
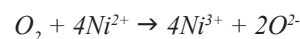
Xúc tác	Diện tích bề mặt riêng (BET) (m^2/g)	Thể tích lỗ xốp (ml/g)	Thành phần hóa học (% khối lượng)
Xúc tác reforming sơ cấp (CDR-66A)	30 - 35	0,20 - 0,22	NiO: 18 - 20; CaO: 1 - 2; còn lại là Al_2O_3
Xúc tác reforming thứ cấp (CDR-66B)	50 - 60	0,20 - 0,28	NiO: 10 - 12; CaO: 1 - 2; còn lại là Al_2O_3
Xúc tác methane hóa (CDM-15)	80 - 90	0,23 - 0,27	NiO: 18 - 20; còn lại là Al_2O_3
Xúc tác methane hóa đặc biệt (CD-SM-15C)	80 - 90	0,23 - 0,27	NiO: 30 - 32; còn lại là Al_2O_3

tái hoạt hóa để sử dụng lại, song không giúp xúc tác có được hoạt tính như ban đầu (do các quá trình mất hoạt tính thường bất thuận nghịch, ví dụ quá trình kết khối) [2, 3]. Do đó, sau một thời gian xúc tác mất hoạt tính phải được thay thế bằng xúc tác mới. Xúc tác mất hoạt tính sẽ trở thành xúc tác thải và được xếp vào nhóm chất thải rắn công nghiệp. Các quá trình reforming, hydrodesulfurization và hydroprocessing đều tạo ra xúc tác thải. Ước tính hàng năm có trên 3.000 tấn xúc tác mất hoạt tính được thải ra bởi Trung Quốc, Ấn Độ và các nước đang phát triển [1, 4].

Do xúc tác thải chứa nhiều thành phần độc hại (nhất là Ni) nên việc chôn lấp rất phức tạp, ảnh hưởng đến môi trường đất, nước ngầm [4]. Vì vậy, cần thu hồi kim loại Ni trong xúc tác thải để tái sử dụng là một hướng đi nhiều hứa hẹn [2, 6 - 9].

Hiện nay, việc xử lý CO theo cách oxy hóa hoàn toàn thành CO₂ có sử dụng xúc tác đang được quan tâm do các tiêu chuẩn về khí thải ngày càng nghiêm ngặt [10]. Việc sử dụng các kim loại/oxide kim loại chuyển tiếp để thay thế các hệ xúc tác kim loại quý có giá thành rất cao là hướng nghiên cứu chủ đạo trong thời gian gần đây [10 - 12]. Trong các kim loại chuyển tiếp, Ni là nguyên tố được sử dụng rộng rãi trong lĩnh vực xúc tác [9], có các electron hóa trị nằm trong phân lớp d nên có khả năng xúc tác cho các quá trình oxy hóa khử. Vì vậy, trong lĩnh vực xử lý khí thải theo hướng chuyển hóa xúc tác các tác nhân độc hại thành các tác nhân không độc (thực hiện các phản ứng oxy hóa CO, các hydrocarbon (HC) thành CO₂, H₂O, khử NO_x thành N₂ và các quá trình loại halogen) thì Ni là một thành phần quan trọng của các hệ xúc tác đã và đang được nghiên cứu sử dụng [13 - 18]. Nickel cũng là một thành phần trong hệ xúc tác 3 chiều (3-ways catalyst) sử dụng trong việc xử lý đồng thời các khí thải từ động cơ ô tô CO, HC và NO_x [19 - 23].

Trong các hệ xúc tác oxy hóa CO thì NiO là một trong những hệ xúc tác đơn oxide kim loại có hoạt tính tốt nhất [15, 24, 25]. Theo nghiên cứu [18], các xúc tác oxide kim loại dạng bán dẫn loại p như các oxide của Ni có khả năng xúc tác cho các phản ứng oxy hóa CO rất tốt do có khả năng lưu trữ oxy trong cấu trúc mạng của chúng thông qua việc hình thành các lỗ trống cation. Trong một báo cáo năm 1974 [26], Bond đã đề nghị cơ chế của quá trình oxy hóa CO thành CO₂ trên oxide bán dẫn loại p NiO. Theo cơ chế này, NiO tham gia vào quá trình hấp phụ phân ly O₂ và hấp phụ CO, phản ứng xảy ra giữa O hấp phụ và CO hấp phụ như sau:



O hấp phụ trên các bán dẫn loại p rất hoạt động và có thể thực hiện các quá trình oxy hóa sâu [25]. Tuy nhiên, việc sử dụng hệ đơn xúc tác dạng khối sẽ có nhiều nhược điểm như lượng pha hoạt tính cần dùng rất nhiều, độ bền xúc tác thấp. Vì vậy, việc mang pha hoạt tính trên một chất mang có độ bền cao, diện tích bề mặt riêng lớn và có thể phân tán tốt pha hoạt tính là rất cần thiết. γ-Al₂O₃ là một trong các chất mang thường được sử dụng rộng rãi nhất.

Nhóm tác giả đã tiến hành tổng hợp hệ xúc tác Ni/γ-Al₂O₃, làm rõ ảnh hưởng của môi trường xử lý nhiệt các mẫu, nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng Ni trên mẫu xúc tác đến hiệu quả oxy hóa hoàn toàn CO. Đây là nghiên cứu có tính nền tảng cho việc tổng hợp xúc tác sử dụng Ni thu hồi sau này. Với mục đích đánh giá, lựa chọn điều kiện tổng hợp cũng như hàm lượng Ni phù hợp, nhóm tác giả chủ động sử dụng tiền chất Ni tinh khiết, sau đó dựa trên kết quả nghiên cứu này sẽ tiến hành tổng hợp xúc tác trên cơ sở Ni thu hồi.

2. Thục nghiệm

2.1. Phương pháp tổng hợp và tiền xử lý xúc tác

Các hệ xúc tác trên cơ sở kim loại/oxide kim loại Ni mang trên γ-Al₂O₃ được tổng hợp theo phương pháp kết tủa lắng đọng như trong các nghiên cứu trước của nhóm tác giả [27, 28]. Trước tiên, cân khối lượng γ-Al₂O₃ (hóa chất tinh khiết Merck, Cas No: 1344-28-1), thêm một ít nước cất rồi khuấy bằng máy khuấy từ ở nhiệt độ 60°C, pH = 10 (dùng NH₃ để điều chỉnh pH). Sau đó, muối Ni(NO₃)₂·6H₂O (hóa chất tinh khiết Merck) được hòa tan với lượng nước vừa đủ. Khối lượng muối được tính toán sao cho thành phần pha hoạt tính tương ứng trong mẫu xúc tác dao động từ 5 - 30% khối lượng. Sau đó, từng dung dịch muối nitrate sẽ được cho vào becher chứa γ-Al₂O₃ ở nhiệt độ 60°C và pH được giữ ổn định ở pH = 10 trong 30 phút trước khi quá trình cô cạn dung dịch được thực hiện ở nhiệt độ 90°C. Các chất rắn sau khi cô cạn được cho vào tủ sấy ở nhiệt độ 110°C trong khoảng 12 giờ. Mẫu chứa 20% khối lượng Ni trên Al₂O₃ được chọn làm mẫu đại diện để nghiên cứu ảnh hưởng của điều kiện tiền xử lý. Mẫu này được xử lý ở các điều kiện khác nhau bao gồm oxy hóa, khử và oxy hóa rồi khử (Bảng 2).

Bảng 2. Ký hiệu các mẫu xúc tác

Mẫu xúc tác	Điều kiện nung	Ký hiệu
20% Ni/Al ₂ O ₃	20% O ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	20Ni(O)/Al
20% Ni/Al ₂ O ₃	20% H ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	20Ni/Al
20% Ni/Al ₂ O ₃	20% O ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	20Ni(O-K)/Al
	20% H ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	
5% Ni/Al ₂ O ₃	20% H ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	5Ni/Al
10% Ni/Al ₂ O ₃	20% H ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	10Ni/Al
30% Ni/Al ₂ O ₃	20% H ₂ /N ₂ ở 550°C, 4 giờ	30Ni/Al

Việc nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng Ni đến hoạt tính xử lý CO được thực hiện trên các mẫu chứa x% (khối lượng) Ni trên chất mang Al₂O₃ được ký hiệu là xNi/Al với x = 5%, 10%, 20% và 30%. Các mẫu này đều được xử lý trong điều kiện khử với hỗn hợp 20%H₂/N₂ ở nhiệt độ 550°C trong 4 giờ sau khi sấy.

2.2. Phương pháp khảo sát hình thái, cấu trúc, thành phần pha và đặc tính khử của xúc tác

Sử dụng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) để xác định cấu trúc, thành phần pha trong mẫu xúc tác. Các mẫu được đo trên thiết bị Bruker AXS D8, dùng điện cực Cu (40kV, 40mA), góc quét từ 20 - 80°, bước quét là 0,02°, thời gian mỗi bước quét là 3 giây.

Diện tích bề mặt, thể tích lỗ xốp cùng phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu cũng được xác định thông qua sự hấp phụ N₂ ở nhiệt độ -196°C (N₂ theo tiêu chuẩn ASTM D3663 và ASTM D4365 với máy Micromeritics). Trước khi đo, các thành phần hấp phụ trên bề mặt mẫu được loại bỏ thông qua quá trình xử lý ở 400°C trong N₂ trong 8 giờ bằng bộ xử lý mẫu SmartPrep (hãng Micromeritics).

Bên cạnh đó, hình thái của xúc tác cũng được xác định bằng thiết bị kính hiển vi điện tử quét (SEM) trên thiết bị EVO MA10 (hãng Carl Zeiss). Ngoài ra, việc phân tích EDX cũng được tiến hành trên thiết bị này với giá trị điện thế gia tốc của chùm electron bắn vào mẫu là 20keV.

2.3. Phương pháp khảo sát hoạt tính xúc tác

Hoạt tính xúc tác trên phản ứng oxy hóa CO thành CO₂ được khảo sát nhờ một hệ thống xúc tác tầng cố định. Phản ứng được tiến hành với tỷ lệ hỗn hợp khí CO:O₂:N₂ = 1:20:79 với áp suất khí quyển. Tổng lưu lượng hỗn hợp khí là 10 lít/giờ, khối lượng xúc tác sử dụng là 0,1g tương ứng với giá trị lưu lượng thể tích GHSV là 110.000 giờ⁻¹. Trước khi phản ứng, xúc tác được làm sạch bề mặt ở nhiệt độ 400°C trong 2 giờ trong dòng khí N₂. Sau khi làm nguội đến nhiệt độ phòng, quá trình khảo sát hoạt tính xúc tác được thực hiện qua quá trình light-off CO từ 50 - 500°C với tốc độ gia nhiệt 5°C/phút. Quá trình light-off CO chính

là khảo sát độ chuyển hóa CO thành CO₂ theo từng nhiệt độ. Nồng độ các khí trong sản phẩm bao gồm CO, CO₂ đều được ghi nhận với tần suất 22s/1 điểm nhờ thiết bị phân tích online Ultramat 6E của Siemens (Đức). Trên cơ sở đó, đường light-off có thể được thiết lập. Các mẫu đều được khảo sát hoạt tính ít nhất 4 lần. Sau mỗi lần khảo sát đường light-off CO từ 50 - 500°C, xúc tác được đưa về nhiệt độ phòng trong môi trường N₂ và tiếp tục tiến hành khảo sát light-off lần tiếp theo.

Ngoài ra, trong nghiên cứu này, năng lượng hoạt hóa biểu kiến của các quá trình xử lý CO trên các hệ xúc tác khác nhau cũng được tính toán. Phương pháp xác định năng lượng hoạt hóa biểu kiến (E) được thực hiện như sau:

$$\begin{aligned}
 -r_{CO} &= k[O_2]^b[CO]^a \\
 k &= k_o \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\
 \Rightarrow r_{CO} &= k_o \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right][O_2]^b[CO]^a \\
 &= k_o[O_2]^b[CO]^a \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\
 -r_{CO} &= k_o'[CO]^a \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right]
 \end{aligned}$$

Với $k_o' = k_o[O_2]^b$ là hằng số do nồng độ O₂ ban đầu lớn và rất ít thay đổi trong quá trình phản ứng. Đối với hệ xúc tác tầng cố định thì:

$$\begin{aligned}
 \frac{dF_{CO}}{dW} &= r_{CO} \\
 \frac{dF_{CO}}{dW} &= \frac{d(F_{COo}(1-X))}{dW} = \frac{-F_{COo}dX}{dW} \\
 \Rightarrow \frac{-F_{COo}dX}{dW} &= r_{CO} = -k_o'[CO]^a \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\
 \Rightarrow \frac{dX}{dW} &= \frac{k_o'}{F_{COo}}[CO]^a \exp\left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right]
 \end{aligned}$$

Trong đó:

W: Khối lượng xúc tác;

F_{CO}: Lưu lượng mol của CO (mol/s);

V: Lưu lượng thể tích (m³/s);

X: Độ chuyển hóa CO.

Ở độ chuyển hóa thấp (<10%), hệ khảo sát có thể xem như thiết bị phản ứng dạng vi phân (differential reactor). Do đó, trong hệ sẽ không có các thay đổi về nhiệt độ, áp suất hay nồng độ các chất nên không có thay đổi đáng kể về tốc độ phản ứng dọc theo chiều dài lò phản ứng. Mặt khác, ở độ chuyển hóa thấp thì sự thay đổi về lưu lượng thể tích tổng của hệ không đáng kể, v_o = v. Như vậy:

$$\begin{aligned}\frac{dX}{dW} &= \frac{k_o'}{F_{CO_2}} [CO]^a \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\ \Rightarrow \frac{dX}{dW} &= \frac{k_o'}{F_{CO_2}} \left[\frac{F_{CO_2}}{v_o}\right]^a [1-X]^a \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\ \Rightarrow \frac{dX}{dW} &= k_o'' [1-X]^a \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\ \text{Với } k_o'' &= \frac{k_o'}{F_{CO_2}} \left[\frac{F_{CO_2}}{v_o}\right]^a\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Rightarrow \frac{dX}{[1-X]^a} &= k_o'' \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] dW \\ \Rightarrow \int_0^X \frac{dX}{[1-X]^a} &= \int_0^W k_o'' \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] dW \\ \Rightarrow \int_0^X \frac{dX}{[1-X]^a} &= k_o'' \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \times \int_0^W dW \\ &= k_o'' \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \times W \\ \Rightarrow \int_0^X \frac{dX}{[1-X]^a} &= k_o''' \exp\left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right]\end{aligned}$$

$$\text{Với } k_o''' = k_o'' \times W$$

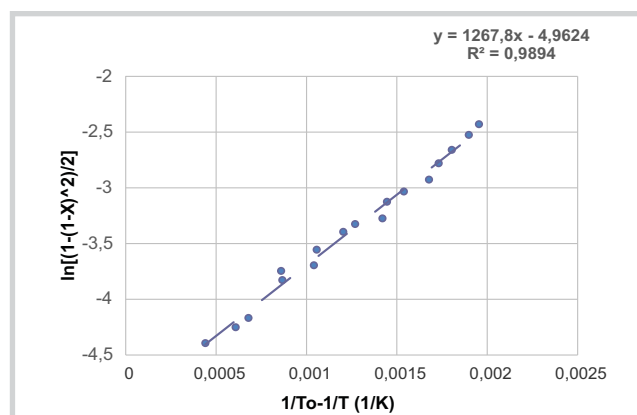
$$\begin{aligned}\Rightarrow \ln\left(\int_0^X \frac{dX}{[1-X]^a}\right) &= \ln k_o''' + \left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \\ \ln\left[\frac{(1-X)^{1-a} - 1}{a-1}\right] &= \ln k_o''' + \left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (*)\end{aligned}$$

Theo kết quả nghiên cứu của Berlowitz [29] ở nhiệt độ thấp, bậc của CO sẽ có giá trị khoảng gần -1 (do CO hấp phụ rất mạnh lên các tâm kim loại và ngăn cản việc hấp phụ của O₂). Khi nhiệt độ đủ cao, CO mới được giải hấp và giải phóng một phần các tâm phục vụ cho việc hấp phụ O₂. Theo Berlowitz, bậc CO có thể thay đổi trong khoảng -0,5 đến -1,2 ở các nhiệt độ và tâm kim loại khác nhau. Trong đó, giá trị bậc -1 của CO chỉ đúng trong khoảng nhiệt độ thấp, cụ thể trong nghiên cứu của nhóm tác giả cũng tiến hành xác định năng lượng hoạt hóa với giá trị bậc phản ứng CO là -1 trong khoảng nhiệt độ 125 - 275°C, tương ứng với độ chuyển hóa < 10%.

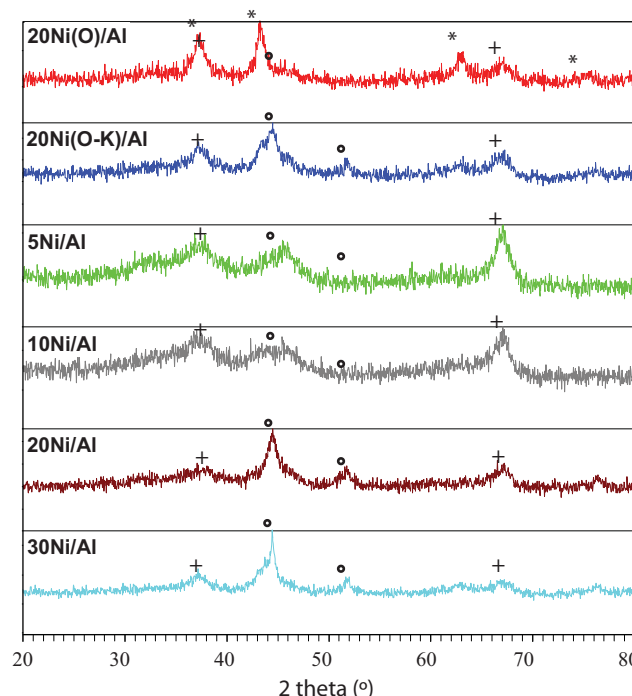
Như vậy phương trình (*) có dạng:

$$\ln\left[\frac{1 - (1-X)^2}{2}\right] = \ln k_o''' + \left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right]$$

Dựa trên phương trình này, nhóm tác giả có thể xây dựng các đồ thị biểu diễn $\ln[(1-(1-X)^2)/2]$ theo $(1/T_o - 1/T)$. Hệ số góc của đồ thị này chính là giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của quá trình chuyển hóa CO thành CO₂ tính ở vùng độ chuyển hóa nhỏ hơn 10%.



Hình 1. Ví dụ về đồ thị biểu diễn $\ln[(1-(1-X)^2)/2]$ theo $(1/T_o - 1/T)$ để xác định năng lượng hoạt hóa quá trình. Hệ số góc của phương trình hồi quy tương ứng với E/R



Hình 2. Phổ nhiễu xạ tia X của các mẫu xúc tác: (*) NiO, (°) Ni, (+) γ -Al₂O₃

Ví dụ việc xác định năng lượng hoạt hóa biểu kiến của quá trình khảo sát light-off CO được thực hiện như sau:

- Bước 1: Chọn các giá trị nhiệt độ, độ chuyển hóa cho giai đoạn bắt đầu có quá trình oxy hóa CO thành CO₂ đến khi độ chuyển hóa là 10%;
- Bước 2: Tiến hành vẽ đồ thị $\ln[(1-(1-X)^2)/2]$ theo $(1/T_o - 1/T)$ như Hình 1. Giá trị hệ số góc tương ứng với E/R, từ đó tính được năng lượng hoạt hóa (biểu kiến). Hình 1 cũng thể hiện giá trị hệ số xác định bội R².

3. Kết quả và thảo luận

3.1 Phân tích cấu trúc các mẫu xúc tác bằng XRD

Kết quả phổ nhiễu xạ tia X của các mẫu xúc tác được trình bày trong Hình 2. Trước tiên, cần lưu ý ở vị trí góc

$2\theta = 37^\circ$ có đỉnh (peak) đặc trưng của $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ trùng với peak của NiO. Tuy nhiên, NiO có bộ 3 peak đặc trưng nhất ở các vị trí 2θ tương ứng là 37° , 43° , 63° còn $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ lại có các peak đặc trưng ở các vị trí tương ứng là 37° và 67° . Vì vậy, ở một số mẫu tuy có peak ở vị trí 37° nhưng lại không có sự hiện diện của peak ở vị trí 63° mà chỉ có ở vị trí 67° thì peak ở vị trí 37° không phải NiO mà chính là $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$. Kết quả ở Hình 2 cho thấy pha Ni trong các mẫu xúc tác được xử lý nhiệt trong môi trường khử đều ở dạng Ni $^\circ$; mẫu 20Ni(O)/Al được xử lý trong môi trường oxy hóa thì pha Ni chỉ tồn tại ở dạng NiO; mẫu 20Ni(O-K)/Al có sự tồn tại đồng thời của 2 pha Ni $^\circ$ và NiO chứng tỏ mẫu xúc tác sau khi bị oxy hóa ở 550°C rất khó có thể được khử lại Ni $^\circ$. Ngoài ra, khi hàm lượng Ni trong các mẫu được xử lý nhiệt trong môi trường khử tăng dần thì cường độ đỉnh Ni $^\circ$ cũng tăng dần cùng với sự giảm cường độ của các đỉnh $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$.

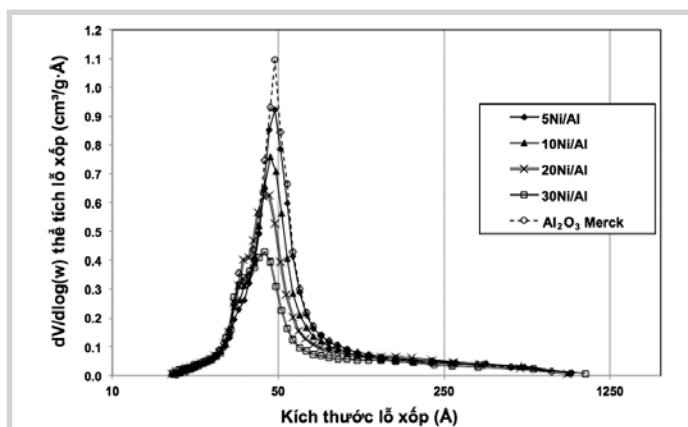
3.2. Kết quả phân tích hình thái xúc tác bằng hấp phụ N_2 và SEM-EDX

Bảng 3 trình bày kết quả diện tích bề mặt (S_{BET}) và thể tích lỗ xốp của các mẫu xúc tác và các kết quả của chất mang Al_2O_3 . Trước tiên, điều kiện xử lý nhiệt có ảnh hưởng đến hình thái xúc tác trong đó mẫu được xử lý trong môi trường oxy hóa có diện tích bề mặt nhỏ hơn mẫu được xử lý trong môi trường khử (S_{BET} mẫu 20Ni(O)/Al = $94\text{m}^2/\text{g}$ so với S_{BET} mẫu 20Ni/Al = $107\text{m}^2/\text{g}$). Trong nghiên cứu trước đó [30, 31], việc nung mẫu trong điều kiện oxy hóa sẽ ưu đãi quá trình kết khối và giảm mạnh diện tích bề mặt. Riêng mẫu 20Ni(O-K)/Al có thể do được xử lý nhiệt 2 lần ở 550°C nên diện tích bề mặt nhỏ hơn 2 mẫu trên.

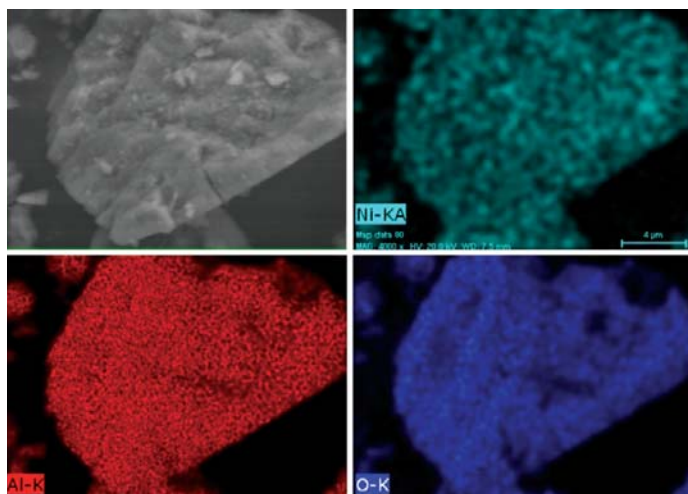
Mặt khác, việc tăng hàm lượng Ni trên mẫu dẫn đến việc giảm diện tích bề mặt và thể tích lỗ xốp. Cụ thể, khi hàm lượng Ni tăng từ 5 - 30% thì diện tích bề mặt giảm từ $122\text{m}^2/\text{g}$ xuống còn $91\text{m}^2/\text{g}$. Kết quả phân tích phân bố kích thước lỗ xốp (Hình 3) cho thấy việc tăng dần hàm lượng Ni đã làm giảm dần thể tích và kích thước lỗ xốp đặc trưng của Al_2O_3 . Như vậy, Ni đã được kết tủa trong các lỗ xốp kích thước 5nm đặc trưng của Al_2O_3 . Sự hiện diện của Ni trong hệ thống lỗ xốp của Al_2O_3 vừa làm giảm thể tích lỗ xốp (từ $0,25\text{cm}^3/\text{g}$ xuống còn $0,16\text{cm}^3/\text{g}$ khi tăng hàm lượng Ni đến 30%), vừa làm giảm kích thước lỗ xốp đặc trưng của các mẫu. Như vậy, có thể các pha Ni hoạt tính đều được kết tủa tốt trên chất mang Al_2O_3 .

Bảng 3. Diện tích bề mặt, thể tích lỗ xốp của các mẫu xúc tác

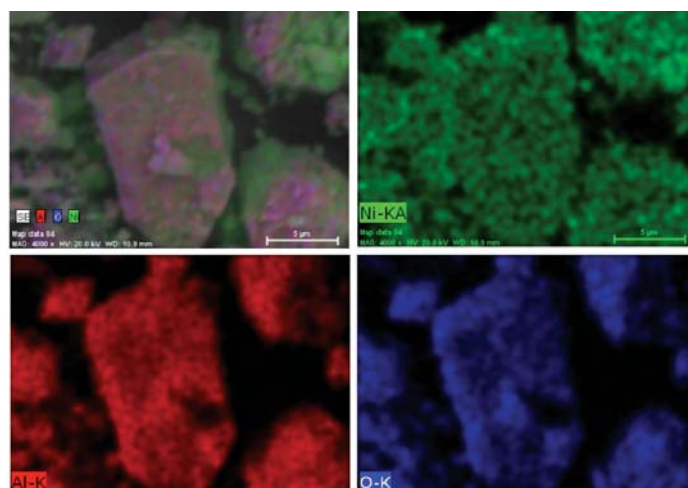
Mẫu xúc tác	$S_{\text{BET}} (\text{m}^2/\text{g})$	Thể tích lỗ xốp (cm^3/g)
Al_2O_3	130	0,25
20Ni(O)/Al	94	0,17
20Ni(O-K)/Al	90	0,16
5Ni/Al	122	0,24
10Ni/Al	116	0,21
20Ni/Al	107	0,20
30Ni/Al	91	0,16



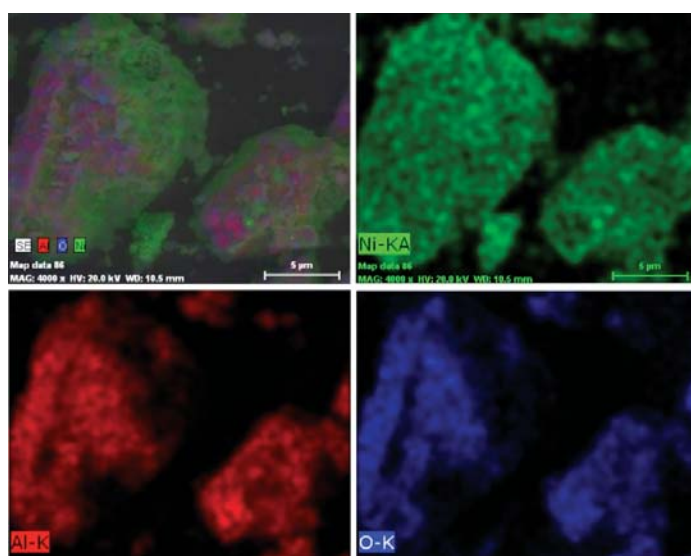
Hình 3. Kết quả phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu xúc tác cùng $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ và Ni



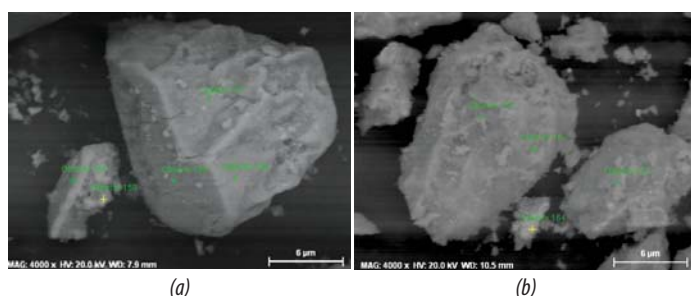
Hình 4. Kết quả phân tích sự phân bố nguyên tố trên xúc tác 5Ni/Al, độ phóng đại 4.000 lần



Hình 5. Kết quả phân tích sự phân bố nguyên tố trên xúc tác 20Ni/Al, độ phóng đại 4.000 lần



Hình 6. Kết quả phân tích sự phân bố nguyên tố trên xúc tác 30Ni/Al, độ phóng đại 4.000 lần

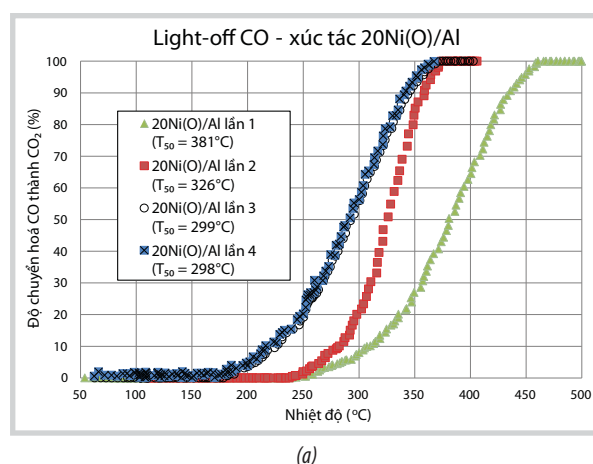


Hình 7. Các vị trí phân tích thành phần nguyên tố trên các mẫu xúc tác: (a) 5Ni/Al và (b) 30Ni/Al

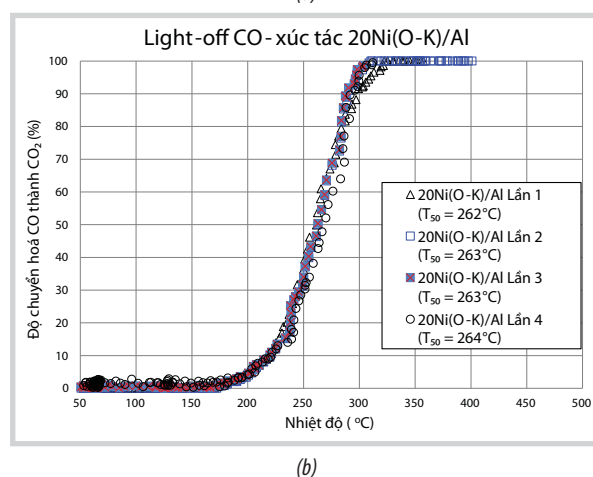
Bên cạnh đó, nhóm tác giả tiến hành phân tích khả năng kết tủa định hướng của pha hoạt tính trên Al_2O_3 thông qua phân tích SEM-EDX ở các Hình 4 - 6 của các mẫu đại diện 5Ni/Al, 20Ni/Al và 30Ni/Al. Qua việc phân tích phổ đồ tia X đặc trưng thoát ra khi bắn phá các mẫu với dòng electron có điện thế gia tốc là 20keV, có thể phát hiện sự hiện diện của các tạp chất (nếu có) trên các mẫu xúc tác. Kết quả thu được cho thấy các mẫu xúc tác có độ tinh khiết cao, không xuất hiện peak của nguyên tố lạ.

Bản đồ phân bố nguyên tố trên các mẫu xúc tác cho thấy các pha Ni đều được phân bố trên chất mang Al_2O_3 . Các vị trí có Al và O đều có các nguyên tố hoạt tính. Trong Hình 3, trên một hạt xúc tác 5Ni/Al, nguyên tố Ni được phân bố ngay tại các vị trí của Al và O. Các mẫu khác cũng cho kết quả tương tự. Như vậy, quy trình tổng hợp xúc tác do nhóm tác giả lựa chọn có ưu điểm trong việc kết tủa định hướng các pha hoạt tính trên chất mang.

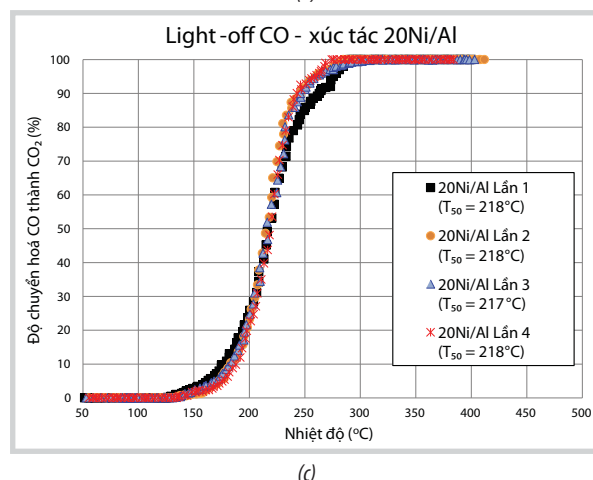
Ngoài ra, nhóm tác giả xác định tỷ lệ thành phần Ni trên 2 mẫu đại diện là 5Ni/Al và 30Ni/Al thông qua việc xác định thành phần nguyên tố Ni tại một số điểm được đánh dấu trên Hình 7a và 7b bằng phương pháp EDX. Kết quả cho thấy tỷ lệ thành phần Ni trung bình tại 5 điểm trên Hình 7a tương ứng với mẫu 5Ni/Al là 5,06%; tỷ lệ thành phần Ni trung bình tại 4



(a)



(b)



(c)

Hình 8. Kết quả khảo sát light-off CO trên các mẫu xúc tác Ni được xử lý nhiệt ở các điều kiện khác nhau: (a) 20Ni(O-K)/Al, (b) 20Ni(O)/Al và (c) 20Ni/Al. T_{50} : Nhiệt độ tương ứng với 50%CO được chuyển hóa thành CO_2 . Hỗn hợp khí là 1%CO/20% O_2 /79% N_2 , GHSV = 110.000 giờ⁻¹

điểm trên Hình 7b (mẫu 30Ni/Al) là 31,20%. Kết quả này cho thấy quá trình tổng hợp xúc tác đã được thực hiện rất tốt.

Như vậy, các kết quả khảo sát hình thái xúc tác cho thấy các pha hoạt tính đều được kết tủa định hướng trên chất mang Al_2O_3 và trong các lỗ xốp của Al_2O_3 . Trong các mẫu đều không chứa tạp chất và tỷ lệ thành

phần Ni trên các mẫu đúng với tỷ lệ thành phần tổng hợp ban đầu. Khi tăng hàm lượng Ni sẽ làm giảm diện tích bề mặt và kích thước lỗ xốp.

3.3. Kết quả hoạt tính của các hệ xúc tác trên phản ứng oxy hóa hoàn toàn CO

3.3.1. Ảnh hưởng của điều kiện tiền xử lý xúc tác

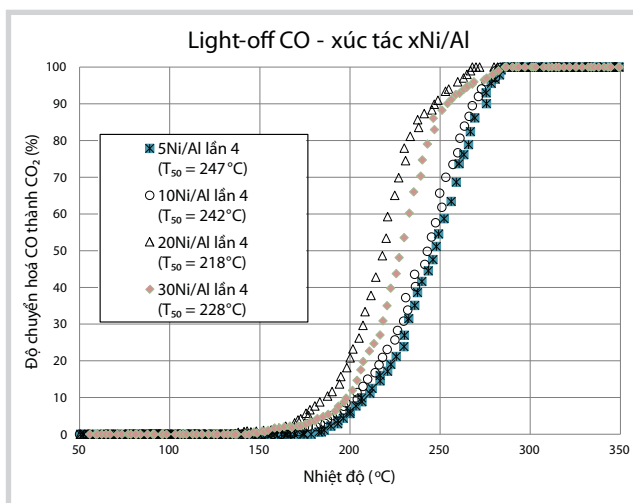
Ảnh hưởng của điều kiện xử lý nhiệt xúc tác đến hoạt tính xử lý CO được trình bày trong Hình 8 và Bảng 4. Mẫu 20Ni/Al và 20Ni(O-K)/Al có sự ổn định về hoạt tính rất tốt. Sự khác biệt trong hoạt tính oxy hóa CO thành CO₂ giữa các lần khảo sát là không đáng kể. Tuy nhiên, mẫu 20Ni(O)/Al lại cho thấy sự tăng dần hoạt tính khi tăng số lần khảo sát. Các giá trị năng lượng hoạt hóa đối với mẫu 20Ni(O)/Al giảm từ 29,2KJ/mol xuống 17,8KJ/mol sau 4 lần khảo sát light-off liên tiếp. Nếu so sánh hoạt tính xúc tác của 3 mẫu này trên cơ sở lựa chọn kết quả ổn định là kết quả lần thứ 4 (Hình 8c) thì hoạt tính giảm theo thứ tự 20Ni/Al ($E = 11,5\text{KJ/mol}$) < 20Ni(O-K)/Al ($E = 15,7\text{KJ/mol}$) < 20Ni(O)/Al ($E = 17,8\text{KJ/mol}$). Kết hợp với kết quả phân tích XRD có thể khẳng định pha Ni⁰ có hoạt tính oxy hóa CO tốt hơn pha NiO. Việc hoạt tính của mẫu NiO/Al chỉ đạt ổn định sau lần khảo sát light-off thứ 3 có thể liên quan đến việc pha NiO trong NiO/Al bị khử dần trong quá trình tiến hành phản ứng đến một trạng thái cân bằng. Thu mẫu NiO/Al sau khi đánh giá hoạt tính và phân tích lại thành phần pha bằng XRD, nhóm tác giả nhận thấy có sự hiện diện của peak Ni nhưng pha hoạt tính vẫn chủ yếu tồn tại ở dạng NiO. Kết quả phân tích XRD cũng cho thấy Ni trong mẫu 20Ni(O-K)/Al tồn tại cả 2 pha NiO và Ni⁰. Hoạt tính mẫu này thấp hơn mẫu đã được xử lý duy nhất trong môi trường khử (20Ni/Al) với sự hiện diện chủ yếu Ni ở pha Ni⁰. Ngoài ra, do đã được xử lý khử trong 4 giờ để đạt trạng thái oxy hóa ổn định nên hoạt tính của mẫu này ổn định ngay lần khảo sát light-off CO đầu tiên. Như vậy, đối với hệ xúc tác trên cơ sở Ni thì pha có hoạt tính tốt nhất là Ni⁰ và việc xử lý mẫu trong môi trường khử cho hiệu quả tốt nhất.

3.3.2. Ảnh hưởng của hàm lượng Ni đến hoạt tính trong các mẫu xNi/Al

Đối với các mẫu xNi/Al, quá trình xử lý nhiệt được thực hiện trong môi trường khử nên hoạt tính rất ổn định và không có sự khác biệt trong 4 lần khảo sát light-off CO liên tiếp. Vì vậy, nhóm tác giả chỉ biểu diễn kết quả đường light-off CO trong lần khảo sát thứ 4, cùng T_{50} tương ứng của mỗi xúc tác trong Hình 9 và các giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến trong Bảng 5.

Bảng 4. Các giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của các xúc tác được tiền xử lý ở các điều kiện khác nhau

Xúc tác	Năng lượng hoạt hóa (KJ/mol)
20Ni(O)/Al lần 1	29,2
20Ni(O)/Al lần 2	22,7
20Ni(O)/Al lần 3	17,4
20Ni(O)/Al lần 4	17,8
20Ni/Al lần 4	11,5
20Ni(O-K)/Al lần 4	15,7



Hình 9. Kết quả khảo sát light-off CO lần 4 trên các mẫu 5Ni/Al, 10Ni/Al, 20Ni/Al và 30Ni/Al. T_{50} : Nhiệt độ tương ứng với 50%CO được chuyển hóa thành CO₂. Hỗn hợp khí là 1%CO/20%O₂/79%N₂, GHSV = 110.000 giờ⁻¹

Bảng 5. Các giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của các xúc tác có hàm lượng Ni khác nhau

Xúc tác	Năng lượng hoạt hóa (KJ/mol)
5Ni/Al	35,7
10Ni/Al	21,6
20Ni/Al	11,5
30Ni/Al	12,8

Hình 9 và Bảng 5 cho thấy khi hàm lượng Ni tăng từ 5 - 20% thì hoạt tính xúc tác tăng. Cụ thể năng lượng hoạt hóa của mẫu 20Ni/Al (11,5KJ/mol) nhỏ hơn so với mẫu 10Ni/Al (21,6KJ/mol) và 5Ni/Al (35,7KJ/mol). Kết quả này cho thấy Ni⁰ chính là pha hoạt tính của hệ xúc tác xNi/Al trong phản ứng oxy hóa hoàn toàn CO thành CO₂. Việc tăng số lượng pha hoạt tính đã làm tăng hoạt tính chuyển hóa CO. Tuy nhiên, khi tăng hàm lượng Ni từ 20% lên 30% thì hoạt tính lại giảm thể hiện qua việc tăng năng lượng hoạt hóa từ 11,5KJ/mol lên 12,8KJ/mol. Kết quả này có thể do việc tăng quá cao hàm lượng Ni đã làm diện tích bề mặt giảm quá mạnh. Nếu S_{BET} của mẫu 20Ni/Al đạt 107m²/g cùng thể tích lỗ xốp trung bình là 0,2cm³/g thì các giá trị tương ứng ở mẫu 30Ni/Al lần lượt chỉ là 97m²/g và 0,16cm³/g. Như vậy, khi tăng hàm lượng Ni sẽ dẫn đến 2 ảnh hưởng trái ngược đến hoạt tính xúc tác. Việc tăng

hàm lượng Ni sẽ làm tăng số lượng tâm hoạt tính và làm tăng hoạt tính chuyển hóa CO; đồng thời cũng làm giảm diện tích bề mặt, thể tích lỗ xốp và kích thước lỗ xốp trung bình. Tùy vào sự thay đổi hàm lượng sẽ có các khoảng mà yếu tố trội là số lượng tâm hoạt tính hoặc diện tích bề mặt. Với hàm lượng từ 5 - 20% Ni thì yếu tố trội là hàm lượng pha hoạt tính. Nhưng khi tăng hàm lượng Ni cao hơn 20% thì yếu tố giảm diện tích bề mặt lại trội hơn. Hệ xúc tác 20Ni/Al có sự cân bằng giữa 2 yếu tố này và cho hoạt tính oxy hóa hoàn toàn CO thành CO₂ tốt nhất trong nghiên cứu này. Trên hệ xúc tác này, quá trình oxy hóa CO thành CO₂ có thể bắt đầu ở nhiệt độ 145°C và kết thúc ở nhiệt độ khoảng 270°C.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã đánh giá khả năng oxy hóa hoàn toàn CO thành CO₂ bằng cách sử dụng các hệ xúc tác trên cơ sở Ni mang trên alumina. Môi trường tiền xử lý nhiệt xúc tác ảnh hưởng lớn đến đặc trưng và hoạt tính xúc tác. Trong đó, việc xử lý nhiệt xúc tác trong môi trường khử cho diện tích bề mặt và hoạt tính xúc tác tốt nhất và xác định pha có hoạt tính chuyển hóa CO tốt nhất là Ni⁰. Mẫu được tiền xử lý trong môi trường khử có năng lượng hoạt hóa quá trình oxy hóa CO là 11,5KJ/mol thấp hơn rõ rệt so với mẫu được xử lý trong môi trường oxy hóa (E = 17,8KJ/mol) hoặc mẫu được khử lại sau khi đã được oxy hóa ở nhiệt độ 550°C (E = 15,7KJ/mol). Kết quả phân tích EDX và hấp phụ N₂ cho thấy phương pháp tổng hợp cho hiệu quả, việc kết tủa định hướng pha hoạt tính trên chất mang rất tốt.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng Ni đến hoạt tính xúc tác và thấy Ni⁰ là pha hoạt tính khi tăng hàm lượng Ni từ 5 - 20% giúp tăng hiệu quả xử lý CO. Năng lượng hoạt hóa cũng từ 35,7KJ/mol ở mẫu 5Ni/Al xuống 21,6KJ/mol ở mẫu 10Ni/Al và 11,5KJ/mol ở mẫu 20Ni/Al. Tuy nhiên, khi hàm lượng Ni quá cao lại làm giảm mạnh diện tích bề mặt của xúc tác và không có lợi cho phản ứng. Việc tăng hàm lượng Ni từ 20% lên 30% đã làm năng lượng hoạt hóa tăng lên khoảng 1,3KJ/mol. Liên hệ với cơ chế được đề nghị bởi Bond [26], nhóm tác giả thấy giai đoạn hấp phụ CO (khí) phụ thuộc rất mạnh vào cả sự hiện diện của Ni⁰ và diện tích bề mặt của mẫu. Quá trình tiền xử lý khử tạo ra các tâm Ni⁰, có khả năng hấp phụ rất tốt CO [32] (do CO có khả năng hình thành liên kết pi cho ngược với orbital trống trong Ni⁰). Kết quả khảo sát ảnh hưởng của hàm lượng Ni cho thấy thì việc đưa quá nhiều Ni lên xúc tác làm giảm diện tích bề mặt của mẫu và giảm hiệu quả của quá trình hấp phụ CO.

Trong điều kiện lưu lượng thể tích rất cao (110.000 giờ⁻¹) việc oxy hóa hoàn toàn CO với hàm lượng lên đến 1% có thể thực hiện được ở nhiệt độ dưới 270°C trên xúc tác 20Ni/Al. Nhóm tác giả sẽ tiếp tục nghiên cứu nâng cao hoạt tính xúc tác này thông qua việc biến tính với một số oxide kim loại khác trước khi sử dụng Ni thu hồi để tổng hợp xúc tác với các thông số, thành phần đã tối ưu trong các nghiên cứu tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

1. B.Singh. *Treatment of spent catalyst from the nitrogenous fertilizer industry - A review of the available methods of regeneration, recovery and disposal*. Journal of Hazardous Materials. 2009; 167: p. 24 - 37.
2. N.M.Al-Mansi, N.M.Abdel Monem. *Recovery of nickel oxide from spent catalyst*. Waste Management. 2002; 22: p. 85 - 90.
3. K.Dzulkefly, M.J.Haron, W.H.Lim, C.C.Woon. *Recovery of nickel from spent hydrogenation catalyst using chelating resin*. Journal of Oleo Science. 2002; 51: p. 749 - 751.
4. M.Marafi, A.Stanislaus, M.Absi-Halabi. *Heavy oil hydrotreating catalyst rejuvenation by leaching of foulant metals with ferric nitrate-organic acid mixed reagents*. Applied Catalysis B: Environmental. 1994; 4: p. 19 - 27.
5. H.Hulpke. *Handbook of pollution control processes*. Chemie Ingenieur Technik. 1993; 65(2): p. 189.
6. R.Jose. *Environmental catalysis*. CRC Press. 2005: p. 211 - 232.
7. Q.Z.Yang, G.J.Qi, H.C.Low, B.Song. *Sustainable recovery of nickel from spent hydrogenation catalyst: economics, emissions and wastes assessment*. Journal of Cleaner Production. 2011; 19: p. 365 - 375.
8. J.Y.Lee, S.V.Rao, B.N.Kumar, D.J.Kang, B.R.Reddy. *Nickel recovery from spent raneynickel catalyst through dilute sulfuric acid leaching and soda ash precipitation*. Journal of Hazardous Materials. 2010; 176: p. 1122 - 1125.
9. M.Marafi, A.Stanislaus. *Spent hydroprocessing catalyst management: A review: Part II. Advances in metal recovery and safe disposal methods*. Resources, Conservation and Recycling. 2008; 53: p. 1 - 26.
10. W.Liu, M.Flytzanistephanopoulos. *Total oxidation of carbon monoxide and methane over transition metal fluorite oxide composite catalysts: I. Catalyst composition and activity*. Journal of Catalysis. 1995; 153: p. 304 - 316.

11. W.Y.Hernández, M.A.Centeno, S.Ivanova, P. Eloy, E.M.Gaigneaux, J.A.Odriozola, *Cu-modified cryptomelane oxide as active catalyst for CO oxidation reactions*. Applied Catalysis B: Environmental. 2012; 123 - 124: p. 27 - 35.
12. Sébastien Royer, Daniel Duprez. *Catalytic oxidation of carbon monoxide over transition metal oxides*. ChemCatChem. 2011; 3(1): p. 24 - 65.
13. S.A.Hosseini, A.Niaei, D.Salari, S.R.Nabavi. *Nanocrystalline AMn_2O_4 ($A = Co, Ni, Cu$) spinels for remediation of volatile organic compounds - synthesis, characterization and catalytic performance*. Ceramics International. 2012; 38: p. 1655 - 1661.
14. P.H.Bolt, F.H.P.M.Habraken, J.W.Geus. *Formation of nickel, cobalt, copper, and iron aluminates from α - and γ -alumina-supported oxides: A comparative study*. Journal of Solid State Chemistry. 1998; 135: p. 59 - 69.
15. N.R.E.Radwan. *Effects of La_2O_3 -doping on physicochemical surface and catalytic properties of nickel and manganese oxides supported on alumina*. Applied Catalysis A: General. 2004; 257: p. 177 - 191.
16. M.A.Keane, D.Y.Murzin. *A kinetic treatment of the gas phase hydrodechlorination of chlorobenzene over nickel/silica: beyond conventional kinetics*. Chemical Engineering Science. 2001; 56: p. 3185 - 3195.
17. A.Jodaei, D.Salari, A.Niaei, M.Khatamian, S.A.Hosseini. *Oxidation of ethyl acetate by a high performance nanostructure (Ni, Mn)-Ag/ZSM-5 bimetallic catalysts and development of an artificial neural networks predictive modeling*. Journal of Environmental Science and Health, Part A. 2010; 46: p. 50 - 62.
18. H.G.El-Shobaky. *Surface and catalytic properties of Co, Ni and Cu binary oxide systems*. Applied Catalysis A: General. 2004; 278: p. 1 - 9.
19. S.J.Schmieg, D.N.Belton. *Effect of hydrothermal aging on oxygen storage/release and activity in a commercial automotive catalyst*. Applied Catalysis B: Environmental. 1995; 6: p. 127 - 144.
20. G.Li, Q.Wang, B.Zhao, R.Zhou, *Dynamic oxygen mobility and a new insight into the role of Ni doping in Pd/CeO₂-ZrO₂ three-way catalysts*. Catalysis Today. 2011; 175: p. 40 - 47.
21. A.Martínez-Arias, M.Fernández-García, A.B.Hungría, A.Iglesias-Juez, J.A.Anderson. *DRIFTS-XANES study of Pd-Ni/(Ce,Zr)O_x/Al₂O₃ model automotive catalysts*. Catalysis Today. 2007; 126: p. 90 - 95.
22. A.Iglesias-Juez, A.B.Hungría, A.Martínez-Arias, J.A.Anderson, M.Fernández-García. *Pd-based (Ce, Zr)O_x-supported catalysts: Promoting effect of base metals (Cr, Cu, Ni) in CO and NO elimination*. Catalysis Today. 2009; 143: p. 195 - 202.
23. M.V.Twigg. *Catalytic control of emissions from cars*. Catalysis Today. 2011; 163: p. 33 - 41.
24. C.J.Heyes, J.G.Irwin, H.A.Johnson, R.L.Moss. *The catalytic oxidation of organic air pollutants. 1. Single metal oxide catalysts*. Journal of Chemical Technology and Biotechnology. Journal of Chemical Technology and Biotechnology. 1982; 32: p. 8.
25. J.J.Spivey. *Complete catalytic oxidation of volatile organics*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 1987; 26: p. 2165 - 2180.
26. G.C.Bond. *Heterogeneous catalysis: Principles and applications*. Clarendon Press. 1974.
27. N.Le Phuc, E.Corbos, X.Courtois, F.Can, S.Royer, P.Marecot, D.Duprez. *Influence of Mn and Fe addition on the NO_x storage-reduction properties and SO₂ poisoning of a Pt/Ba/Al₂O₃ model catalyst*. Topics in Catalysis. 2009; 52: p. 1771 - 1775.
28. N.Le Phuc, X.Courtois, F.Can, S.Royer, P.Marecot, D.Duprez. *NO_x removal efficiency and ammonia selectivity during the NO_x storage-reduction process over Pt/BaO(Fe, Mn, Ce)/Al₂O₃ model catalysts. Part I: Influence of Fe and Mn addition*. Applied Catalysis B: Environmental. 2011; 102: p. 353 - 361.
29. P.J.Berlowitz, C.H.F.Peden, D.W.Goodman. *Kinetics of CO oxidation on Single-Crystal Pd, Pt, and Ir*. The Journal of Physical Chemistry. 1988; 92: p. 5213 - 5221.
30. E.C.Corbos, X.Courtois, F.Can, P.Marécot, D.Duprez. *NO_x storage properties of Pt/Ba/Al model catalysts prepared by different methods: Beneficial effects of a N₂ pre-treatment before hydrothermal aging*. Applied Catalysis B: Environmental. 2008; 84: p. 514 - 523.
31. U.Lassi, R.Polvinen, S.Suhonen, K.Kallinen, A.Savimäki, M.Harkonen, M.Valden, R.L.Keiski. *Effect of ageing atmosphere on the deactivation of Pd/Rh automotive exhaust gas catalysts: catalytic activity and XPS studies*. Applied Catalysis A: General. 2004; 263: p. 241 - 248.
32. P.A.Cox. *Inorganic chemistry (2nd edition)*. Taylor & Franchis. 2004: p. 235 - 242.

Nickel recovery from spent catalyst for environmental catalyst preparation: The influence of pre-treatment conditions and Ni loading on removal of carbon monoxide over $\text{Ni}/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ catalysts

Le Phuc Nguyen, Bui Vinh Tuong, Nguyen Hoai Thu
 Nguyen Sura, Luong Ngoc Thuy

Vietnam Petroleum Institute

Email: nguyennlp@pvpro.com.vn

Summary

Spent catalysts of fertiliser plants containing metals such as Ni, Co and Cr, etc. are considered toxic waste. Researches in reclaiming Ni to prepare environmental catalyst for removal of exhaust gases have not only economic but also environmental benefits. In this paper, the Ni based catalyst models for CO total oxidation were studied. The influences of preparation conditions as well as Ni loading on catalyst properties and catalyst performances were also discussed.

The catalytic activity was evaluated by the CO light-off tests (the conversion of CO to CO_2 versus temperature) conducted at $\text{GHSV} = 110,000 \text{ h}^{-1}$ under atmospheric pressure with 1%CO. The results of SEM-EDX and N_2 adsorption demonstrate that the efficient oriented precipitation of active phase on the alumina support can be achieved by our preparation protocol. The Ni^0 is found to be the most active phase compared to NiO; therefore, all pre-reduced samples show higher catalytic activities. The efficiency of CO removal can be enhanced by increasing the Ni loading from 5% to 20%. However, the excess substitution of Ni (over 20%) can lead to the dramatic decrease of S_{BET} which negatively affects the catalyst performance. At high GHSV ($110,000 \text{ h}^{-1}$) and $P = 1 \text{ bar}$, the total oxidation of CO in the mixture of 1%CO/20% O_2/N_2 can be obtained at $T^\circ\text{C} < 270^\circ\text{C}$ over 20%Ni/ Al_2O_3 catalyst.

Key words: CO treatment, spent catalysts, fertiliser plant, Ni, light-off CO, catalyst pretreatment.

NGHIÊN CỨU QUÁ TRÌNH TRÍCH LY SINH KHỐI VI TẢO, NHIỆT PHÂN BÃ TẢO, PHÂN TÍCH DẦU VI TẢO VÀ DẦU SINH HỌC BIO-OIL

PGS.TS. Nguyễn Khánh Diệu Hồng¹, ThS. Trần Mai Khôi²

¹Đại học Bách khoa Hà Nội

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dieuhong_bk@yahoo.com

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu quá trình trích ly dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo *Botryococcus* sp., nhiệt phân chậm bã vi tảo sau trích ly để thu dầu sinh học (bio-oil), phân tích các sản phẩm dầu vi tảo và bio-oil thu được theo phương pháp sắc ký khí - khối phổ (GC-MS). Thành phần của dầu vi tảo ngoài các acid béo tự do và triglyceride còn chứa một lượng lớn hydrocarbon chủ yếu là $C_{17}H_{36}$ - một thành phần quý nằm trong phân đoạn nhiên liệu diesel, có trị số cetane cao; bio-oil chứa khá nhiều dị nguyên tố nên có nhiệt trị thấp, cần tách oxygen (O) và nitrogen (N) bằng các phản ứng như hydrodeoxygenation (HDO), hydrodenitrogenation (HDN) hóa để tổng hợp các loại nhiên liệu sinh học khác.

Từ khóa: Dầu vi tảo, bio-oil, sinh khối vi tảo, trích ly, nhiệt phân chậm.

1. Giới thiệu

Sinh khối vi tảo được xem là nguyên liệu thế hệ thứ III điển hình cho sản xuất nhiên liệu sinh học, với tiềm năng lớn và có khả năng cạnh tranh với nhiên liệu truyền thống [1 - 3]. Một quy trình sản xuất nhiên liệu sinh học biodiesel điển hình từ sinh khối vi tảo gồm các bước sau: nuôi cấy, thu hoạch, ép, sấy để thu vi tảo khô; trích ly lấy dầu bằng dung môi; tổng hợp biodiesel từ dầu vi tảo trích ly được [4]. Bã vi tảo sau quá trình trích ly (có thể chiếm tới trên 70% khối lượng vi tảo ban đầu) thường dùng trong chăn nuôi hoặc làm phân bón [4]. Theo kết quả nghiên cứu [5 - 7], bã vi tảo có thể tiếp tục tạo ra nhiên liệu qua quá trình nhiệt phân tạo dầu nhiệt phân hoặc dầu sinh học (pyrolysis oil hoặc bio-oil), sau đó tách O và N bằng các phản ứng HDO, HDN hóa. Do đó, quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học từ sinh khối vi tảo sẽ tận dụng được tối đa lượng nguyên liệu ban đầu.

Nhiệt phân là quá trình bẻ gãy mạch carbon của lignocellulose bằng nhiệt (cracking nhiệt). Sản phẩm thu được gồm cả 3 dạng: rắn, lỏng và khí. Tùy thuộc vào điều kiện nhiệt phân như nhiệt độ, tốc độ gia nhiệt, môi trường, tốc độ dòng khí mang, kích thước nguyên liệu... mà hiệu suất thu được và sự phân bố sản phẩm khác nhau. Có thể chia nhiệt phân thành 3 loại: nhiệt phân chậm, nhiệt phân nhanh và nhiệt phân flash [9, 10].

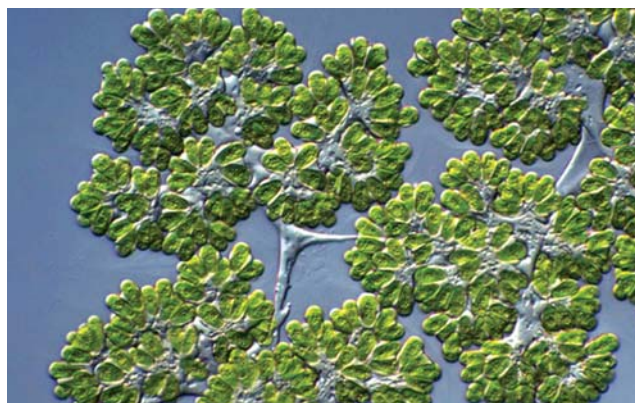
- Nhiệt phân chậm: Tốc độ gia nhiệt chậm, nhiệt độ nhiệt phân tối đa khoảng 500°C. Thời gian lưu của hơi nhiệt phân từ 5 - 30 phút nên sẽ tiếp tục phản ứng với các chất khác tạo ra than hoặc một số sản phẩm lỏng. Nhiệt

phân chậm có nhược điểm là hiệu suất tạo than cao, hiệu suất tạo dầu và khí thấp.

- Nhiệt phân nhanh: Tốc độ gia nhiệt lớn, nhiệt độ nhiệt phân khoảng 500 - 650°C, thời gian lưu ngắn, khoảng 0,5 - 5 giây. Do quá trình phân hủy xảy ra nhanh, ở nhiệt độ rất cao nên sản phẩm tạo thành chủ yếu là khí. Các khí này khi được làm lạnh một phần sẽ ngưng tụ tạo thành sản phẩm lỏng (bio-oil).

- Nhiệt phân flash: Tốc độ gia nhiệt rất nhanh (khoảng 5.000°C/phút) và thời gian lưu rất ngắn (dưới 1 giây). Vì vậy, hiệu suất tạo than giảm, hiệu suất tạo dầu và khí tăng. Đây là phương pháp ưu việt nhất để chuyển rơm rạ thành nhiên liệu. Tuy nhiên, công nghệ này phức tạp và có chi phí cao.

Bài báo giới thiệu quá trình trích ly, phân tích dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo khô *Botryococcus* sp. và quá trình nhiệt phân bã vi tảo và phân tích dầu sinh học (bio-oil) thu



Hình ảnh vi tảo họ Botryococcus

được từ quá trình đó. Dầu vi tảo và bio-oil có tiềm năng làm nguyên liệu cho quá trình tổng hợp biodiesel và cho quá trình HDO và HDN hóa để tạo ra các loại nhiên liệu sinh học khác.

2. Thực nghiệm

2.1. Trích ly dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo khô *Botryococcus sp.*

Dùng cốc đong 400ml dung môi hỗn hợp ethanol/n-hexan theo các tỷ lệ khác nhau vào bình cầu 3 cổ, sau đó cho từ từ 50g sinh khối vi tảo khô vào bình, bật khuấy từ với tốc độ 500 vòng/phút, lắp sinh hàn ngược, nhiệt kế vào nhánh của bình cầu, nhánh còn lại đậy kín để tránh thất thoát dung môi. Bật bếp gia nhiệt từ từ cho hỗn hợp tới nhiệt độ cần đạt, duy trì nhiệt độ và tốc độ khuấy đó trong suốt thời gian trích ly. Nhiệt độ được theo dõi bằng nhiệt kế và điều chỉnh bằng cách tăng/giảm chức năng gia nhiệt của bếp điện. Sau khi hoàn thành quá trình trích ly, để nguội hỗn hợp tảo và dung môi rồi lọc hỗn hợp này bằng máy lọc hút chân không để tách dịch chiết ra khỏi bã tảo. Dịch chiết được đưa đi chưng tách để loại dung môi. Dung môi dễ bay hơi được ngưng tụ nhờ sinh hàn làm lạnh bằng nước và thu hồi vào bình chứa để tái sử dụng. Lượng dầu béo thu được đem cân để xác định khối lượng. Khối lượng tảo khô: 50g, lượng dung môi: 400ml. Hiệu suất tách dầu tính theo khối lượng tảo khô (%) = $(m_{\text{dầu}}/50) \times 100$. Hiệu suất này xác định lượng dầu được tách ra so với lượng sinh khối vi tảo ban đầu.

Các điều kiện khảo sát cho quá trình trích ly như sau:

- Nhiệt độ: 40, 50, 60 và 70°C; giữ nguyên thời gian trích ly 10 giờ, tỷ lệ thể tích n-hexan/ethanol là 1,5/1.
- Thời gian: 4, 6, 8, 10 và 12 giờ; giữ nguyên nhiệt độ trích ly 60°C, tỷ lệ thể tích n-hexan/ethanol là 1,5/1.
- Tỷ lệ thể tích n-hexan/ethanol: 3/1; 2,5/1; 2/1; 1,5/1 và 1/1; nhiệt độ trích ly 60°C, thời gian trích ly 10 giờ.

2.2. Nhiệt phân bã vi tảo theo quy trình nhiệt phân chậm

Quy trình trích ly sinh khối vi tảo thu dầu béo được nghiên cứu chi tiết trong bài báo [8]. Sau khi tách hết dầu, phần rắn còn lại gọi là bã tảo. Quá trình nhiệt phân bã vi tảo được thực hiện trong thiết bị nhiệt phân chậm, gián đoạn trong môi trường khí quyển N_2 với các điều kiện thích hợp (sẽ được khảo sát trong phần thảo luận kết quả). Quy trình cụ thể được mô tả như sau:

Bã vi tảo được cân với lượng như trên trộn đều với 100g cát khô sạch rồi đưa vào bình nhiệt phân. Sau khi

đóng kín bình, khí N_2 với lưu lượng 120ml/phút được thổi vào để hút hết không khí trong bình ra và cố định lưu lượng này trong suốt quá trình nhiệt phân. Sau thời gian 30 phút thổi khí, bật công tắc gia nhiệt và đặt nhiệt độ nhiệt phân. Quá trình nhiệt phân xảy ra tạo sản phẩm dạng hơi được ngưng tụ bằng sinh hàn nước để lấy ra ngoài. Thời gian nhiệt phân tính từ khi nhiệt độ đạt nhiệt độ khảo sát. Sản phẩm lỏng thu được đem chưng cất để tách nước sinh ra trong quá trình nhiệt phân. Sau đó, sản phẩm được chuyển từ ống lường sang 3 cốc đựng sản phẩm: cốc 1 (sản phẩm nhẹ) khi nhiệt độ đạt 95°C; cốc 2 (chủ yếu là nước) khi nhiệt độ đạt từ 95 - 110°C; cốc 3 khi nhiệt độ đạt trên 110°C và kết thúc quá trình chưng cất (không còn chất lỏng chảy ra). Trộn lẫn cốc đựng sản phẩm 1 và cốc đựng sản phẩm 3 thu được dầu sinh học đã tách nước. Sản phẩm dầu sinh học này được chưng cất lại theo tiêu chuẩn ASTM D 86 để xác định thành phần cất.

2.3. Xác định các chỉ tiêu kỹ thuật của bã vi tảo và dầu sinh học

Các tính chất hóa lý của bã vi tảo và dầu sinh học đều được xác định tại Viện Kỹ thuật Xăng dầu, Bộ Quốc phòng theo các tiêu chuẩn quốc tế. Thành phần hóa học của dầu vi tảo và dầu sinh học được xác định theo phương pháp GC-MS tại Khoa Hóa, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội, bằng máy sắc ký khí GC 6890 MS5898, cột mao quản HT-5MS. Chương trình nhiệt độ: tăng nhiệt độ từ 45°C lên 290°C, giữ nhiệt độ 45°C trong 5 phút, sau đó tăng nhiệt độ với tốc độ 50°C/phút đến nhiệt độ 290°C và giữ ở nhiệt độ này trong 10 phút. Dầu vi tảo được xác định theo 2 lần đo GC-MS: trước methyl hóa và sau khi methyl hóa, thực hiện tại Trung tâm Giáo dục và Phát triển Sắc ký, Đại học Bách khoa Hà Nội theo các quy trình của quy chuẩn quốc tế.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu ảnh hưởng của các điều kiện trong quá trình trích ly dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo khô *Botryococcus sp.*

3.1.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ trích ly

Bảng 1. Ảnh hưởng của nhiệt độ trích ly tới hiệu quả tách dầu

Nhiệt độ	40°C	50°C	60°C	70°C	80°C
Khối lượng dầu (g)	13,75	15,70	16,20	11,56	10,62
Hiệu suất (%)	27,50	30,14	32,40	23,12	21,24

Kết quả Bảng 1 cho thấy khi tăng nhiệt độ trích ly từ 40°C lên 60°C thì hiệu suất tách dầu tăng lên đáng kể vì khi nhiệt độ tăng sẽ thúc đẩy quá trình thẩm thấu của dung

môi vào bên trong tế bào và nâng cao khả năng hòa tan của các chất trong dung môi, tăng tốc độ hòa tan, từ đó tăng hiệu quả của quá trình trích ly. Khi nhiệt độ tăng tới 70 - 80°C thì hiệu suất tách dầu lại giảm xuống bởi ở các nhiệt độ này dung môi đã sôi và bay hơi rất mạnh, dù có sinh hàn ngược hồi lưu nhưng vẫn thất thoát một lượng dung môi đáng kể và không đảm bảo hiệu suất của quá trình trích ly. Do đó, nhiệt độ trích ly được chọn là 60°C.

3.1.2. Ảnh hưởng của thời gian trích ly

Bảng 2. Ảnh hưởng của thời gian trích ly tới hiệu quả tách dầu

Thời gian	4 giờ	6 giờ	8 giờ	10 giờ	12 giờ
Khối lượng dầu (g)	9,36	11,16	15,06	16,20	16,20
Hiệu suất (%)	18,72	22,31	30,12	32,40	32,40

Khi tăng thời gian trích ly, hiệu quả của quá trình tách dầu tăng dần lên. Trong khoảng thời gian từ 4 - 8 giờ, hiệu suất của quá trình tách dầu tăng nhanh do nồng độ các chất trong dung môi thấp, tốc độ hòa tan các chất vào trong dung môi cao, hiệu suất tách dầu tương ứng tăng từ 18,72% lên 22,31% và 30,12%. Sau 8 - 10 giờ chiết, nồng độ các chất trong dung môi cao, tốc độ hòa tan chậm, hiệu suất tách dầu tăng từ 30,12% lên 32,4%. Khi thời gian tách là 12 giờ thì hiệu suất tách dầu không tăng lên nữa do đã đạt đến trạng thái cân bằng. Do đó, nhóm tác giả chọn thời gian trích ly là 10 giờ.

3.1.3. Ảnh hưởng của tỷ lệ dung môi chiết hexan/ethanol

Bảng 3. Ảnh hưởng của tỷ lệ hexan/ethanol tới hiệu suất tách dầu

Tỷ lệ	3/1	2,5/1	2/1	1,5/1	1/1
Hexan/ethanol					
Khối lượng dầu (g)	9,17	11,58	18,68	16,20	14,10
Hiệu suất tách (%)	18,34	23,16	37,36	32,40	28,20

Kết quả khảo sát cho thấy, khi lượng hexan/ethanol cao (3/1; 2,5/1) thì hiệu suất tách dầu tương đối thấp. Điều này được giải thích là do lượng ethanol trong hỗn hợp ít nên khó tách triệt để các hợp chất không phân cực. Ngược lại, khi lượng ethanol nhiều hơn, hexan thấp hơn thì khó tách triệt để các chất không hoặc ít phân cực. Thực tế nghiên cứu cho thấy tỷ lệ dung môi thích hợp để có thể tách đồng thời các hydrocarbon cũng như các acid béo, các triglyceride trong dầu vi tảo *Botryococcus* sp. là 2/1.

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đã chọn điều kiện cho quá trình trích ly dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo khô *Botryococcus* sp., nhóm tác giả đã chọn điều kiện cho quá trình trích ly: nhiệt độ 60°C, thời gian 10 giờ, tỷ lệ thể tích n-hexan/ethanol 2/1. Với điều kiện này, lượng dầu tách ra đạt 37,36% so với khối lượng sinh khối vi tảo khô.

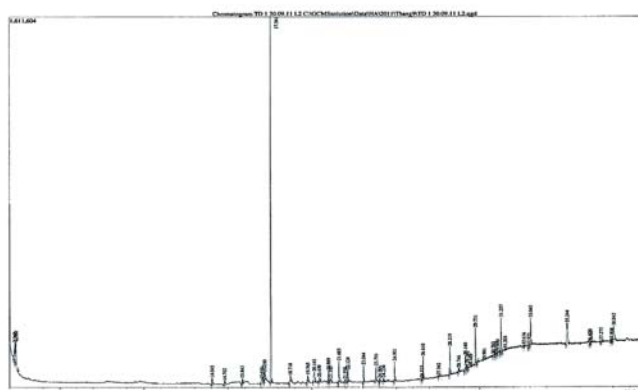
3.2. Xác định thành phần hóa học trong dầu vi tảo

Dầu vi tảo được phân tích theo phương pháp GC-MS ở 2 điều kiện: (1) trước khi methyl hóa để xác định thành phần các chất có độ bay hơi thấp hơn triglyceride và các acid béo tự do; (2) sau khi methyl hóa nhằm xác định các thành phần còn lại gồm: các triglyceride và các acid béo tự do. Sắc ký đồ được thể hiện trong Hình 1 và 2, kết quả định tính và định lượng thành phần các chất được thể hiện trong Bảng 4.

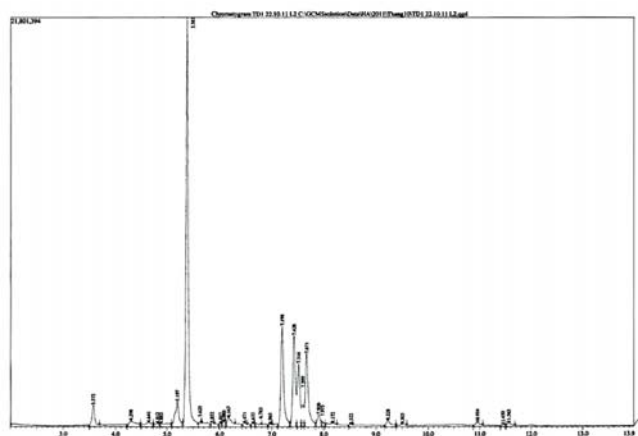
Dầu vi tảo ngoài các thành phần chính là acid béo tự do và triglyceride còn chứa một lượng lớn hydrocarbon chủ yếu là $C_{17}H_{36}$. Đây là hydrocarbon nằm trong phân đoạn nhiên liệu diesel và có trị số cetane là 100, nên sau khi tách khỏi dầu có thể sử dụng làm nhiên liệu hoặc các ứng dụng khác, những phần acid béo tự do và triglyceride có thể chuyển hóa thành các methyl ester (biodiesel-B100). Thành phần của dầu vi tảo *Botryococcus* sp. mà nhóm tác giả xác định được (Bảng 4) phù hợp với kết quả nghiên cứu của Dayananda [5].

3.3. Kết quả xác định các tính chất hóa lý đặc trưng của bã vi tảo và dầu sinh học

Quá trình chiết tách dầu từ sinh khối vi tảo đã loại



Hình 1. Sắc ký đồ của dầu vi tảo trước khi methyl hóa



Hình 2. Sắc ký đồ của dầu vi tảo sau khi methyl hóa

Bảng 4. Thành phần các chất và các gốc acid béo trong dầu vi tảo *Botryococcus sp.*

TT	Thời gian lưu (phút)	Tên hợp chất	Công thức	Thành phần, % khối lượng
1	2,308	Methyl isobutyl keton	C ₆ H ₁₂ O	1,70
2	2,383	n-butyl methyl cacbinol	C ₆ H ₁₄ O	2,24
3	14,042	3, 7 - Dimethyl nonane	C ₁₁ H ₂₄	0,81
4	14,783	Dihydroactinidiolide	C ₁₁ H ₁₆ O ₂	0,25
5	17,025	1-hexyl-3-methyl cyclopentane	C ₁₂ H ₂₄	0,86
6	17,192	n-undecanol	C ₁₁ H ₂₄ O	0,95
7	17,558	n-heptadecane	C₁₇H₃₆	26,49
8	19,767	Neophyltadiene	C ₂₀ H ₃₈	0,65
9	20,142	Isobutylphthalate	C ₁₆ H ₂₂ O ₄	1,49
10	20,442	Octadecanol DB5-2896	C ₁₈ H ₃₈ O	0,62
11	21,608	1,2-benzene dicarboxylic acid, 2-butoxy-2-oxoethyl butyl ester	C ₁₈ H ₂₄ O ₆	2,21
12	23,792	Phytol	C ₂₀ H ₄₀ O	1,28
13	28,750	Heneicosane<N->(C21)DB5-2931	C ₂₁ H ₄₄	0,37
14	29,142	Bis(2-ethylhexyl) phtalate	C ₂₄ H ₃₈	1,36
15	29,242	Triphenylphosphine oxide	C ₁₈ H ₁₅ OP	0,65
16	5,200	Palmitoleic, ester	C ₁₇ H ₃₂ O ₂	3,41
17	5,383	Hexadecanoic, ester	C₁₇H₃₄O₂	30,68
18	6,017	3,6-octadecadienoic, ester	C ₁₉ H ₃₄ O ₂	0,03
19	6,467	Hexadecanoic, 14-methyl-, ester	C ₁₈ H ₃₆ O ₂	0,17
20	7,200	6,9,12-octadecatrienoic, ester	C ₁₉ H ₃₂ O ₂	9,34
21	7,425	9,12-octadecadienoic(Z, Z), ester	C ₁₉ H ₃₄ O ₂	8,37
22	7,517	9-octadecenoic(Z), ester	C ₁₉ H ₃₆ O ₂	5,62
23	7,600	16-Octadecenoic, ester	C ₁₉ H ₃₆ O ₂	1,65
24	7,900	Octadecanoic, ester	C ₁₉ H ₃₆ O ₂	0,99
25	9,508	10-nonadecenoic, ester	C ₂₀ H ₃₈ O ₂	0,12
26	10,958	7,10,13-eicosatrienoic, ester	C ₂₁ H ₃₆ O ₂	0,33

Bảng 5. Một số tính chất của bã tảo

TT	Các chỉ tiêu	Phương pháp xác định	Giá trị
1	Tỷ trọng tại 15,5°C	ASTM D 1298	0,25
2	Hàm lượng lipid (%)	TCVN 7083:2002	0,3
3	Hàm lượng protein (%)	TCVN 4328:2001	40,2
4	Hàm lượng carbohydrate (%)	ASTM E 1821	48,3
5	Hàm lượng khác (%)	Còn lại	11,2
6	Độ ẩm (%)	ASTM D 2216	2,86
7	Chất bốc (%)	ASTM D 3175	79,1
8	Carbon cố định (%)	ASTM D 3172	15,54
9	Tro (%)	EN 14111	2,5
10	Màu	-	Vàng sẫm
11	Mùi	-	Hôi

được các triglyceride, acid béo tự do. Do đó, bã vi tảo chỉ còn các thành phần chủ yếu như carbohydrate (trong tinh bột hoặc cellulose), protein. Hàm lượng chất bốc có trong thành phần sinh khối vi tảo hay bã vi tảo đều cao (khoảng 75 - 80%), nhiệt trị của sinh khối bã vi tảo khoảng 21MJ/kg - gần bằng nhiệt trị của các sinh khối lignocellulose. Thành phần dinh dưỡng của sinh khối bã vi tảo có một

Bảng 6. Một số tính chất của bio-oil sau khi tách nước

TT	Tính chất	Phương pháp thử	Giá trị
1	Tỷ trọng tại 15,5°C	ASTM D 1298	0,96
2	Nhiệt độ chớp cháy (°C)	ASTM D 92	-
3	Độ nhớt động học (40°C, mm ² /s)	ASTM D 445	0,8
4	Điểm chảy (°C)	ASTM D 127	-35,2
5	Thành phần cất (°C)	ASTM D 86	
	Nhiệt độ sôi đầu (°C)		160
	10%		183
	50%		265
	90%		330
	Nhiệt độ sôi cuối (°C)		335
6	Chỉ số acid (mg KOH/g)	ASTM D 664	0,53
7	Nhiệt trị (MJ/kg)	ASTM D 240	29,6
8	Hàm lượng nước (mg/kg)	ASTM D 95	18

lượng lớn protein (chiếm từ 35 - 40%) khiến hàm lượng N có trong sinh khối cũng như các sản phẩm nhiệt phân khá cao. Các tính chất hóa lý của dầu sinh học được thể hiện trong Bảng 6.

Kết quả Bảng 6 cho thấy, dầu sinh học thu được có độ nhớt rất thấp (0,8mm²/s), tỷ trọng khá cao (0,96), có nhiệt độ sôi đầu đạt 160°C và nhiệt trị không cao (29,6MJ/kg), chứng tỏ dầu chứa hàm lượng dị nguyên tố (O và N) cao, cần phải thực hiện các phản ứng tách loại O, N (nâng cấp nhiên liệu) mới thu được nhiên liệu hydrocarbon. Thành phần hóa học của dầu sinh học được xác định theo phương pháp GC-MS.

3.4. Kết quả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình nhiệt phân chậm

3.4.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng

Thời gian, tốc độ khuấy tỷ lệ cát/bã vi tảo được cố định để khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu suất thu sản phẩm lỏng (hiệu suất lỏng ở đây là hiệu suất lỏng thu được sau khi đã tách nước). Qua khảo sát sơ bộ, quá trình nhiệt phân xảy ra trong khoảng 250 - 450°C, trong đó phản ứng diễn ra mạnh nhất ở 350 - 450°C.

Tiến hành nhiệt phân bã vi tảo ở các nhiệt độ khác nhau: 250°C, 300°C, 350°C, 450°C được khống chế bằng rơle tự ngắt. Quá trình nhiệt phân tiến hành trong thời gian phản ứng là 1,5 giờ, với lượng bã vi tảo là 100g, và tỷ lệ cát/bã vi tảo = 1/2.

Hình 3 cho thấy hiệu suất thu sản phẩm lỏng đạt cực đại là 50,3%, ở nhiệt độ 400°C. Khi tăng nhiệt độ nhiệt phân từ 250 - 400°C thì hiệu suất thu sản phẩm lỏng tăng do khi ở nhiệt độ thấp, nhiệt độ chưa đủ để thúc đẩy quá trình bẻ gãy mạch phân tử. Khi tăng nhiệt độ nhiệt phân từ 400°C lên 450°C thì hiệu suất lỏng giảm do quá trình nhiệt phân xảy ra mạnh hơn, sâu và tạo nhiều sản phẩm khí. Như vậy, nhiệt độ thích hợp để nhiệt phân bã vi tảo là 400°C.

3.4.2. Ảnh hưởng của thời gian phản ứng

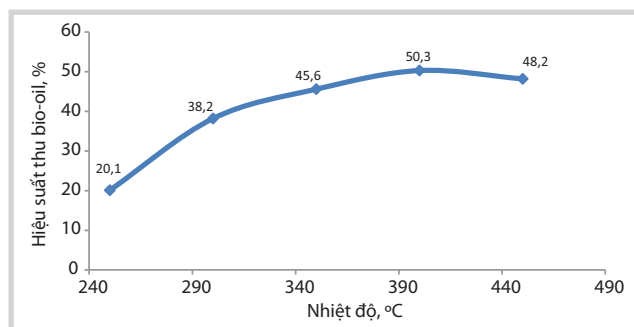
Sau khi xác định được nhiệt độ cracking tối ưu, nhóm tác giả xác định thời gian phản ứng tối ưu. Lượng nguyên liệu bã tảo, nhiệt độ phản ứng, tỷ lệ cát/bã vi tảo được giữ cố định để khảo sát ảnh hưởng của thời gian phản ứng đến hiệu suất thu lỏng của quá trình. Nhóm tác giả khảo sát phản ứng ở cùng các điều kiện: nguyên liệu bã vi tảo (100g), nhiệt độ phản ứng (400°C), tỷ lệ cát/bã vi tảo = 1/2, trong các khoảng thời gian khác nhau (Hình 4).

Hình 4 cho thấy thời gian phản ứng thu được nhiều sản phẩm nhất là 2 giờ, với hiệu suất thu bio-oil đạt 53,4%. Khi tăng thời gian phản ứng lên 2,5 giờ, phản ứng bẻ gãy mạch đạt trạng thái cân bằng tại nhiệt độ 400°C nên hiệu suất không tăng, dẫn đến sự tiêu tốn năng lượng không cần thiết. Như vậy, nhóm tác giả chọn thời gian thích hợp cho quá trình nhiệt phân là 2 giờ.

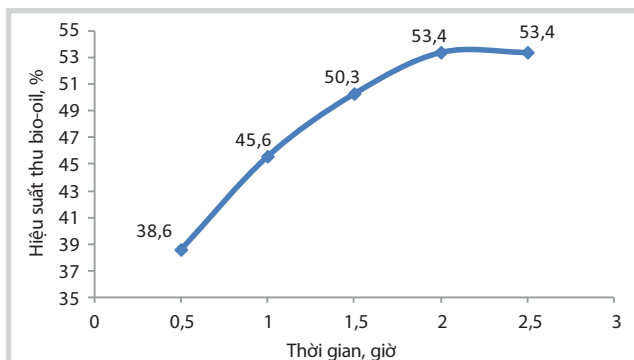
3.4.3. Ảnh hưởng của tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo

Nhóm tác giả khảo sát sự ảnh hưởng của tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo đến hiệu suất thu bio-oil với lượng nguyên liệu bã vi tảo là 100g, nhiệt độ phản ứng 400°C và thời gian phản ứng 2 giờ (Hình 5).

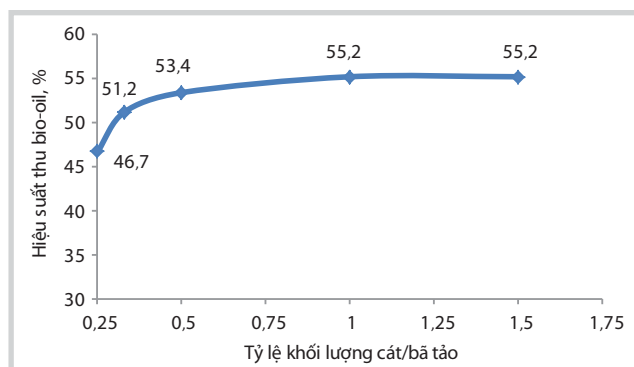
Khi tăng tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo từ 1/4 đến 1/1 thì hiệu suất thu sản phẩm lỏng tăng do sự có mặt của cát giúp quá trình phân bố nhiệt đồng đều hơn cho bã vi tảo. Nếu cho tỷ lệ khối lượng cát vào ít quá sẽ xảy ra hiện tượng quá nhiệt cục bộ. Ngược lại, tỷ lệ khối lượng



Hình 3. Đồ thị biểu diễn ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng tới hiệu suất thu bio-oil



Hình 4. Đồ thị biểu diễn ảnh hưởng của thời gian phản ứng tới hiệu suất thu bio-oil



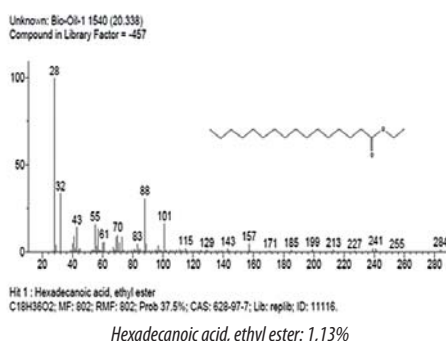
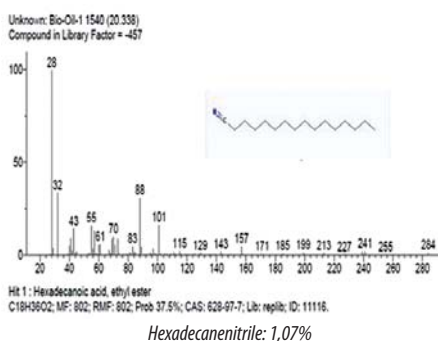
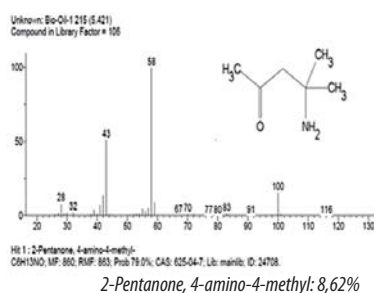
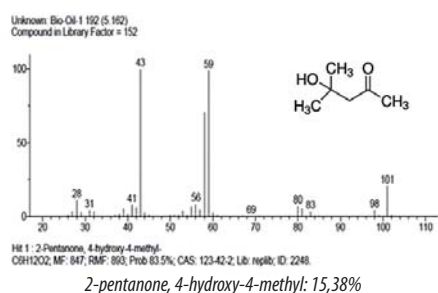
Hình 5. Đồ thị ảnh hưởng của tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo đến hiệu suất thu bio-oil

Bảng 7. Tổng hợp các điều kiện tối ưu cho quá trình nhiệt phân bã vi tảo thu bio-oil

Thông số công nghệ	Giá trị tối ưu
Nhiệt độ nhiệt phân (°C)	400
Thời gian nhiệt phân (giờ)	2
Tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo (g/g)	1/1

Bảng 8. Thành phần hóa học trong mẫu dầu sinh học

TT	Thời gian lưu (phút)	Tên hợp chất	Công thức	Thành phần, % khối lượng
1	5,162	2-Pentanone, 4-hydroxy-4-methyl	C ₆ H ₁₂ O ₂	15,38
2	5,421	2-Pentanone, 4-amino-4-methyl	C ₆ H ₁₃ NO	8,62
3	7,177	2,2,5,5-tetramethyl-4-ethyl-3-imidazoline-1-oxyl	C ₉ H ₁₇ N ₂ O	30,51
4	8,089	(2R)-Bomane-10,2-sultam	C ₁₀ H ₁₇ NO ₂ S	1,70
5	8,539	2,2,6,6-tetramethyl-4-piperidone	C ₉ H ₁₇ NO	17,68
6	9,282	Octadecan, 6-methyl	C ₁₉ H ₄₀	2,63
7	10,341	Heptadecan, 2,6,10,14-tetramethyl	C ₂₁ H ₄₄	1,75
8	12,817	Pentadecane	C ₁₅ H ₃₂	4,35
9	14,247	Tetradecane, 2,6,10-trimethyl	C ₁₇ H ₃₆	5,60
10	15,520	2-Methyl-E-7-hexadecene	C ₁₇ H ₃₄	3,11
11	15,475	Cholestan-3-ol, 2-methylene-, (3β,5α)	C ₂₈ H ₄₈ O	1,67
12	15,767	Octadecane	C ₁₈ H ₃₈	3,34
13	20,338	Hexadecanoic acid, ethyl ester	C ₁₈ H ₃₆ O ₂	1,13
14	18,920	Hexadecanenitrile	C ₁₆ H ₃₁	1,07
15	21,757	E-11-Hexadecenal	C ₁₆ H ₃₀ O	0,39
16	29,199	Tetracosamethyl-cyclododecasiloxane	C ₂₄ H ₇₂ O ₁₂ Si ₁₂	3,87



Hình 6. Khối phổ của một số chất có trong thành phần bio-oil

cát quá nhiều thì hiệu suất không tăng và tiêu tốn năng lượng. Như vậy, tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo tối ưu là 1/1.

Từ kết quả khảo sát 3 yếu tố ảnh hưởng đến quá trình nhiệt phân chậm, nhóm tác giả xác định được bộ thông số thích hợp cho quá trình nhiệt phân bã vi tảo thu dầu sinh học như Bảng 7.

3.5. Kết quả xác định thành phần hóa học của dầu sinh học bằng phương pháp GC-MS

Nhóm tác giả đã phân tích thành phần các chất trong dầu sinh học bằng phương pháp GC-MS (Bảng 8 và Hình 6).

Theo Bảng 8, thành phần của dầu sinh học chủ yếu

gồm: 2,2,5,5-tetramethyl-4-ethyl-3-imidazoline-1-oxyl (30,51%); 2,2,6,6-tetramethyl-4-piperidone (17,68%) và 2-pentanone, 4-hydroxy-4-methyl (15,38%). Sự có mặt của Tetracosamethyl-cyclododecasiloxane do sự rửa giải của vật liệu làm cột nên không tính đến. Hàm lượng O và N trong dầu sinh học tương đối lớn, hàm lượng lưu huỳnh rất thấp nên là nguyên liệu thích hợp cho các quá trình HDO và HDN hóa.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã khảo sát các điều kiện tối ưu cho quá trình trích ly dầu vi tảo từ sinh khối vi tảo *Botryococcus sp.*, gồm: nhiệt

độ 60°C, thời gian 10 giờ, tỷ lệ thể tích n-hexan/ethanol là 2/1. Với điều kiện này, lượng dầu tách ra được đạt 37,36% so với khối lượng sinh khối vi tảo khô. Kết quả phân tích thành phần của dầu vi tảo cho thấy ngoài acid béo tự do và triglyceride, còn có chứa một lượng lớn hydrocarbon C₁₇H₃₆, thành phần tốt cho việc pha chế nhiên liệu diesel do có trị số cetane lên tới 100.

Khảo sát quá trình nhiệt phân bã vi tảo thu bio-oil, nhóm tác giả đã xác định các thông số thích hợp: nhiệt độ nhiệt phân 400°C, thời gian 2 giờ, tỷ lệ khối lượng cát/bã vi tảo là 1/1. Với điều kiện này, hiệu suất thu bio-oil đạt 55,2% so với khối lượng bã vi tảo.

Kết quả xác định tính chất hóa lý, thành phần hóa học của bio-oil thu được sau quá trình nhiệt phân cho thấy: dầu có độ nhớt thấp, nhiệt trị không cao, thành phần chủ yếu gồm các hợp chất chứa O, N khiến nhiệt trị của dầu thấp. Do đó, bio-oil thu được phải qua quá trình nâng cấp nhiên liệu bằng các phản ứng HDO và HDN để tách loại các dị nguyên tố này, tạo các hydrocarbon nằm trong giới hạn sử dụng của nhiên liệu.

Tài liệu tham khảo

1. P.M.Mortensen, J.-D.Grunwaldt, P.A.Jensen, K.G.Knudsen, A.D.Jensen. *A review of catalytic upgrading of bio-oil to engine fuels*. Applied Catalysis A: General. 2011; 407(1 - 2): p. 1 - 19.
2. Chang Hyun Ko, Sung Hoon Park, Jong-Ki Jeon, Dong Jin Suh, Kwang-Eun Jeong, Young-Kwon Park. *Upgrading of biofuel by the catalytic deoxygenation of biomass*. Korean Journal of Chemical Engineering. 2012; 29(12): p. 1657 - 1665.
3. Fan Shi, Ping Wang, Yuhua Duan, Dirk Linka, Bryan Morreale. *Recent developments in the production of liquid fuels via catalytic conversion of microalgae: Experiments and simulations*. RSC Advances. 2012; 2: p. 9727 - 9747.
4. Yusuf Chisti. *Biodiesel from microalgae*. Biotechnology Advances. 2007; 25: p. 294 - 306.
5. M.E.Alzate, R.Muñoz, F.Rogalla, F.Fdz-Polanco, S.I.Pérez-Elvira. *Biochemical methane potential of microalgae biomass after lipid extraction*. Chemical Engineering Journal. 2014; 243: p. 405 - 410.
6. Min-Tian Gao, Takashi Shimamura, Nobuhiro Ishida, Haruo Takahashi. *Investigation of utilization of the algal biomass residue after oil extraction to lower the total production cost of biodiesel*. Journal of Bioscience and Bioengineering. 2012; 114(3): p. 330 - 333.
7. Scott Grierson, Vladimir Strezov, Jonas Bengtsson. *Life cycle assessment of a microalgae biomass cultivation, bio-oil extraction and pyrolysis processing regime*. Algal Research. 2013; 2: p. 299 - 311.
8. Nguyễn Khánh Diệu Hồng, Nguyễn Đăng Toàn, Lê Thị Hồng Ngân, Nguyễn Trung Thành, Đinh Thị Ngọc. *Xác định các chỉ tiêu kỹ thuật và phân tích thành phần hóa học dầu vi tảo họ Botryococcus sp. làm nguyên liệu cho biodiesel*. Tạp chí Hóa học. 2013.
9. Kyung-Hae Lee, Bo-Seung Kang, Young-Kwon Park, Joo-Sik Kim. *Influence of reaction temperature, pretreatment, and a char removal system on the production of bio-oil from rice straw by fast pyrolysis, using a fluidized bed*. Energy & Fuels. 2005; 19(5): p. 2179 - 2184.
10. Ersan Putun, Funda Ates, Ayse Putun. *Catalytic pyrolysis of biomass in inert and steam atmospheres*. Fuel. 2008; 87(6): p. 815 - 824.

Study on extraction of microalgal biomass, pyrolysis of post-extraction biomass and analysis of post-extraction oil and bio-oil

Nguyen Khanh Dieu Hong¹, Tran Mai Khoi²

¹Hanoi University of Science and Technology

²Vietnam Petroleum Institute

Email: dieuhong_bk@yahoo.com

Summary

An extraction process of microalgal oil *Botryococcus* with solvent combined of n-hexane and ethanol in various volume ratios was studied. Parameters for the extraction were controled for optimising the process, and the obtained microalgal oil was analysed by GC-MS techniques. The waste microalgal biomass after oil extraction was also pyrolysed through a slow heat treatment process. The products of this process consisted of a liquid phase called pyrolysis oil or bio-oil and a black colour solid phase. The pyrolysis oil could be refined to become many kinds of bio-fuels such as gasoline, kerosene or diesel. The bio-oil was also analysed by GC-MS to determine its chemical composition which includes a lot of oxygenates. Therefore, the bio-oil surely needs to be upgraded in a hydrodeoxygenation process to improve the hydrocarbon composition.

Key words: Pyrolysis, bio-oil, microalgae, biomass, extraction, microalgal oil.

GIÁ DẦU SỤT GIẢM - NHÌN LẠI QUÁ KHỨ VÀ NHẬN ĐỊNH CHO THỜI GIAN TỚI

TS. Phan Ngọc Trung, ThS. Phan Minh Quốc Bình

TS. Lê Việt Trung, ThS. Lê Ngọc Anh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: trungpn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Giá dầu đã giảm rất mạnh kể từ giữa năm 2014 và hiện chỉ còn dưới 50USD/thùng. Cung vượt cầu khoảng 2 triệu thùng/ngày là nguyên nhân lớn nhất khiến dầu thô mất giá. Trong khi nhu cầu dầu thô nhích lên chậm, thì nguồn cung vẫn đang tăng khá mạnh nhờ cuộc cách mạng khí dầu khí đá phiến tại Bắc Mỹ. Việc tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) quyết định không cắt giảm sản lượng càng khiến dư thừa nguồn cung trở nên trầm trọng. Quyết định này của OPEC được cho là để tấn công kinh tế một số quốc gia khác, cũng như giành lại thị phần từ các nhà sản xuất dầu khí đá phiến tại Mỹ. Động thái của các bên liên quan sẽ quyết định xu hướng giá trong năm 2015 và các năm tiếp theo, nhưng nhìn chung mức giá như hiện nay là thấp và sẽ cần quay trở lại gần hơn chi phí khai thác dầu khí dài hạn trong thời gian tới.

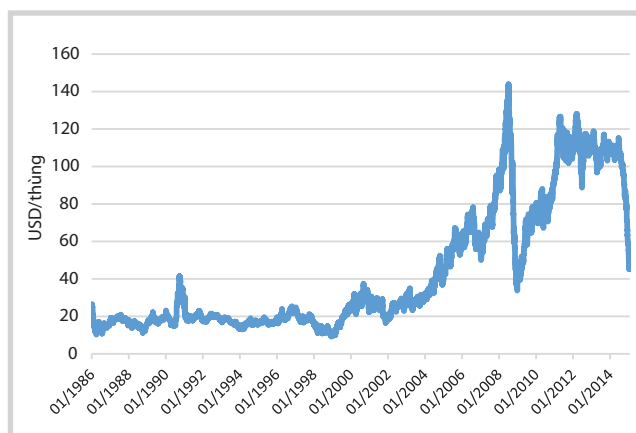
Từ khóa: Giá dầu, OPEC, dầu đá phiến, địa chính trị.

1. Diễn biến giá

Giá dầu thô Brent tại châu Âu bắt đầu giảm từ cuối tháng 6/2014, từ mức 115,19USD/thùng xuống còn 55,27USD/thùng vào ngày 31/12/2014. Như vậy, giá dầu Brent đã giảm 52% chỉ trong nửa năm. Tương tự, giá dầu thô WTI tại Mỹ cũng mất tới 50,5% trong 6 tháng cuối năm 2014 và đóng cửa ở mức 53,45USD/thùng. Giá dầu thô tiếp tục đà giảm trong đầu năm 2015, có lúc đã xuống mức 45USD/thùng [14].

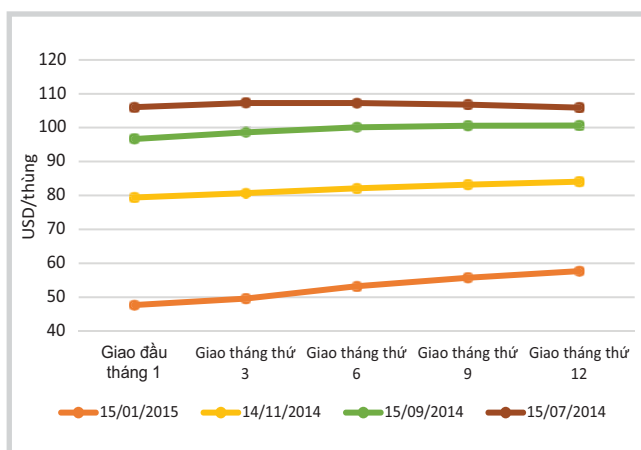
Giá dầu thô đã khá ổn định trong gần 4 năm qua, chủ yếu dao động quanh mức 100 - 120USD/thùng. Mức giá khoảng 48USD/thùng với dầu Brent như hiện nay là mức thấp nhất kể từ giữa năm 2009 (Hình 1). Dầu Brent bắt đầu giảm từ tháng 6/2014 và liên tục lao dốc trong các tháng 7 và 8/2014 xuống dưới mức 100USD/thùng (vào giữa tháng 8/2014). Tăng trưởng nhu cầu dầu thô thế giới hiện không cao - đối với hai nền kinh tế lớn nhất là Trung Quốc và Mỹ cũng như khu vực châu Âu. Trong khi đó, sản xuất tăng trở lại của Libya, Iraq càng khiến nguồn cung dầu thô dồi dào, gây sức ép lớn lên giá. Tuyên bố của các thành viên OPEC, đặc biệt là Saudi Arabia, về việc thị trường sẽ tự điều chỉnh và giá cần phản ánh đúng cung - cầu, càng khiến dầu Brent mất giá mạnh. Cuộc họp định kỳ của khối OPEC vào ngày 27/11/2014 quyết định giữ nguyên mức sản lượng 30 triệu thùng/ngày đã khiến giá dầu Brent mất hơn 5USD/thùng chỉ trong một ngày và đóng cửa ở ngưỡng 72USD/thùng [5]. Sau đó thị trường đã hoàn toàn mất phương hướng vào cuối năm 2014, với nhu cầu không lớn trong khi nguồn cung tiếp tục tăng trưởng tại Mỹ và các nước khác như Iraq, Nga.

Giá dầu giao dịch trên thị trường tương lai cũng biến động rất mạnh, với cấu trúc giá dầu theo thời gian thay đổi hoàn toàn. Vào giữa tháng 7/2014, khi giá hợp đồng tương lai Brent giao 1 tháng sau đó còn là 106,02USD/thùng, thì hợp đồng tương lai giao vào các tháng sau không thay đổi nhiều và chỉ dao động quanh 106 - 107USD/thùng, cho thấy sự ổn định của thị trường. Nhưng khi giá dầu bắt đầu lao dốc, giá hợp đồng Brent giao 1 tháng giảm xuống và đặc biệt là giá hợp đồng giao các tháng sau đó lại có xu hướng nhích lên tương ứng. Vào giữa tháng 9/2014, mức chênh lệch giữa hợp đồng giao 1 tháng và giao 12 tháng đã lên 4,01USD/thùng. Mức này tiếp tục tăng lên 4,65USD/thùng vào giữa tháng 11/2014 và tăng vọt lên 9,99USD/thùng vào giữa tháng 1/2015. Đường cong kỳ hạn cho hợp đồng tương lai Brent ngày càng dốc lên (contango) cho thấy sức ép rất lớn đối với mức giá ở thời điểm hiện tại (Hình 2).



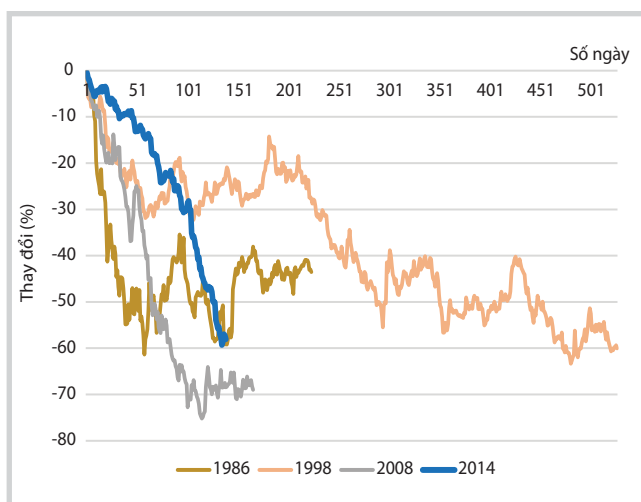
Nguồn: EIA

Hình 1. Giá dầu Brent giao ngay theo ngày



Nguồn: Reuters

Hình 2. Đường cong kỳ hạn của hợp đồng tương lai Brent



Nguồn: EIA

Hình 3. Mức độ và thời gian giảm của giá dầu thô (WTI - 1986; Brent - 1998, 2008, 2014)

Lần sụt giảm này gợi nhớ lại 3 lần gần đây dầu thô mất giá mạnh là năm 2008, 1998 và 1986 (không tính tới sự kiện chiến tranh vùng Vịnh năm 1991 khi giá tăng và giảm rất nhanh về mức cũ). Hình 3 cho thấy giá dầu đã giảm mạnh và kéo dài như thế nào trong các lần trước, và so sánh với đợt giảm lần này. Về mức độ, năm 2008 ghi nhận giá dầu mất giá mạnh nhất - mất tới 75%, trong khi các năm 1986 và 1998 mức giảm tối đa là khoảng hơn 60% - tương đương mức giảm hiện nay của năm 2014. Về thời gian, giá dầu đã hồi phục khá nhanh vào năm 2008, khi chu kỳ giảm giá chỉ kéo dài khoảng hơn 165 ngày. Ngược lại, giá dầu phải mất tới gần 530 ngày đi xuống trước khi tăng đều trở lại trong chu kỳ năm 1998. Hình 3 cũng cho thấy giá đi xuống khá chậm trong 3 tháng đầu của chu kỳ giảm lần này (mất khoảng 18%) so với các lần trước 30% (năm 1998), 50%, (năm 2008) và 60% (năm 1986). Với năm 2014, đây cũng là thời điểm khối OPEC họp định kỳ và việc OPEC quyết định giữ nguyên sản lượng vào ngày 27/11/2014 đã khiến giá dầu thô bắt đầu giảm sâu và liên tục trong các tháng sau đó.

2. Giá dầu giảm tác động tới ngành dầu khí và nền kinh tế các nước

2.1. Tác động tới ngành dầu khí thế giới

Các công ty dầu khí từ thượng nguồn tới hạ nguồn, quy mô lớn cũng như vừa và nhỏ - đã cảm nhận rõ rệt tác động của đợt giảm giá lần này. Các công ty dầu khí quốc tế (IOC) đã lần lượt công bố cắt giảm chi tiêu cho năm sau. ConocoPhillips cho biết sẽ giảm 20% đầu tư trong năm 2015 - từ 16 tỷ USD xuống 13,5 tỷ USD. Total sẽ cắt giảm 10% (tương đương 2 - 3 tỷ USD) so với tổng mức đầu tư 26 tỷ USD của năm 2014. Shell và Statoil cũng thông báo sẽ ngưng một loạt các dự án lớn. BP cho biết sẽ giảm 1 tỷ USD chi phí nhân sự trong vòng hơn một năm tới [15, 16, 22, 23]. Các công ty dầu khí nhỏ ở Mỹ cũng bắt đầu cảm nhận được sức ép tài chính, với WBH Energy là công ty dầu khí đã phiến đầu tiên nộp thủ tục phá sản vào đầu năm 2015 [28]. Nhìn chung, hoạt động thượng nguồn bị ảnh hưởng nặng nhất. Nghiên cứu của ngân hàng Goldman Sachs dựa trên giá dầu trong trung hạn 70USD/thùng với 400 mỏ dầu và khí lớn trên thế giới, cho thấy khoảng 930 tỷ USD đầu tư có thể bị ngưng lại, tương ứng với sản lượng khoảng 7,5 triệu thùng dầu/ngày vào năm 2025 (tương đương 8% nhu cầu dầu thô thế giới) [17]. Tuy nhiên tác động sẽ ảnh hưởng đến cả các công ty dịch vụ. Schlumberger cho biết sẽ sa thải 9.000 nhân viên (tương đương 7%) [7], trong khi Baker Hughes thông báo sẽ giảm 7.000 nhân viên (tương đương 12%) trong Quý I/2015 [13], để cân đối với tình hình giá dầu ở mức thấp như hiện nay. Đây là những diễn biến quan trọng, vì nếu hoạt động đầu tư cho ngành dầu khí (đặc biệt là lĩnh vực tìm kiếm thăm dò) bị cắt giảm quá mạnh trước sức ép của giá dầu, nguồn cung dầu thô trong khoảng 10 năm tới có thể bị thiếu hụt đột ngột và là nguyên nhân cho việc giá dầu tăng vọt như đã từng xảy ra trong giai đoạn 2000 - 2008.

Tác động trực tiếp và lớn nhất của giá dầu tới các công ty dầu khí là dòng tiền. Nguồn tiền thu về từ hoạt động sản xuất (ví dụ doanh thu bán dầu thô) bị giảm mạnh hàng tháng, hàng năm khiến cho công ty không có đủ tiền mặt để bù đắp các khoản chi tiêu trước mắt như đầu tư mua sắm thiết bị hay chia trả cổ tức (cho cổ đông đối với các công ty đại chúng) (Hình 4). Nghiên cứu của Barclays Capital dựa trên giá dầu 70USD/thùng đối với các công ty dầu khí châu Âu cho thấy nguồn tiền thu về từ hoạt động sản xuất kinh doanh hầu hết đều không cân đối được với nguồn chi (cho đầu tư và trả cổ tức), đặc biệt với các công ty như BG hay Total [2]. Ở đây chưa tính tới việc giá dầu hiện còn ở mức thấp hơn nhiều so với 70USD/thùng và các công ty dầu khí khác có thể gặp nhiều khó khăn hơn nếu hoạt động phụ thuộc nhiều vào lĩnh vực thượng nguồn hoặc đang trong giai đoạn phát triển mở rộng quy mô.



Hình 4. Dòng tiền vào và ra đối với công ty dầu khí

Có 4 biện pháp mà các công ty dầu khí sẽ cân nhắc để đối phó với khó khăn về dòng tiền. Biện pháp đầu tiên là bán tài sản để tăng tiền thu về. Trong giai đoạn giá dầu đang xuống thấp như hiện nay, việc này sẽ không dễ thực hiện và càng không thể mang lại nguồn tiền lớn như ước tính trước đó. Hiệu quả cũng phụ thuộc vào tài sản cụ thể mà công ty cân nhắc bán đi: bất lợi nhất sẽ là các mỏ dầu đang trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò, trong khi các tài sản cố định (đường ống) và không gắn chặt với giá dầu (một số dự án khí) sẽ có thuận lợi hơn. Biện pháp thứ hai là cắt giảm đầu tư - như nhiều công ty dầu khí quốc tế lớn đã công bố. Thăm dò gần đây của Barclays Capital (với 225 công ty dầu khí) cho thấy đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn có thể bị cắt giảm khoảng 8,8% trong năm 2015 [3]. Tuy nhiên, việc cắt giảm cụ thể sẽ phụ thuộc vào đặc thù của từng công ty và chiến lược trong giai đoạn sắp tới, cũng như dự tính cho giá dầu trong tương lai. Biện pháp thứ ba là giảm chi phí hoạt động (Opex). Đây là một hướng có tính khả thi cao do chi phí hoạt động đã tăng nhanh trong 10 năm qua, từ mức dưới 4USD/thùng (năm 2003) lên gần 12USD/thùng (năm 2013). Kế hoạch tiết giảm chi phí hoạt động của Total dự tính sẽ tương đương với việc giá dầu tăng thêm 10USD/thùng. Cuối cùng, biện pháp thứ tư là tăng tỷ lệ vay nợ. Đây là một giải pháp có thể thực hiện được ngay, đặc biệt khi tỷ lệ vay nợ đối với các công ty dầu khí trong thời gian qua nói chung không cao (dưới 20% trên tổng vốn chủ sở hữu), do đó có khả năng để tăng tỷ lệ này một cách bền vững [2].

2.2. Tác động tới các nền kinh tế trên thế giới

Dầu là một hàng hóa đặc biệt và quan trọng, vì thế mà đợt sụt giảm giá dầu lần này không chỉ ảnh hưởng tới các công ty dầu khí mà cũng đang tác động mạnh lên nền kinh tế của các nước xuất khẩu, nhập khẩu dầu cũng như nền kinh tế toàn cầu.

Với giá dầu giảm 20USD/thùng, ước tính sẽ giúp kinh tế thế giới tăng trưởng thêm 0,4% trong 2 - 3 năm tới. Như vậy, việc giá dầu đã giảm hơn 50USD/thùng sẽ có tác dụng kích thích mạnh tới GDP toàn cầu. Các nền kinh tế mới nổi sử dụng nhiều dầu và sản phẩm dầu sẽ

được hưởng lợi nhiều nhất, đặc biệt tại châu Á như Trung Quốc và Ấn Độ. Việt Nam cũng có thể coi là một trong những nước được hưởng lợi từ giá dầu thấp hơn trong dài hạn. Dưới góc độ một quốc gia xuất khẩu dầu thô, giá dầu giảm 1USD/thùng Việt Nam sẽ mất 1.000 tỷ đồng, tương đương với mức thiệt hại 70.000 tỷ đồng khi giá ở mức 40USD/thùng. Ngân sách nhà nước khi đó cũng sẽ giảm 11.500 tỷ đồng (trong tổng thu khoảng 911.000 tỷ đồng dự kiến trong năm 2015). Trong khi đó, dưới góc độ một nền kinh tế đang phát triển và sản xuất, nhập khẩu một lượng lớn sản phẩm dầu, Việt Nam sẽ được hưởng lợi nhờ tác động lan tỏa của việc giảm chi phí sản xuất với hầu hết các ngành từ vận tải, lương thực cho tới dịch vụ. Ước tính tăng trưởng GDP của Việt Nam sẽ tăng thêm 0,27% khi giá dầu xuống 60USD/thùng và tăng thêm tới 0,43% nếu giá dầu còn 40USD/thùng - thay đổi đáng kể so với tốc độ tăng trưởng 5,9% trong năm 2014 [29]. Như vậy, nền kinh tế Việt Nam nói chung sẽ được hưởng lợi trong trung và dài hạn. Tuy nhiên, không thể loại trừ các khó khăn và rủi ro trong ngắn hạn (cụ thể năm 2015) khi ngân sách Nhà nước bị thiếu hụt một khoản tiền không nhỏ (tương đương với quy mô một gói kích cầu lớn) và chưa có khả năng bù đắp ngay bằng các khoản thu thuế (do kinh tế tăng trưởng). Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ gặp khó khăn không nhỏ về dòng tiền, cũng như khu vực công nói chung có thể bị ảnh hưởng bởi nguồn thu ít hơn từ xuất khẩu dầu trong năm 2015.

Các vấn đề nêu trên còn trở nên trầm trọng hơn với những nước phụ thuộc nhiều vào xuất khẩu dầu, cụ thể là Liên bang Nga và Venezuela. Dầu thô chiếm tới 75% kim ngạch xuất khẩu và đóng góp hơn 50% ngân sách, nên việc giá dầu lao dốc đã tác động lớn tới Nga. Đồng ruble mất giá mạnh và Nga phải liên tục can thiệp vào thị trường tiền tệ để ổn định tình hình, đặc biệt đối với một số ngân hàng thương mại. Tổng số nợ lên tới 600 tỷ USD bằng ngoại tệ đang trở thành gánh nặng với các ngân hàng và tập đoàn của Nga, nhất là khi các biện pháp cấm vận kinh tế khiến cho việc tiếp cận nguồn vốn quốc tế rất khó khăn. Với Venezuela, xuất khẩu dầu thô chiếm hơn 36% GDP nên giá dầu giảm 1USD/thùng đồng nghĩa với việc mất tới 700 triệu USD. Venezuela hiện rất khó khăn khi GDP dự kiến giảm 3% trong năm 2014 và lạm phát lên tới 63%. Ngay cả với Saudi Arabia, thiệt hại cũng không nhỏ do dầu chiếm gần 43% GDP và 90% ngân sách. Giá dầu ở mức 60USD/thùng sẽ khiến Saudi Arabia bị thâm hụt ngân sách 14% GDP vào năm 2015. Tóm lại, giá dầu giảm mạnh sẽ tác động rất lớn đối với nền kinh tế các nước và từ đó có thể dẫn tới những rủi ro về căng thẳng chính trị - xã hội và sự căng thẳng này có thể tác động ngược trở lại tới thị trường dầu thô [18].

3. Nguyên nhân giá dầu sụt giảm

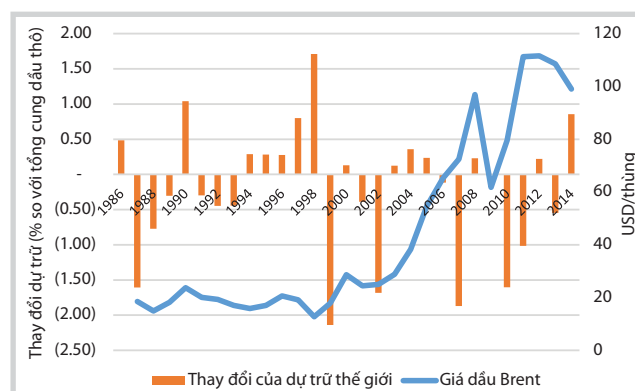
Trong khoảng 20 năm gần đây dầu đã trở thành một dạng tài sản tài chính quan trọng và các sản phẩm của dầu được sử dụng sâu rộng trong hầu hết lĩnh vực trong nền kinh tế. Vì vậy, có rất nhiều yếu tố khác nhau, cùng tương tác đan xen và có thể tác động lên giá dầu. Trong bài viết này, nhóm tác giả sẽ phân tích ba nhóm yếu tố chính để đánh giá các nguyên nhân dẫn tới giá dầu sụt giảm trong năm 2014: cung - cầu, địa chính trị và thị trường tài chính.

3.1. Cung - cầu

Nguồn cung vượt cầu là nguyên nhân căn bản khiến cho giá dầu thô giảm. Theo ước tính, nguồn cung dầu thô năm 2014 vượt nhu cầu khoảng 2 triệu thùng/ngày (so với tổng nhu cầu 92,4 triệu thùng/ngày) và có thể nhích lên khoảng 2,4 triệu thùng/ngày trong nửa đầu 2015 [27]. Theo IEA [24], năm 2014 là năm dự trữ dầu thô (tổng thế giới) đều tăng trong cả bốn quý. Việc này cũng dẫn tới mức tăng dự trữ dầu thô năm 2014 là 0,8 triệu thùng/ngày (tương ứng 0,86% tổng cung), cao nhất kể từ năm 1998. Hình 5 cho thấy những điểm chung và khác biệt so với các lần giá dầu giảm mạnh trước đó. Năm 2008, dự trữ không tăng cao (0,2 triệu thùng/ngày, tương ứng 0,23% tổng cung), trong khi dự trữ liên tục được bổ sung từ các năm 1995 và tăng vọt trong năm 1998 lên tới 1,3 triệu thùng/ngày - tương đương 1,71% tổng cung dầu. Năm 1986, dự trữ thế giới tăng thêm 0,3 triệu thùng/ngày, tương ứng 0,48% tổng cung. Như vậy, năm 1986, 1998 và 2014 đều chứng kiến sự chênh lệch lớn giữa cung và cầu, trong khi năm 2008 giá dầu giảm do chịu nhiều tác động của cuộc khủng hoảng tài chính tiền tệ.

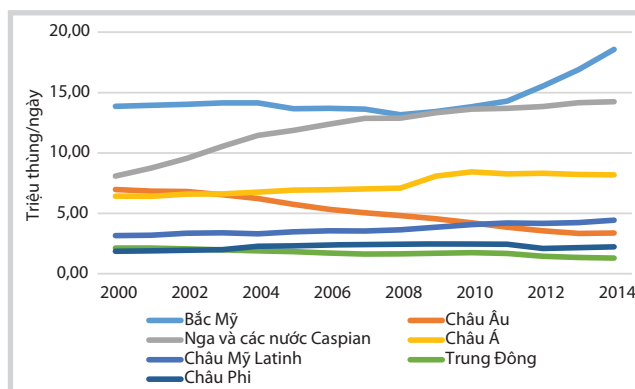
Nhu cầu dầu thô đã bắt đầu tăng chậm lại từ năm 2011 và việc nguồn cung dầu thô từ các nước ngoài OPEC tăng lên khá mạnh trong những năm qua không còn là yếu tố bất ngờ. Đặc biệt nguồn cung từ Bắc Mỹ với sự phát triển mạnh của công nghệ dầu khí đá phiến đã đẩy sản lượng từ mức khoảng 13 - 14 triệu thùng/ngày trong năm 2011 vọt lên 18,57 triệu thùng/ngày trong năm 2014 (Hình 6). Vậy nguyên nhân về mặt cung - cầu nào khiến giá dầu đột ngột giảm mạnh từ giữa năm 2014? Một khả năng là sự mất cân bằng cung - cầu đã gia tăng tới mức đáng báo động và khiến cho toàn thị trường phản ứng quyết liệt. Hình 7 cho thấy sự chênh lệch cung - cầu dầu thô đối với riêng khối OPEC (chênh lệch giữa cầu dầu thô dự tính đối với OPEC - call on OPEC, và sản lượng thực tế của OPEC - tính cả NGL) bắt đầu tăng từ năm 2011 nhưng đã nhảy vọt lên mức cao kỷ lục 7,2 triệu thùng/ngày. Trong khi đó, nhập khẩu dầu thô của Mỹ từ các nước OPEC bắt đầu giảm từ 5,41 triệu thùng/ngày năm 2009 xuống còn 3,49 triệu thùng/ngày năm 2014 - tương đương mức đầu năm 1990. Năm 2014,

Mỹ đã vượt Saudi Arabia và trở thành nhà sản xuất dầu thô lớn nhất thế giới [25]. Sản lượng tăng thêm tại Bắc Mỹ từ dầu đá phiến sẽ không phải là hiện tượng nhất thời mà là một xu thế bền vững nhờ vào trình độ công nghệ, cơ sở hạ tầng và chính sách pháp luật rất hiệu quả tại các nước như Mỹ và Canada. Năng lực sản xuất dầu thô của Mỹ phần nào được thể hiện trong quyết định vào cuối năm 2014 của chính phủ nước này cho phép xuất khẩu condensate mà không cần giấy phép - một bước ngoặt lớn kể từ khi lệnh cấm xuất khẩu dầu thô được áp dụng từ năm 1975 [6]. Hành động này của Mỹ cũng là một bước đi mang tính chiến thuật trong cuộc chiến tâm lý với các quốc gia OPEC (sẽ đề cập trong phần Địa chính trị). Do vậy cộng với việc OPEC giữ nguyên sản lượng, nguồn cung dầu thô của thế

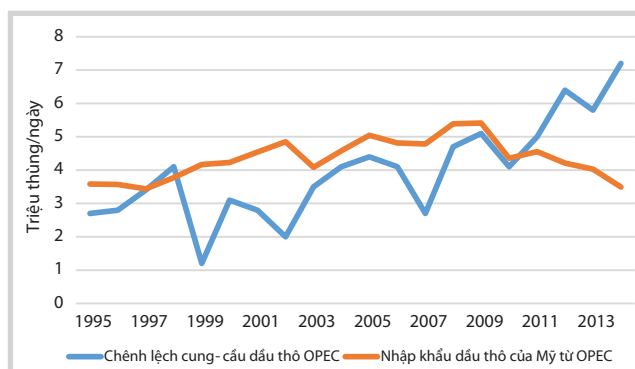


Nguồn: IEA

Hình 5. Thay đổi dự trữ dầu thô thế giới và giá dầu Brent



Hình 6. Sản lượng dầu thô của các nước ngoài OPEC [31]



Nguồn: EIA, IEA

Hình 7. Chênh lệch cung - cầu dầu thô OPEC và nhập khẩu dầu thô của Mỹ

giới dự tính sẽ tiếp tục tăng lên không ngừng cho dù nhu cầu đang chậm lại. Đây chính là yếu tố quan trọng về mặt cung - cầu khiến giá giảm sâu như vừa qua.

3.2. Địa chính trị

Với việc giữ sản lượng nhằm đẩy giá dầu đi xuống OPEC đã trở thành tâm điểm trong đợt sụt giảm giá lần này. Trong cuộc họp của khối OPEC vào tháng 6/2014, giá dầu Brent lúc đó vẫn đang trên 100USD/thùng, Bộ trưởng Dầu mỏ của Saudi Arabia - Ali al-Naimi cho rằng “Người mua thấy thoải mái, nhà sản xuất thấy thoải mái, người tiêu dùng thấy thoải mái, thị trường đang cân bằng và mọi thứ đều rất tốt” [19]. Tuy nhiên chỉ nửa năm sau mọi thứ đã thay đổi hoàn toàn. Tại cuộc họp vào tháng 11/2014, OPEC đã quyết định giữ nguyên mức sản lượng và cho rằng “để phục hồi lại trạng thái cân bằng của thị trường” [20]. Bộ trưởng Dầu mỏ của Saudi Arabia sau đó còn nhấn mạnh OPEC sẽ không cắt giảm sản lượng cho dù giá có xuống 20USD/thùng [4]. Động thái rất khác nhau của OPEC cho thấy nguyên nhân đằng sau không hoàn toàn dựa trên cơ sở kinh tế - kinh doanh mà đang bị chi phối nhiều bởi yếu tố chính trị, mặc dù không dễ để xác định chính xác các động cơ và mục đích này.

Giả thiết đầu tiên là OPEC, cụ thể là Saudi Arabia, muốn giành lại thị phần từ các nhà sản xuất dầu khí đá phiến ở Bắc Mỹ. Cuộc cách mạng dầu khí đá phiến đã đẩy sản lượng dầu thô của Mỹ từ khoảng 5 triệu thùng/ngày (năm 2008) lên 8,6 triệu thùng/ngày (năm 2014) và có thể đạt 10 triệu thùng/ngày năm 2016 [31]. Như vậy, Mỹ đã trở thành một cường quốc trong xuất khẩu dầu thô, đe dọa vai trò và ảnh hưởng của Saudi Arabia. Như phân tích ở trên (Hình 7) cho thấy nhập khẩu dầu thô của Mỹ từ khối OPEC đang giảm đều từng năm. Gặp phải cạnh tranh khốc liệt ở thị trường Mỹ, dầu thô của Saudi Arabia sẽ phải đẩy sang các thị trường khác như châu Á hay châu Âu. Dầu thô ở mức cao 100USD/thùng sẽ khuyến khích các nước khác tìm cách khai thác và phát triển dầu khí đá phiến, trong đó tiềm năng lớn nhất (về trữ lượng) là Trung Quốc - khách hàng lớn nhất ở châu Á. Giá dầu cao khiến châu Âu tiếp tục hướng phát triển năng lượng tái tạo và năng lượng mới khác (như điện gió, điện mặt trời), càng làm cho nhu cầu của khu vực này đang giảm sẽ còn xuống thấp hơn. Lợi thế của OPEC và các nước Trung Đông là chi phí sản xuất thấp (trung bình 25USD/thùng và có thể xuống 10USD/thùng với một số nước) [1], do đó cách duy nhất để giành lại thị phần với Saudi Arabia là phá giá và sử dụng lợi thế của mình để cạnh tranh trong thời gian trước mắt, với hy vọng nâng giá trở lại sau này.

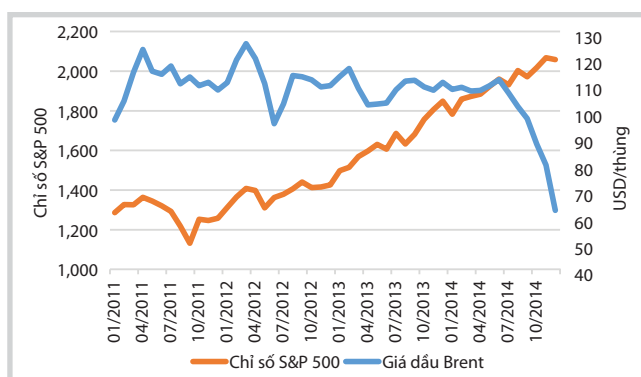
Giả thiết thứ hai là Saudi Arabia đang lạng lẹ cùng Mỹ chi phối thị trường dầu mỏ và sử dụng giá thấp như một

vũ khí để chống lại các đối thủ chung là Iran và Nga. Sunni và Shiite là hai sắc tộc có mâu thuẫn lâu đời và là nguyên nhân đằng sau một loạt các vấn đề và xung đột tại khu vực Trung Đông. Căng thẳng hiện đang rất cao giữa lãnh đạo theo dòng Sunni tại Saudi Arabia và chính phủ theo dòng Shiite tại Iran, đặc biệt xung quanh việc thay đổi chính phủ của Tổng thống Bashar al-Assad tại Syria (đồng minh thân cận của Iran) [8]. Saudi Arabia nhận thấy Iran là một mối đe dọa với ổn định trong khu vực, đặc biệt đối với ảnh hưởng và vị thế của Saudi Arabia tại đây. Với xuất khẩu dầu thô đóng góp 50% ngân sách, cộng với những khó khăn do cấm vận của phương Tây, Iran đang phải đối mặt với khó khăn lớn về kinh tế, đặc biệt khi mức giá cần thiết để duy trì chi tiêu ngân sách là 130USD/thùng. Trong khi đó đối với Liên bang Nga, liên minh Mỹ và châu Âu đang tìm mọi cách để gây sức ép lên nước này do cuộc khủng hoảng tại Ukraine. Với những bước đi chiến lược hợp lý, Nga vẫn đang ở một thế rất vững chắc về mặt quân sự và chính trị tại khu vực. Do vậy cách duy nhất để đối trọng lại là gây sức ép về kinh tế. Xuất khẩu dầu thô và sản phẩm hiện lên tới 282 tỷ USD, đóng góp 50,2% cho ngân sách và 13,5% cho GDP của Nga. Do giá dầu cần thiết để Nga cân bằng chi tiêu chính phủ là 105USD/thùng, mức giá hiện nay sẽ gây khó khăn không nhỏ đối với Nga và khiến nước này không thể dồn nguồn lực vào các cuộc tranh chấp trong khu vực [18].

Sẽ rất khó để chứng minh giả thiết nào đúng. Tuy nhiên, địa chính trị vẫn là một trong các yếu tố quan trọng tác động - và thậm chí trong một số tình huống sẽ quyết định giá dầu. Việc OPEC không cắt giảm sản lượng năm 2014 để cạnh tranh với các nước ngoài OPEC (gồm các nhà sản xuất dầu khí đá phiến tại Bắc Mỹ) là khá giống với chiến thuật của khối năm 1986 - khi đó Saudi Arabia quyết định tăng sản lượng để cạnh tranh với chính các thành viên khác của OPEC không tuân thủ theo chính sách chung.

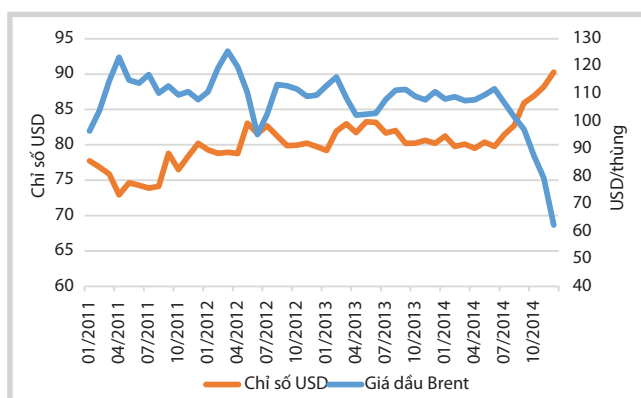
3.3. Thị trường tài chính

Do dầu thô đã trở thành một hàng hóa được giao dịch rất phổ biến trên thị trường tài chính. Dầu thô Brent, WTI và nhiều loại dầu thô, sản phẩm dầu khác đều giao dịch mạnh trên thị trường tương lai, phái sinh với kỳ hạn từ một vài tháng cho tới nhiều năm sau. Do vậy mà các yếu tố khác thuộc về kinh tế vĩ mô, tài chính ngân hàng đều có thể tác động lên giá dầu. Trước tiên, chỉ số phổ biến nhất để đánh giá tình trạng một nền kinh tế nói chung là chỉ số chứng khoán. Giá dầu thường sẽ biến động cùng chiều với thị trường chứng khoán, do kỳ vọng về nền kinh tế sẽ quyết định nhu cầu đối với hoạt động sản xuất kinh doanh nói chung và từ đó nhu cầu về năng lượng và các sản phẩm dầu khí. Tuy nhiên đợt giảm giá dầu lần này (Hình 8) đã không đi cùng với sự sụt giảm



Nguồn: EIA, Reuters

Hình 8. Chỉ số S&P 500 của Mỹ và giá dầu Brent



Nguồn: EIA, Reuters

Hình 9. Chỉ số USD và giá dầu Brent

của thị trường chứng khoán: chỉ số S&P 500 của Mỹ vẫn tiếp tục nhích lên trong nửa cuối năm 2014, bất chấp giá dầu liên tục sụt giảm và việc giá chứng khoán của các công ty dầu khí cũng là một phần trong chỉ số chung này. Có thể chính việc giá dầu giảm - đồng nghĩa chi phí năng lượng cho các ngành đều giảm, là một nguyên nhân khiến kỳ vọng về nền kinh tế Mỹ tiếp tục khởi sắc. Nhưng cũng có thể thấy rằng giá dầu giảm không phải do các nhân tố tác động từ thị trường chứng khoán. Đây là điểm khác biệt so với hai lần giá sụt giảm vào các năm 1998 và 2008, khi hai cuộc khủng hoảng tài chính tiền tệ lớn khiến kinh tế toàn cầu bị chao đảo và ảnh hưởng nặng tới nhu cầu dầu thô.

Trong khi đó, giá dầu thô trong năm 2014 có mối tương quan khá chặt chẽ với đồng USD (Hình 9). Đồng USD bắt đầu tăng giá khá mạnh kể từ tháng 7/2014, cũng là lúc dầu thô bắt đầu lao dốc. Đồng USD tiếp tục nhích lên trong nửa cuối năm 2014 và đây là khoảng thời gian giá dầu tiếp tục mất giá mạnh. Do phần lớn các giao dịch mua bán dầu được thực hiện bằng đồng USD, việc USD tăng giá có thể là một yếu tố quan trọng khiến giá dầu điều chỉnh giảm. Tuy nhiên, do USD mới chỉ tăng khoảng 13,1% trong 6 tháng qua, thấp hơn nhiều so với mức giảm hơn 50% của dầu thô, cho thấy biến động tỷ giá chỉ phần nào giải thích được biến động của giá dầu.

4. Dự báo

Sẽ không dễ để đưa ra một con số dự báo giá dầu vào thời điểm hiện tại, khi dầu thô vẫn giảm xuống các mức thấp, thị trường đang mất phương hướng và yếu tố địa chính trị vẫn rình rập. Các tổ chức cũng đã liên tục cập nhật, chỉnh sửa dự báo trong năm 2014 với biên độ lớn. Cụ thể, điều tra giá dầu của Reuters vào tháng 6/2014 đối với 29 chuyên gia cho rằng giá dầu trung bình sẽ đạt 104,8USD/thùng trong năm 2015. Con số này được hạ xuống chỉ còn 93,7USD/thùng trong điều tra vào tháng 11/2014 khi giá dầu đã xuống mức 80USD/thùng. Sau khi OPEC họp vào cuối tháng 11/2014 để quyết định giữ nguyên sản lượng, con số dự báo cho năm 2015 tiếp tục được các chuyên gia hạ xuống còn 82,5USD/thùng trong khi giá dầu đã xuống 70 USD/thùng [26]. Điều tra mới nhất vào cuối tháng 12/2014 của Reuters cho thấy dự báo giá dầu cho năm 2015 với dầu Brent chỉ còn 73,1USD/thùng (Bảng 1).

Với việc dự báo một con số tuyệt đối không đơn giản và hiệu quả, nhóm tác giả sẽ tập trung đánh giá các yếu tố ảnh hưởng và dự báo xu hướng trong năm 2015, từ đó đưa ra một dải giá trị cho giá dầu thô trong năm sau.

4.1. Cung - cầu

Xu hướng đối với nhu cầu là khá rõ ràng - tiếp tục nhích lên tuy có thể chậm lại do tốc độ tăng trưởng không cao của nền kinh tế thế giới. Như vậy, xu thế của nguồn cung sẽ quyết định cán cân cung - cầu và xác lập mức giá dầu tương ứng trong năm 2015 và các năm sau đó.

Đối với khối OPEC, khả năng cao là mức sản lượng công bố chính thức sẽ được giữ nguyên ở mức 30 triệu thùng/ngày. OPEC tuyên bố sẽ không nhượng bộ và để cho thị trường quyết định giá. Tổ chức này sẽ làm mọi cách để duy trì uy tín và quyền lực đối với thị trường. Nội bộ khối vẫn đang bị chia rẽ mạnh bởi hai nhóm: một bên muốn giữ nguyên sản lượng để hạ giá xuống (Saudi Arabia); một bên muốn cắt giảm sản lượng để nâng giá lên do sức ép tài chính trong nước (Iran, Venezuela). Đấu tranh nội bộ sẽ rất căng thẳng, tuy nhiên các thành viên OPEC đều cần một khối thống nhất để có thể tạo áp lực với thị trường trong tương lai. Vì vậy nhiều khả năng OPEC sẽ không cắt giảm sản lượng trong năm 2015.

Ngoài khối OPEC, tâm điểm sẽ là động thái từ các công ty dầu khí quốc tế đối với hoạt động đầu tư mới, đặc biệt là phản ứng của các nhà sản xuất dầu khí đá phiến tại Bắc Mỹ. Trước hết, hoạt động sản xuất kinh doanh sẽ vẫn được duy trì bình thường đối với các công ty dầu khí quốc tế, do mức giá dầu hiện nay đa phần vẫn đủ bù đắp chi phí sản xuất trong ngắn hạn và họ có đủ tiềm lực về tài chính để chờ đợi giá phục hồi [21]. Tuy nhiên, hoạt động đầu tư

Bảng 1. Tổng hợp dự báo giá dầu Brent trong giai đoạn 2015 - 2016

Đơn vị: USD/thùng

Nguồn	Quý I/2015	Quý II/2015	2015	2016
Reuters (Median)	68,5	70,0	73,1	80,0
Reuters (Mean)	69,4	71,4	74,0	80,3
<i>Dự báo cụ thể của một số tổ chức</i>				
ANZ	67,5	68,5	70,5	79,8
Barclays	66,0	67,0	72,0	-
Banco BPI	60,0	65,0	70,0	75,0
BNP Paribas	75,0	73,0	77,0	-
Citigroup	80,0	75,0	80,0	85,0
Commerzbank	65,0	70,0	73,0	83,0
Credit Suisse	68,0	75,0	75,3	80,0
Deutsche Bank	70,0	70,0	72,5	77,0
Santander	75,5	76,5	77,0	82,0
Societe Generale	69,0	67,0	70,0	70,0

Nguồn: Reuters

cho các mỏ mới, đặc biệt ở các khu vực có chi phí và rủi ro cao như ở Bắc Cực (Arctic) sẽ bị ngưng lại. Giá dầu ở mức 50USD/thùng thấp hơn khá nhiều so với chi phí sản xuất trong dài hạn đối với đa phần các công ty - được ước tính dao động từ 70USD/thùng [30] đến 90USD/thùng [2] (các mức này đều đã tính tới chi phí đầu vào thấp hơn cho hoạt động dầu khí nói chung). Giá sẽ phải tăng trở lại trong vòng 1 - 2 năm tới và tiến về mức chi phí dài hạn này để đảm bảo các nguồn cung bổ sung được phát triển (cần đối với sản lượng giảm dần của các mỏ hiện tại). Dự kiến cuối năm 2015 và đầu năm 2016, giá dầu Brent sẽ quay lại gần ngưỡng 60 - 70USD/thùng.

Việc giá phục hồi nhanh hay chậm sẽ phụ thuộc nhiều vào hành động của nhóm sản xuất dầu khí đá phiến tại Bắc Mỹ - do đây chính là đối tượng mà OPEC muốn giành lại thị phần. Số lượng giàn khoan tại Mỹ đang giảm rất nhanh - gồm cả số lượng giàn nói chung và các giàn để khoan ngang chuyên dụng cho sản xuất khí đá phiến nói riêng [9]. Tuy nhiên, sản lượng dầu thô tại Mỹ dự kiến vẫn tiếp tục tăng trong 6 tháng đầu năm 2015 do các hợp đồng sản xuất hiện tại vẫn tiếp tục và chỉ bắt đầu sụt giảm trong cuối năm 2015 nếu giá tiếp tục ở mức thấp như hiện nay. Ước tính giá dầu Brent ở mức 50USD/thùng sẽ khiến khoảng 190 nghìn thùng/ngày bị âm dòng tiền (không đủ bù đắp chi phí ngắn hạn) và số con số này sẽ tăng lên 1,5 triệu thùng ngày nếu giá dầu còn 40USD/thùng - bao gồm một lượng lớn sản lượng dầu đá phiến tại Bắc Mỹ [32]. Như vậy có thể thấy mức giá thấp như hiện nay từ 40 - 50USD/thùng sẽ khiến một lượng không nhỏ (tuy không phải toàn bộ) dầu khí đá phiến tại Mỹ phải ngừng sản xuất. Con số cụ thể sẽ tùy thuộc vào mức độ kinh tế trong khai thác tại từng vùng tại Mỹ, cũng như việc chi phí sản xuất sẽ giảm đến mức nào do giá dầu thấp. Tóm lại, sản xuất dầu khí đá phiến tại Mỹ sẽ tạo mức giá sàn cho giá dầu do khả năng cắt giảm sản xuất tương đối nhanh để giảm sản

lượng. Mức sàn là bao nhiêu và liệu các công ty này có thể chịu được sức ép tài chính trong bao lâu sẽ cần thời gian để kiểm chứng, đặc biệt khi giá dầu còn phụ thuộc nhiều vào các yếu tố địa chính trị và thị trường tài chính.

4.2. Địa chính trị

Các yếu tố địa chính trị lại là nhân tố khó lường nhất. Tuy nhiên có thể nói giá dầu ở mức dưới 50USD/thùng như hiện nay là khá thấp nếu tính tới các rủi ro về sản lượng tại một số khu vực nhạy cảm trên thế giới và việc OPEC sẽ phản ứng như thế nào với các sự kiện này.

Một phần quan trọng đóng góp vào nguồn cung tăng lên trong năm 2014 là sản lượng từ Iraq và Libya. Sản lượng của Libya tăng dần và đạt khoảng 400 nghìn thùng/ngày trong năm 2014 [31], song có thể giảm sút do căng thẳng ở miền Đông và Tây Libya. Nguồn cung từ Iraq có thể ổn định hơn sau thỏa thuận về xuất khẩu dầu thô với chính phủ người Kurd ở miền Bắc nước này. Tuy nhiên, lực lượng Nhà nước Hồi giáo IS vẫn hoạt động mạnh tại Iraq và có nguy cơ đe dọa sản lượng khoảng 3,3 triệu thùng/ngày như hiện nay. Trước đó, vào tháng 6/2014 khi lo ngại khả năng IS chiếm miền Nam Iraq đã đẩy giá dầu Brent tăng mạnh nhất trong vòng 10 tháng. Rủi ro địa chính trị cũng không nhỏ với Iran - khi nước này thể hiện rõ quan điểm muốn giá dầu tăng lên. Iran nắm giữ vị trí chiến lược tại eo biển Hormuz, điểm trung chuyển quan trọng nhất của vận tải đường biển dầu thô thế giới. Giá dầu Brent đã từng tăng 11% vào tháng 2/2012 khi Iran đe dọa sẽ đóng cửa eo biển này trước căng thẳng với phương Tây. Cuối cùng không thể không nhắc tới cuộc khủng hoảng tại Ukraine giữa Nga và Mỹ. Nga hiện sản xuất khoảng 11,19 triệu thùng/ngày, song đang gặp khó khăn không nhỏ khi nền kinh tế phụ thuộc vào xuất khẩu dầu. Do vậy, khả năng cao Nga sẽ không có các bước đi quá mạo hiểm về mặt quân sự trong thời gian tới.

Tóm lại các yếu tố địa chính trị vẫn còn đó. Dường như giá dầu hiện nay đang phụ thuộc nhiều vào vấn đề nguồn cung và hành động của OPEC, trong khi bỏ qua các rủi ro địa chính trị không nhỏ tại một số khu vực trên thế giới. Giá dầu có thể tăng vọt 20USD/thùng nếu các rủi ro này được hiện thực hóa [10].

4.3. Tài chính thế giới

Nền kinh tế thế giới nhìn chung sẽ tiếp tục tăng trưởng trong các năm tới, tuy tốc độ có thể thấp đi trước lo ngại giảm phát tại nhiều quốc gia phát triển [11]. Đồng tiền chung châu Âu Euro vẫn phải đối mặt với khả năng Hy Lạp sẽ phải xin rút trước sức ép tài chính và nợ công, kèm theo một loạt rủi ro với các thành viên khác và tương lai của đồng Euro [12]. Tuy nhiên, khả năng một cuộc khủng hoảng lớn với đồng Euro là không quá cao do Ngân hàng Trung ương châu Âu (ECB) đang tìm mọi cách để giải quyết các vấn đề và kích thích tăng trưởng - với biện pháp nới lỏng định lượng (quantitative easing) tương tự như Mỹ đang chuẩn bị được áp dụng. Như vậy, khả năng một cuộc khủng hoảng tài chính tiền tệ lớn như năm 2008 tác động tới giá dầu thô là không lớn. Mặt khác, đồng USD có thể tiếp tục tăng giá trong năm 2015 - do nền kinh tế Mỹ đang tăng trưởng vững chắc trở lại và USD sẽ còn mạnh lên so với Euro khi châu Âu chính thức áp dụng chính sách nới lỏng định lượng. Như vậy, dầu thô nói riêng và các sản phẩm năng lượng nói chung có thể chịu sức ép giảm giá khi đồng tiền định giá USD mạnh lên.

5. Kết luận

Mối quan hệ tương tác giữa ba yếu tố cung - cầu, địa chính trị và tài chính thế giới trong thời gian tới sẽ rất phức tạp và không dễ để đưa ra một con số dự báo cuối cùng. Tuy nhiên, có thể thấy cung - cầu sẽ là yếu tố quan trọng nhất. Thời gian để giá dầu tiến gần hơn về mức chi phí khai thác, khoảng 70 - 90USD/thùng sẽ phụ thuộc vào nhiều yếu tố cụ thể như hành động của OPEC và các nhà sản xuất dầu khí đá phiến tại Mỹ, cũng như can thiệp của chính phủ các nước. Đặc biệt, tình hình có thể trở nên nóng và giá có thể tăng vọt nếu căng thẳng địa chính trị quay trở lại và trở thành yếu tố quan trọng nhất tác động lên giá dầu. Nhưng cuối cùng, cho dù giá dầu còn ở mức thấp bao nhiêu lâu nữa, thành công hay thất bại nằm ở ứng xử của các công ty và quốc gia đối với sự kiện lần này. Giá dầu thấp kỷ lục có thể là một cơ hội để mua được mỏ hoặc các tài sản dầu khí khác với giá thấp hơn nhiều. Thời điểm này cũng là cơ hội cho hoạt động mua bán sáp nhập doanh nghiệp (M&A), để có thể sở hữu các công ty dầu khí quốc tế với bề dày kinh nghiệm và hệ thống thông tin, quản trị tốt. Tất nhiên cơ hội này chỉ thuộc về những

công ty dầu khí đang có nguồn tiền vững mạnh và các công ty không có sức mạnh tài chính sẽ cần phải cân nhắc kỹ càng. Ngoài ra, nguồn thu sụt giảm cũng là một dịp để công ty dầu khí tái cấu trúc và thay đổi, cắt giảm chi phí và nâng cao hiệu quả ở các bộ phận liên quan, chứng minh khả năng thích nghi trong suốt hơn 150 năm phát triển của ngành dầu mỏ thế giới.

Tài liệu tham khảo

1. Rabah Arezki, Olivier Blanchard. *The 2014 oil price slump: Seven key questions*. www.voxeu.org. 13/1/2015.
2. Barclays. *European integrated oil - living with lower oil prices*. 2014.
3. Barclays. *Global 2015 E&P spending outlook - bracing for the spending shock*. 2015.
4. Mahmoud Habboush, Wael Mahdi, Anthony Dipaola. *Saudis see oil recovery as U.A.E. urges non-OPEC cuts*. www.bloomberg.com. 23/12/2014.
5. Robert Tuttle. *Brent, WTI slump to 4-year low as OPEC keeps quota steady*. www.bloomberg.com. 27/12/2014.
6. Heesu Lee. *U.S. Easing of oil exports challenges OPEC's strategy*. www.bloomberg.com. 31/12/2014.
7. David Wethe. *Schlumberger cuts 9,000 jobs as oil slump brings uncertainty*. www.bloomberg.com. 16/1/2015.
8. Ladane Nasser. *Iran blames oil-price plunge for delay in Saudi visit*. www.bloomberg.com. 19/1/2015.
9. Lynn Doan. *Steepest oil-rig drop shows shale losing fight to OPEC*. www.bloomberg.com. 17/1/2015.
10. Ben Sharples, Sharon Cho. *War zones are still hot but cheap oil is making traders complacent*. www.bloomberg.com. 20/1/2015.
11. Andrew Mayeda. *IMF lowers global growth forecast by most in three years*. www.bloomberg.com. 20/1/2015.
12. Simon Kennedy. *Greek euro exit risk revived as merkel bluff overlooks contagion*. www.bloomberg.com. 5/1/2015.
13. Gary Strauss. *Baker Hughes to lay off 7,000 as oil patch layoffs mount*. www.cnn.com. 2015.
14. U.S. Energy Information Administration (EIA). *Petroleum and other liquid*. www.eia.gov. 2015.
15. Ed Crooks. *Conoco slashes investment after oil slump*. www.ft.com. 8/12/2014.

16. Christopher Adams. *BP expects \$1bn job cuts charge*. www.ft.com. 10/12/2014.
17. Christopher Adams. *Oil price fall threatens \$1tn of projects*. www.ft.com. 15/12/2014.
18. Chris Giles. *Winners and losers of oil price plunge*. www.ft.com. 15/12/2014.
19. Anjali Raval, Neil Hume. *Oil markets: A new chapter for OPEC?* www.ft.com. 23/11/2014
20. Anjali Raval, Neil Hume. *Oil plunges as OPEC tests the mettle of US shale industry*. www.ft.com. 23/11/2014.
21. Christopher Adams, Ed Crooks. *The squeeze on oil sector's "supertankers"*. www.ft.com. 16/12/2014.
22. Christopher Adams, Michael Stothard. *Total to cut capital spending by 10% amid oil price rout*. www.ft.com. 20/1/2015.
23. Christopher Adams, Michael Kavanagh. *Oil projects worth billions put on hold*. www.ft.com. 14/1/2015.
24. IEA. *Global crude oil demand and supply*. Thomson Reuters. 2015.
25. Eduardo Porter. *Behind drop in oil prices, Washington's hand*. www.nytimes.com. 20/1/2015.
26. Vijaykumar Vedala, Ratul Ray Chaudhuri. *Poll - oil forecasts dive after OPEC keeps output target*. www.uk.reuters.com. 4/12/2014.
27. Alex Lawler. *OPEC sees 2015 supply surplus rising, even as oil slump slows shale boom*. www.reuters.com. 15/1/2015.
28. Terry Wade. *Factbox: Latest U.S. bankruptcies by oil and gas companies*. www.reuters.com. 8/1/2015.
29. Tư Hoàng. *Bộ Kế hoạch Đầu tư: Kinh tế không bị tác động quá lớn do giá dầu giảm*. www.thesaigontimes.vn. 22/1/2015.
30. Wood Mackenzie. *Cost trends of new oil supply and oil price implications*. 2/2014.
31. Wood Mackenzie. *Macro oils monthly update*. 2015.
32. Wood Mackenzie. *Oil prices - when do production shut-ins start?* 2015.

The falling oil price - Looking into history and projecting the coming period

Phan Ngoc Trung, Phan Minh Quoc Binh
Le Viet Trung, Le Ngoc Anh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oil prices have been falling sharply since mid 2014 and now sink to less than 50USD/bbl. Oversupply of about 2 million barrels per day is the main factor contributing to such price collapse. While demand is growing slowly, supply has been rising steadily – notably due to the shale revolution in North America. Oversupply becomes more severe as OPEC decides to keep current production level unchanged. OPEC's decision is believed to be an economic attack on several countries, as well as taking back market share from shale oil producers in North America. Actions from related parties will decide the oil price pattern in 2015 and the following years. However, the current price level is relatively low, and should be pulled back toward the long-term production costs for oil in the coming years.

Key words: Oil price, OPEC, shale oil, geopolitics.

GIẢI PHÁP HIỆU QUẢ VÀ MỘT SỐ VẤN ĐỀ CẦN RÚT RA KHI SỬ DỤNG GIÀN KHOAN TIẾP TRỢ NỬA NỔI NỬA CHÌM (TAD) TRONG VIỆC KHOAN KHAI THÁC TRÊN GIÀN CỐ ĐỊNH CHO DỰ ÁN BIỂN ĐÔNG 1

KS. Hoàng Thanh Tùng, KS. Trịnh Văn Lâm

Công ty TNHH MTV Khoan Dầu khí nước sâu PVD (PVD Deepwater)

Email: tunght@pvdriilling.com.vn

Tóm tắt

Bài báo phân tích ưu/nhược điểm, hiệu quả sử dụng giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD) đầu tiên của Việt Nam sau 3 năm khoan phát triển mỏ cho dự án Biển Đông 1 tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh (bể Nam Côn Sơn). Từ đó, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp nhận dạng khả năng hoạt động của giàn thông qua hệ thống mã màu, đồng thời tính toán lựa chọn hệ thống neo định vị giàn, khả năng hoạt động của cầu dẫn có nghiên cứu đến yếu tố thời tiết khu vực... nhằm nâng cao hiệu quả, an toàn trong quá trình vận hành giàn TAD.

Từ khóa: Giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm, giải pháp hiệu quả, ứng dụng giàn TAD.

1. Giới thiệu

Các mỏ khí condensate Hải Thạch và Mộc Tinh thuộc bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Hai mỏ này nằm cách nhau khoảng 20km, cách Vũng Tàu khoảng 320km về phía Đông Nam, cách mỏ khí Lan Tây khoảng 25km về phía Bắc. Độ sâu nước biển ở khu vực mỏ Mộc Tinh khoảng 118m (387ft) và khu vực mỏ Hải Thạch khoảng 135m (443ft) (Hình 1). Mỏ Hải Thạch được phát hiện năm 1995 (giếng khoan 05.2-HT-1X), sau đó được thăm lượng năm 1996 (giếng 05.2-HT-2X) và năm 2002 (giếng 05.2-HT-3X/3XZ). Mỏ Mộc Tinh được phát hiện năm 1995 (giếng khoan 05.3-MT-1X) và được thăm lượng năm 1996 (giếng khoan 05.3-MT-1RX). Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh (Dự án Biển Đông 1) được xây dựng và phê duyệt năm 2006.

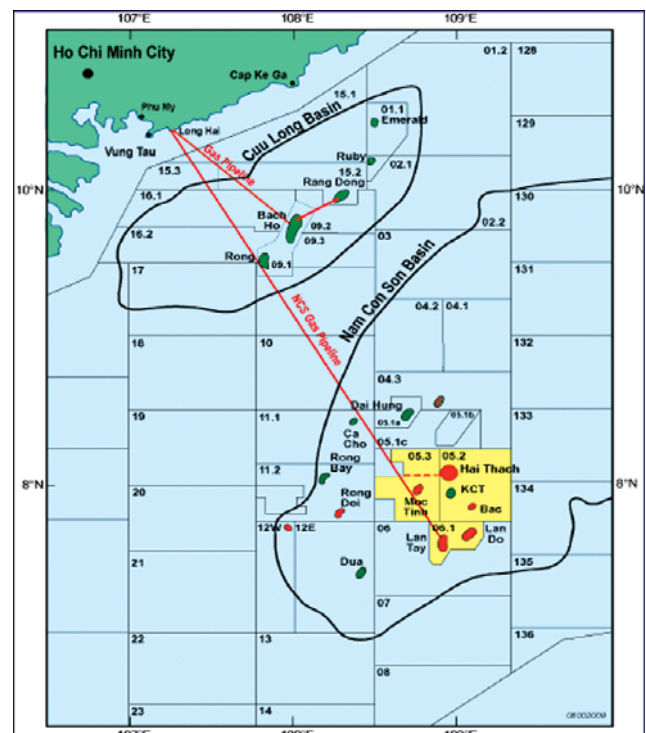
Biển Đông 1 là dự án khai thác ngoài khơi tại khu vực nước sâu trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao, có quy mô lớn nhất tại Việt Nam (tổng khối lượng 3 giàn lên tới gần 60.000 tấn), đòi hỏi các tiêu chuẩn khắt khe về kỹ thuật. Các giàn này sử dụng công nghệ tiên tiến để có thể hoạt động khai thác trong môi trường nước sâu (443ft) với điều kiện địa chất, thủy văn phức tạp.

2. Một số chủng loại giàn khoan điển hình trên thế giới và giải pháp lựa chọn giàn TAD cho việc khoan phát triển tại khu vực nước sâu ở Việt Nam

1.1. Phân loại các chủng loại giàn khoan dùng thi công giếng khoan tại các khu vực nước sâu trên thế giới

Hiện nay trên thế giới để khoan khai thác tại các khu vực nước sâu, các công ty thường sử dụng các loại giàn khoan kết hợp giàn đầu giếng như sau [1]:

- Fixed Platform (FP) + Drilling Rig: Platform cố định với khả năng chịu tải của giàn khoan, hoạt động ở chiều sâu nước biển lên tới 1.500ft.
- Compliant Tower (CT) + Drilling Rig: Thiết kế tương tự FP nhưng có khả năng chịu tác động của dao động sóng biển tốt. Có thể hoạt động ở chiều sâu nước biển lên tới 1.000 - 2.000ft.
- Tension Leg Platform (TLP) + Drilling Rig: Kết cấu nổi theo phương đứng, được neo cố định xuống đáy biển, có khả năng chịu tải giàn khoan. Hoạt động tại vùng ít thay đổi mực nước biển, độ sâu đến 4.000ft.



Hình 1. Sơ đồ vị trí mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh

- SPAR Platform (SPAR) + Drilling Rig: Kết cấu nổi, được thiết kế theo nguyên lý “vertical cylinder supporting”. Có thể chịu được tải trọng giàn và hoạt động ở chiều sâu nước biển lên tới đến 7.500ft.

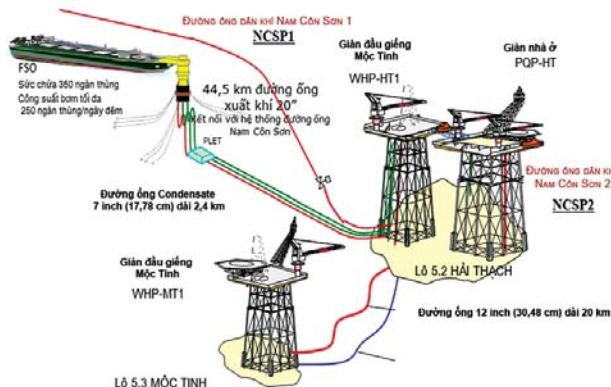
- Semi Submersible (giàn khoan nửa nổi nửa chìm): Thi công các giếng ngầm với độ sâu nước biển lên tới 10.000ft.

- Drill Ship: (tàu khoan): Thi công các giếng ngầm với khả năng hoạt động ở chiều sâu nước biển lên tới 10.000ft.

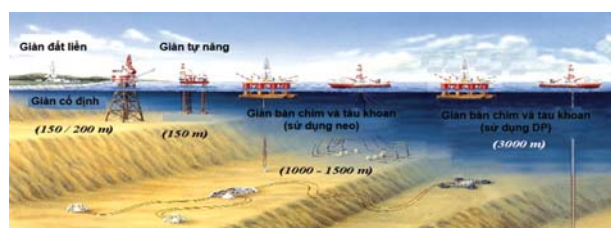
2.2. Giải pháp sử dụng công nghệ giàn khoan TAD để thi công các giếng khoan ở Việt Nam tại vùng nước sâu từ 328 - 6.000ft

Giàn TAD được thiết kế và chế tạo dùng cho khoan công nghệ đầu giếng khô. Tại các vùng nước sâu công nghệ thi công đầu giếng khô (Dry tree) và đầu giếng chìm (Wet tree) được cân nhắc và lựa chọn công nghệ khoan. Tuy nhiên, để đạt được hiệu quả kinh tế nhất trong việc lựa chọn công nghệ cho phân khúc thị trường này cần tính đến các yếu tố sau:

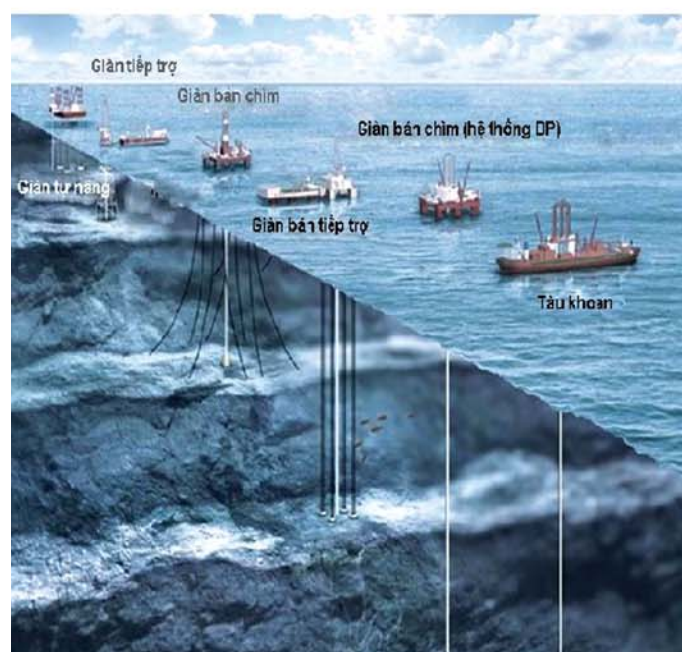
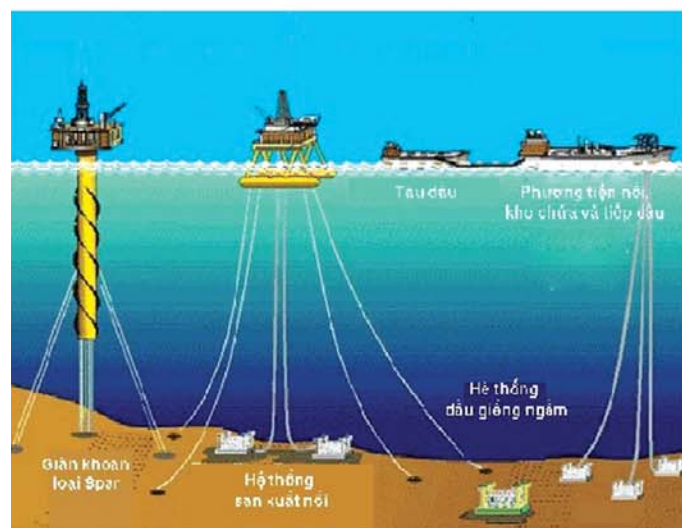
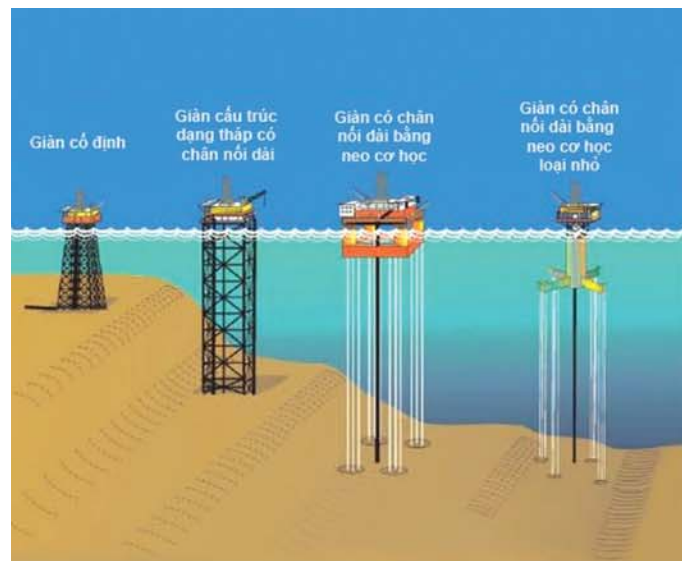
- Thi công đầu giếng khô có hiệu quả cao và đáng tin cậy hơn so với kỹ thuật thi công đầu giếng chìm, hạn chế rủi ro khí nông, kiểm soát giếng khoan dễ dàng hơn.



Hình 2. Sơ đồ tổng thể dự án Biển Đông 1



Hình 3. Sơ đồ phân loại giàn khoan theo mức nước sâu



Hình 4. Một số chủng loại giàn khoan tiêu biểu

Bảng 1. Một số thông tin liên quan tới việc ứng dụng công nghệ đầu giếng tại một số mỏ nước sâu trên thế giới [2]

Tên mỏ	Năm	Khu vực	Chiều sâu (ft)	Giàn đầu giếng	Công nghệ đầu giếng
Lena (ExxonMobil)	1984	GoM	1.000	Compliant Tower	Đầu giếng khô
Joliet (Conoco)	1989	GoM	1.762	TLP	Đầu giếng khô
Auger	1993	GoM	2.860	TLP	Đầu giếng khô
Mars	1996	GoM	2.940	TLP	Đầu giếng khô
Ram Powell	1997	GoM	3.200	TLP	Đầu giếng khô
Neptune	1997	GoM	1.936	Spar	Đầu giếng khô
Baldpate	1998	GoM	1.650	Compliant Tower	Đầu giếng khô
Morpeth (Agip)	1998	GoM	1.669	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Allegheny (Agip)	1999	GoM	3.300	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Ursa	1999	GoM	3.950	TLP	Đầu giếng khô
Marlin (BP Amoco)	1999	GoM	3.235	TLP	Đầu giếng khô
Genesis (Chevron)	1999	GoM	2.500	Spar	Đầu giếng khô
Petronius (Texaco)	2000	GoM	1.755	Compliant Tower	Đầu giếng khô
Brutus	2001	GoM	2.985	TLP	Đầu giếng khô
Prince (El Paso)	2001	GoM	1.450	TLP	Đầu giếng khô
Typhoon (Chevron)	2001	GoM	2.001	Mini TLP	Đầu giếng chìm
Medusa (Murphy)	1999	GoM	2.500	Spar	Đầu giếng khô
Nakika	2003	GoM	6.340	Semi	Đầu giếng chìm
Matterhorn	2003	GoM	2.798	TLP	Đầu giếng khô
Gunnison	2004	GoM	3.100	Spar	Đầu giếng khô
BC-10	2009	Brazil	5.800	FPSO	Đầu giếng chìm
Perdido	2010	GoM	8.000	Spar	Đầu giếng chìm

**Hình 5.** Giàn khoan TAD trên mỏ Mộc Tinh

- Việc thi công đầu giếng chìm phức tạp hơn, chi phí cao hơn, thời gian dài hơn, khó khăn trong quá trình sửa chữa giếng, chi phí đầu tư dài hạn cao hơn nhiều so với thi công theo công nghệ đầu giếng khô đặc biệt ở các mỏ có trữ lượng từ trung bình đến lớn, mỏ khai thác lâu dài.

Điểm khác biệt lớn nhất giữa công nghệ sử dụng đầu giếng khô và đầu giếng chìm là khả năng kiểm soát giếng khoan và yếu tố an toàn khi vận hành. Đối với phát triển cho phân khúc nước sâu, các loại giàn đầu giếng phù hợp để sử dụng công nghệ giàn khoan TAD gồm: Giàn TLP (Tension Leg Platform), giàn dạng ống trụ (Spar Platform), giàn cố định (Fixed Wellhead Platform), giàn đầu giếng dạng tháp (Compliant Tower).

Vì vậy, công nghệ đầu giếng khô với giàn khoan TAD rất phù hợp với khoan phát triển các giếng khoan dầu khí tại khu vực nước sâu. Bên cạnh đó, cũng có thể thi công

bằng giàn đầu giếng loại giàn cố định (Fixed Platform) hoặc loại Tension Leg Platform hay Spar với đầu giếng khô.

Giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (Semi-submersible tender assist drilling rig - TAD) được sử dụng để hỗ trợ khoan tại khu vực có mực nước biển sâu tới 1.830m (khoảng 6.000ft) với bộ dây neo thả trước (prelaid) theo công nghệ hiện nay. Loại giàn khoan này được sử dụng hiệu quả ở vùng nước sâu trung bình, nơi có thể đặt được các Fixed Platform khai thác, nơi giàn khoan tự nâng (Jack up) không thể đặt chân để khoan được. Giàn khoan tự nâng lớn nhất hiện nay là giàn Maersk Innovator (của Maersk Drilling) chỉ có thể hoạt động tại vùng biển có mực nước sâu ~150m (492ft).

Do giàn nửa nổi nửa chìm (Semi Submersible) không thể cập vào Platform cố định để khoan được hoặc nếu dùng subsea wellhead để có thể khoan bằng giàn Semi Submersible dẫn đến hiệu quả kinh tế không cao, vì vậy ở các khoảng nước sâu này, giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm là sự lựa chọn tối ưu nhất về kinh tế và kỹ thuật. Giàn TAD khắc phục được các hạn chế trên, song lại có nhược điểm lớn nhất là không có khả năng khoan thăm dò.

3. Nâng cao hiệu suất vận hành giàn TAD tại các khu vực nước sâu khác

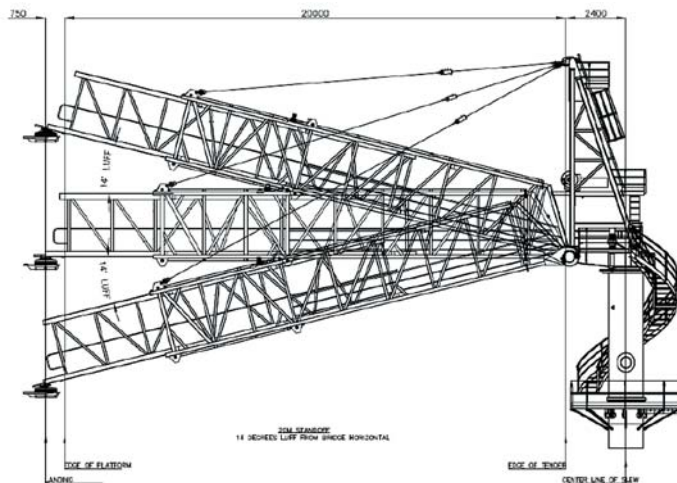
3.1. Vận hành hệ thống hàng hải (marine operation)

Việc duy trì hiệu suất hoạt động giàn có hiệu quả hay không phần lớn phụ thuộc vào hệ thống thiết bị khoan và

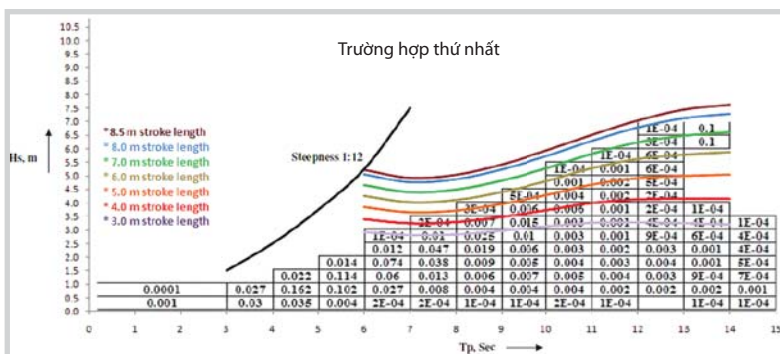
Bảng 2. Số liệu thời tiết ghi nhận tại các khu vực theo chu kỳ

Thông số thời tiết ghi nhận theo chu kỳ tại các khu vực	1 năm			10 năm			100 năm		
	Vùng biển Việt Nam	Đông Nam Á	Vịnh Mexico	Vùng biển Việt Nam	Đông Nam Á	Vịnh Mexico	Vùng biển Việt Nam	Đông Nam Á	Vịnh Mexico
$H_{\max}$: Chiều cao cột sóng tối đa (m)	9,1	5,10	10,0	11,2	9,60	18,0	15,6	11,60	24,0
H_s : Chiều cao cột sóng tiêu biểu (m)	4,9	2,74	5,0	6,0	5,16	9,0	8,4	6,23	12,2
T_p : Thời gian chu kỳ đỉnh sóng (s)	11,0	7,6	8,30	12,4	11,0	14,14	13,5	12,4	16,7
1 min, tốc độ gió ở 10m* (m/s)	19,4	36,0	18,0	22,4	36,0	37,0	27,9	51,4	55,6
Tốc độ dòng chảy bề mặt (m/s)	0,95	1,0	0,5	2,82	1,0	1,1	3,0	1,50	1,50

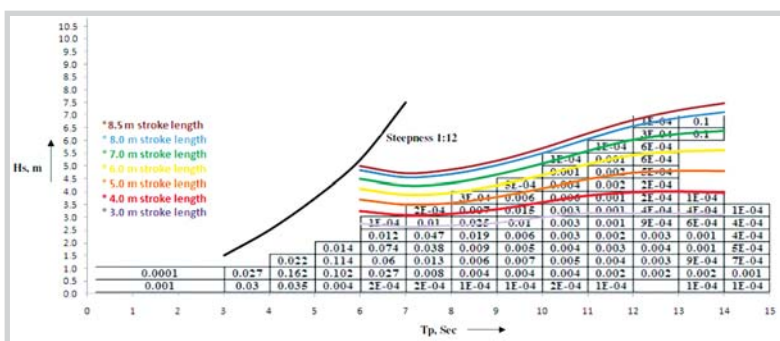
* Tốc độ gió được đo ở khoảng cách 10m so với mặt nước biển



Hình 6. Hình vẽ tổng thể cấu trúc cầu dẫn chuyển người (PTB) [3]



Hình 7. Kết quả tính toán mô phỏng điều kiện tới hạn làm việc của PTB cho trường hợp thứ nhất [3]



Hình 8. Kết quả mô phỏng tính toán điều kiện làm việc của PTB cho trường hợp thứ hai [3]

hàng hải. Hệ thống hàng hải của giàn được tính toán, dự trù trong quá trình thiết kế có kết nối điều kiện làm việc thực tại khu vực giàn vận hành. Giàn TAD được thiết kế để hoạt động trong điều kiện thời tiết của khu vực với chu kỳ ghi nhận trong 100 năm.

Sóng, gió và dòng chảy theo ghi nhận của Met Ocean Data được thể hiện trên Bảng 2.

3.1.1. Hệ thống cầu dẫn (PTB - Personnel Transfer Brigde)

Hệ thống cầu dẫn PTB được tính toán thiết kế để đảm bảo sự kết nối giữa giàn TAD và giàn đầu giếng (WHP- Well Head Platform) trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt để đảm bảo giàn hoạt động bình thường, phục vụ công tác trung chuyển thợ từ giàn khoan tiếp trợ sang điều khiển, vận hành cụm thiết bị khoan (DES - Drilling Equipment Set). Việc dừng hoạt động cầu dẫn gây thiệt hại cho cả nhà thầu dầu và nhà thầu khoan. Cầu dẫn PTB hoạt động theo cơ cấu cơ giản tự động để đảm bảo các dao động, rung lắc của giàn TAD theo phương thẳng đứng, phương ngang hay hỗn hợp không ảnh hưởng tới việc kết nối từ giàn TAD tới giàn đầu giếng, giúp cho việc khoan vẫn có thể tiến hành trong điều kiện sóng, gió khắc nghiệt. Cơ cấu của cầu dẫn được thể hiện trên Hình 6.

Cầu dẫn được thiết kế với độ giãn dài (Stroke length) tới hạn là 8,5m phù hợp với khu vực biển có sự tăng cường của gió mùa Đông Bắc và điều kiện sóng khu vực vào mùa gió chướng.

Bảng 3. Thống kê thời gian tháo cầu dẫn PTB

Số hiệu giếng	Ngày	Thời gian phải tháo cầu dẫn (giờ)
MT-slot 10	21/2/2012	24
MT-slot 2	1/4/2012	24
MT-slot-2	2/4/2012	21,5
MT-slot 2	3/4/2012	22
MT-6p -slot 4	13/9/2012	3
BD 4P-slot 5	14/11/2012	3
MT1-slot 3-2X	1/1/2013	0,5
MT1-slot 3-2X	2/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	3/1/2013	9
MT1-slot 3-2X	4/1/2013	23,5
MT1-slot 3-2X	4/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	5/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	6/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	7/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	8/1/2013	6,5
MT1-slot 3-2X	10/1/2013	2,5
MT1-slot 3-2X	11/1/2013	8,5
MT1-slot 3-2X	17/1/2013	6,5
MT1-slot 3-2X	18/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	19/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	20/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	21/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	22/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	23/1/2013	24
MT1-slot 3-2X	24/1/2013	24
HTP-8P	25/1/2013	12
HT-1P	29/11/2013	3,5
HT-1P	30/11/2013	24
HT-1P	1/12/2013	24
HT-1P	2/12/2013	24
HT-1P	3/12/2013	13
HT-1P	20/12/2013	1,5
HT-1P	21/12/2013	24
HT-1P	22/12/2013	12
HT-1P	14/1/2014	5
HT-1P	15/1/2014	24
HT-1P	16/1/2014	12
Tổng		621,50

**Hình 9.** Cầu dẫn kết nối giàn TAD với giàn đầu giếng

Độ giãn tới hạn của cầu dẫn có thể bị giảm bởi các yếu tố sau:

- Sự thay đổi sức căng của bộ dây cáp neo định vị giàn;
- Mức cài đặt tới hạn an toàn vận hành của cầu dẫn (PTB Alarm system);
- Cầu dẫn được đặt chéo hoặc có khả năng dao động theo các cao độ khác nhau tùy thuộc vào dao động của thân giàn khoan so với giàn đầu giếng.

Các tình huống tính toán cho cầu dẫn được đặt ra và phân tích dành cho điều kiện thả neo tại khu vực mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh như sau:

+ Tình huống 1: Bộ dây cáp neo của giàn 1.240m (self contained wire) kết hợp với 300m bộ dây cáp neo thả trước (prelaid), neo được cố định trong điều kiện tồn tại, giàn ở chế độ hoạt động bình thường với sức căng của dây neo là 120 tấn và cầu dẫn giãn tới hạn 8,5m.

Kết quả Hình 7 cho thấy với mức độ giãn dài tới hạn của PTB thì giàn vẫn có thể hoạt động bình thường ở điều kiện chiều cao sóng, chu kỳ sóng ở mức tối đa bao nhiêu.

+ Tình huống 2: Bộ dây cáp neo của giàn 1.240m (self contained wire) kết hợp với 183m dây xích neo (gồm 33m neo đầu tiên và 150m bộ dây neo thả trước (prelaid), neo được cố định trong điều kiện sống sót của giàn (survival condition), giàn ở chế độ vận hành bình thường và cọc neo với tải trọng sức căng dây neo 100 tấn và cầu dẫn giãn tới hạn 8,5m.

Kết quả tính toán điều kiện sóng để giàn hoạt động bình thường được thể hiện trên Hình 8.

Điều kiện thời tiết thực tế ở khu vực mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh có những thời điểm cao hơn dự kiến và đã có thời điểm giàn phải tháo cầu dẫn và lùi ra vị trí an toàn để tránh va đập với giàn đầu giếng. Thông tin về thời gian tháo cầu dẫn và điều kiện thời tiết liên quan được thể hiện qua thống kê ở Bảng 3.

Để giảm thiểu thời gian phải tháo cầu dẫn và nâng cao hiệu suất hoạt động giàn cần phải chế tạo cầu dẫn chuyển người được gắn cố định từ giàn đầu giếng (PAR - Personel Access Ram) và hướng về giàn khoan tiếp trợ (TAD). Cầu dẫn này chỉ cần chỉnh độ cao và hướng theo điều kiện thời tiết, do đó khắc phục được độ giãn và góc lay động tới hạn của PTB, nâng cao khả năng hoạt động của giàn trong điều kiện sóng và chu kỳ sóng cao hơn.

1.1.2. Hệ thống neo định vị và kiểm soát cân bằng giàn

Giàn khoan TAD có thể hoạt động ở vùng nước sâu

tới 1.830m nhờ hệ thống định vị và kiểm soát cân bằng giàn hiện đại. Hệ thống bao gồm các bộ điều khiển logic khả trình PLC có tốc độ xử lý cao, các máy tính với màn hình cảm ứng được cài đặt chương trình giao diện giúp cho người vận hành có thể theo dõi được tình trạng làm việc, mực nước trong các khoang chứa, bình chứa và điều khiển các thiết bị tại mọi khu vực trên giàn, các thiết bị chấp hành và đo lường hiện đại. Hệ thống sẽ phân tích, tính toán độ ổn định để phân bố tải trọng trên giàn khoan, đảm bảo cho giàn khoan hoạt động an toàn và hiệu quả ở các điều kiện khí tượng thủy văn biển và địa chất đáy biển khác nhau.

Để đảm bảo giàn hoạt động an toàn và hiệu quả, hệ thống kiểm soát cân bằng giàn được kết hợp chặt chẽ với hệ thống neo định vị giàn. Hệ thống neo này được thiết kế 8 điểm neo với tời neo thể hệ mới nhất hiện nay MK6 Stevdiv thể hệ thứ 6 có lực định vị cao kết hợp với đường kính cáp neo có đường kính lên đến 3¼", lực giữ đứt tối thiểu (MBL - Minimum Breaking Load) của mỗi sợi cáp neo là 611MT để đảm bảo định vị vị trí của giàn khoan trong điều kiện thời tiết có gió bão lớn. Hệ thống neo căng giữ tời neo được điều khiển bởi các động cơ điện xoay chiều thông qua hệ thống VFD ACS 800, cho phép điều khiển chính xác. Độ căng cứng, sức kéo của các dây cáp neo được truyền về phòng điều khiển trung tâm, thông qua đó hệ thống tời neo sẽ tự động điều chỉnh việc kéo, thả các dây cáp neo ở các vị trí khác nhau và điều khiển các máy bơm nước dẫn để đảm bảo khoảng cách an toàn giữa giàn khoan và WHP cũng như bảo vệ các hệ thống đường ống, đường truyền dữ liệu, giữa giàn khoan và giàn đầu giếng cố định. Giàn TAD khoan cho dự án Biển Đông 1 là loại giàn khoan đầu tiên trên thế giới được thiết kế hệ thống tời neo có đường kính dây neo lên đến 3¼" và hệ thống neo 8 điểm với tời neo thể hệ mới nhất có lực giữ lớn để đảm bảo giàn làm việc an toàn trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt [2].

Để đảm bảo công tác thiết kế hệ thống dây neo, định vị giàn an toàn trong quá trình vận hành trong các điều kiện ảnh hưởng và tác động của sóng gió ở khu vực, hệ thống neo của giàn TAD đã tiến hành phân tích các tình huống có thể xảy ra trong quá trình vận hành. Lực do ảnh hưởng của tác động sóng và gió lên hệ thống dây neo được xác định theo công thức (1) và được chạy thử mô phỏng bằng phần mềm chuyên dụng Romeo phiên bản thứ 3 [3]:

$$F_i = \frac{1}{2} \rho V^2 C_i A \quad (1)$$

Trong đó:

ρ : Tỷ trọng của không khí và nước;

V: Tốc độ của gió và dòng chảy bề mặt;

A: Đặc tính của khu vực;

C_i : Hệ số non dimensional force.

Các thông số về hệ số kéo của gió và sóng bề mặt được tính toán thông qua mô hình thử nghiệm (model test) dành cho giàn.

Hệ số an toàn của dây neo (FOS - Factor of Safety) là tỷ lệ giữa lực giữ đứt theo công bố của nhà sản xuất và lực căng tới hạn của dây cáp neo. Theo khuyến cáo của tiêu chuẩn API RP 2SK, hệ số an toàn thiết kế cho bộ dây cáp neo đối với các tình huống vận hành được yêu cầu như Bảng 4.

Bảng 5 là yêu cầu hệ số an toàn cho bộ dây neo của Đăng kiểm ABS (Mỹ).

Đối với hệ số an toàn cho neo (Anchor Safety Factor) được xác định theo tỷ lệ giữa sức neo giữ của neo (anchor holding capacity) và lực kéo căng tối đa của dây neo tại điểm nối giữa dây neo vào neo. Trong điều kiện va đập hệ số an toàn của neo được xác định như sau:

Anchor FOS > 1,0 (hệ số an toàn thiết kế dây neo trong điều kiện tải tĩnh).

Giàn TAD được tính toán phân tích neo trong các tình huống như sau:

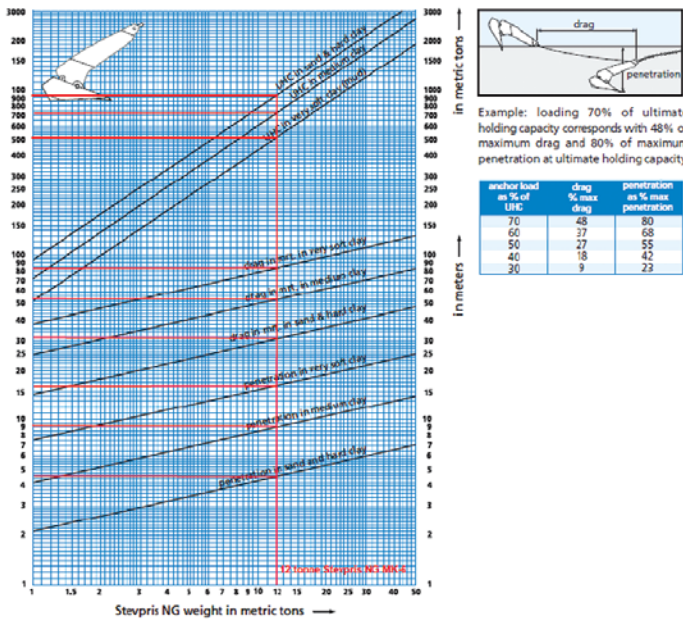
- Giàn định vị cách giàn đầu giếng 150m ở điều kiện sống sót (survival condition) với các thông số thời tiết khu vực ghi nhận trong vòng 50 năm trở lại.
- Giàn ở chế độ vận hành bình thường cách giàn đầu giếng 20m với các thông số thời tiết khu vực ghi nhận trong vòng 5 năm trở lại.

Bảng 4. Hệ số an toàn thiết kế cho dây neo theo tiêu chuẩn API RP 2SK

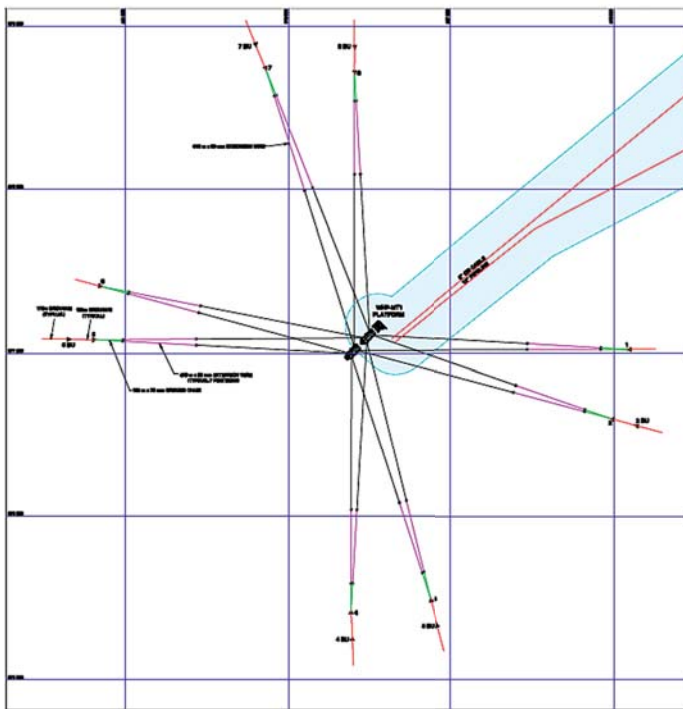
Điều kiện gió bão			
Tình trạng	Hệ số an toàn đối với điều kiện tĩnh	Hệ số an toàn đối với điều kiện động	Hệ số an toàn đối với điều kiện chuyển đổi
Va đập	2,0	1,67	-
Hư hỏng	1,43	1,25	1,05

Bảng 5. Hệ số an toàn thiết kế cho dây neo theo yêu cầu của đăng kiểm ABS - Mỹ

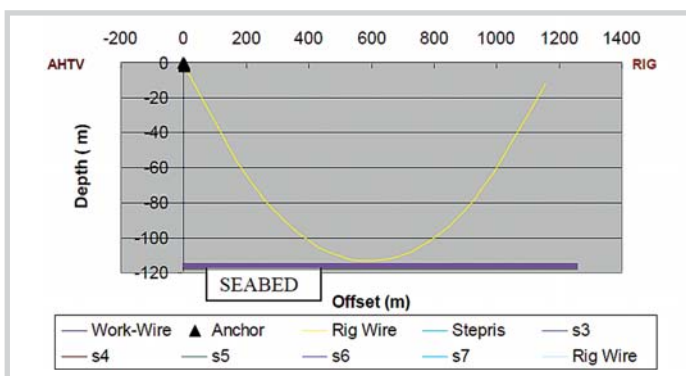
Điều kiện vận hành bình thường			
Tình trạng	Hệ số an toàn đối với điều kiện tĩnh	Hệ số an toàn đối với điều kiện động	Hệ số an toàn đối với điều kiện chuyển đổi
Va đập	2,7	2,25	-
Hư hỏng	1,8	1,57	1,4
Điều kiện gió bão			
Va đập	1,8	1,5	-
Hư hỏng	1,25	1,1	1,1



Hình 10. Lực neo giữ của neo thể hệ mới Stevpris [3]



Hình 11. Sơ đồ bố trí các dây neo của giàn TAD tại mỏ Mộc Tinh



Hình 12. Mô phỏng tính toán sức căng cần thiết khi thả thả cáp neo [4]

Kết quả tính toán cho thấy việc lựa chọn bộ thiết bị neo đã đáp ứng được yêu cầu vận hành và là cơ sở để giàn TAD đưa ra các giới hạn hoạt động trong điều kiện thời tiết ở khu vực. Thực tế trong thời gian vận hành giàn TAD qua mùa mưa bão năm 2012, 2013 đã minh chứng tính đúng đắn của việc lựa chọn thiết bị công nghệ và dự báo.

Sau 3 năm vận hành, hệ thống neo định vị vẫn đảm bảo an toàn cho giàn TAD hoạt động bình thường, kể cả trong điều kiện mùa gió bão khắc nghiệt của biển Đông với tần suất trung bình khoảng 10 cơn bão/năm, trong đó có một số cơn bão hướng trực tiếp vào khu vực giàn và toàn bộ thuyền viên đã phải sơ tán. Với giải pháp lựa chọn hệ thống dây cáp neo và tời neo và các công nghệ liên quan như đã đề cập ở trên đã giúp cho giàn tăng hiệu suất hoạt động trong điều kiện vận hành khắc nghiệt. Để tránh cáp neo bị xoắn, thắt nút cục bộ trong quá trình kết nối với bộ dây neo thả sẵn cần lưu ý một số điểm như sau:

- Duy trì sức kéo căng dây neo trong quá trình thả tối thiểu 40 tấn, với sức tải này mới đủ sức nâng toàn bộ chiều dài dây neo của giàn lên khỏi đáy biển (Hình 11) để phòng dây neo nằm dưới đáy biển và tời neo tiếp tục nhả dây neo có thể gây nên hiện tượng xoắn cục bộ. Việc duy trì sức căng này phải được theo dõi thường xuyên ở màn hình tại khu vực tời neo và trên tàu dịch vụ kéo thả neo.
- Phải lắp đặt ma ní xoay (swivel) ở đầu dây cáp và thả rơi xuống đuôi tàu kéo thả neo nhằm mục đích giải lực xoắn bản thân của dây neo trong quá trình giải phóng khỏi tầng trữ cáp neo (storage winch).
- Chủng loại dây cáp neo thay thế phải được chọn lựa từ nhà máy sản xuất uy tín đã có kiểm nghiệm, đối chiếu thực tế hoạt động trong điều kiện thời tiết biển khắc nghiệt như vịnh Mexico, Biển Bắc.

Diện tích sàn của giàn TAD lớn, tải trọng động tới 3.600 tấn rất thuận tiện cho việc lưu trữ các thiết bị trong điều kiện khoan xa bờ, xa căn cứ hậu cần, đặc biệt cho việc khoan Batch Drilling. Khả năng lưu trữ thiết bị như ống chống, cần khoan rất lớn.

Theo Hội nghị "HAZID Workshop, Rig Select Process, BPTT Kapok project (Houston, 2001)", các nhà thầu khoan hàng đầu thế giới (như Global Marine Drilling/SantaFe Drilling, Maersk Drilling/Chiles Offshore, Transocean, R&B Falcon...) cho rằng các yếu tố rủi ro đối với TAD được xác nhận: tỷ lệ 12 - 15% < JU, Tỷ lệ 45% < Platform Rig. Nguyên nhân là sàn công tác

trên giàn được thiết kế phù hợp cho tiến hành công việc thuận tiện, quá trình thực hiện công việc được đơn giản hóa, giảm thiểu tần suất các hoạt động có nguy hại, rủi ro cao.

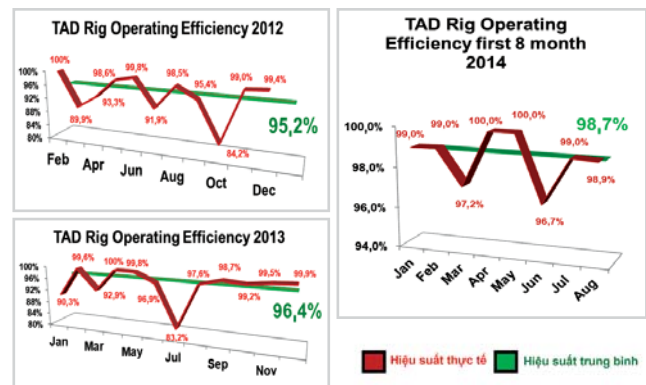
3.2. Vận hành hệ thống thiết bị khoan (drilling operation)

Việc duy trì hiệu suất hoạt động cao của giàn khoan khi khoan trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (HPHT) là nhờ vào việc lựa chọn công nghệ thiết bị có tính toán đến yếu tố rủi ro phù hợp ngay từ đầu khi bắt đầu đóng giàn. Lần đầu tiên giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm hoạt động tại Việt Nam và khoan ngay cho giếng khoan tại khu vực có điều kiện địa chất thủy văn phức tạp nhưng hiệu suất hoạt động giàn luôn duy trì ở mức trung bình trên 95%/năm (Hình 13). Trong quá trình vận hành, các thiết bị này được theo dõi, kiểm soát ở chế độ bảo trì hoàn hảo theo đúng hướng dẫn của nhà sản xuất, đã góp phần giảm thiểu những sự cố phải dừng thiết bị qua đó đảm bảo được mục tiêu duy trì hiệu suất hoạt động giàn luôn ở mức cao. Tuy nhiên, sau một thời gian vận hành giàn TAD cho dự án Biển Đông 1 có một số điểm cần lưu ý như sau:

3.2.1. Hệ thống kiểm soát chống phun (Well control)

Hệ thống kiểm soát chống phun của giàn được bố trí tại khu vực kíp trưởng thông qua can thiệp bằng hệ thống điều khiển khoan tự động “Amphion System” cũng như bảng điều khiển đóng đối áp vận năng và hệ thống điều khiển kiểm soát chống phun từ xa được bố trí tại phòng làm việc của giàn trưởng. Quá trình kiểm soát chống phun (well control operation) và diệt giếng (well kill operation) kết hợp với các thiết bị được bố trí trên phần tiếp trợ như bơm dung dịch, hệ thống trộn dung dịch, bơm xi măng... Trong trường hợp kiểm soát dầu hiệu chống phun (kick control), nếu giàn đang có hiện tượng dầu khí xâm nhập giếng khoan và phải lùi xa ra khỏi giàn đầu giếng do tác động của thời tiết và giàn ở trong điều kiện hoạt động sống sót ở khoảng cách 150m đối với giàn đầu giếng, khoảng cách này phải kết nối các hệ thống dây điều khiển tín hiệu, các ống trung chuyển dung dịch và cầu dẫn... do đó cần lưu ý một số điểm sau:

- Nguồn cung cấp cho hoạt động moto của kill unit (bộ Komey Unit của DES có thể hoạt động thông qua hệ pin dự phòng (battery) nằm ở phòng MCC nhưng không đảm bảo duy trì cho hoạt động xử lý kick một cách hiệu quả và tối ưu;
- Hệ thống lưu trữ dung dịch/trộn trên giàn đầu giếng để phục vụ cho xử lý kick;
- Hệ thống bình chứa Barite/Cement Storage trên giàn đầu giếng;



Hình 13. Hiệu suất hoạt động của giàn TAD tại dự án Biển Đông 1

- Cụm máy nén khí hỗ trợ từ giàn đầu giếng (trong quá trình hoạt động tại giàn Mộc Tinh, TAD vừa khoan và phía nhà thầu dầu cũng đồng thời tổ chức công tác lắp đặt, vận hành, chạy thử thiết bị của giàn đầu giếng).

1.1.2 Một số vấn đề lưu ý khi đấu nối với giàn đầu giếng để thực hiện công tác khoan

Để nâng cao hiệu quả hoạt động của giàn khoan, các giải pháp thiết kế và công nghệ phải được tính toán và dự báo ngay từ đầu để giảm thiểu tối đa những tác động không mong muốn. Khi đấu nối TAD với giàn đầu giếng cần lưu ý một số điểm sau [5]:

- Hướng tiếp cận dành cho máy bay trực thăng thuận tiện khi cất cánh và hạ cánh cho cả giàn TAD và giàn đầu giếng;
- Đuốc đốt khí dư của giàn phải được tính toán hướng đặt và độ dài hợp lý để giảm thiểu khói tác động ngược trở lại giàn TAD cũng như bức xạ nhiệt để không ảnh hưởng tới nhân sự làm việc và tuổi thọ của thiết bị khoan trên cụm DES;
- Nghiên cứu sử dụng tối ưu cấu của giàn đầu giếng trong điều kiện sóng to, gió lớn các tàu dịch vụ không tiếp cận được vào gần giàn TAD và do độ rung lắc lớn không cho phép vận hành cấu giàn để lấy hàng từ tàu dịch vụ;
- Hướng lắp đặt hệ thống ống xả (rig diverter overboard lines) khi khoan mở lỗ và phần thuộc tầng nông chưa lắp được hệ thống đối áp vận năng;
- Tránh bố trí giàn TAD tiếp cận giàn đầu giếng ở hướng đầu gió (upwind) để ngăn ngừa nguy cơ dây neo bị lỗi dẫn tới gió thổi làm giàn có khả năng va đập vào giàn đầu giếng;
- Hệ thống xuống thoát hiểm trên giàn cố định phải bố trí đủ cho các kíp thợ phục vụ công tác khoan và vị trí hạ xuống phải tránh nguy cơ va đập vào dây cáp neo của giàn TAD.

1.1.3. Một số giải pháp đề xuất trong việc vận hành giàn khoan

Ngoài một số tính năng ưu việt của giàn TAD cho việc khoan khai thác ở khu vực nước sâu lên tới 1.830m giàn khoan TAD cũng có một số giải pháp có thể cải tiến được trong quá trình vận hành giàn.

Đối với một số công đoạn trong quá trình thi công giếng khoan, ví dụ như chống ống (running casing), di chuyển giàn (rig move), tiến hành neo định vị... cần phải có dự báo thời tiết trong một khoảng thời gian đủ rộng để công việc được tiến hành trong cửa sổ thời tiết an toàn (safe weather window) và có tính đến mức độ dự trữ khi có tình huống phát sinh.

Một số tác nhân có thể ảnh hưởng tới hiệu suất hoạt động của giàn TAD: thời tiết (Environment Factors), hoạt động của cầu dẫn (PTB Excursion), sức căng của bộ dây cáp neo (Mooring Line Tension).

Giàn TAD phải tháo các hệ thống điện, điện điều khiển, các ống cấp dầu, nước, dung dịch... khỏi cụm DES được đặt trên giàn đầu giếng nếu gặp phải các yếu tố sau:

- Tốc độ gió cao gây cho cầu dẫn hoạt động quá giới hạn cho phép (over alarm limit);
- Cầu dẫn hoạt động với độ giãn dài tới hạn "telescopic movement) vượt quá giới hạn thiết kế.
- Sức căng của dây neo đạt tới giới hạn thiết kế.

Để chủ động và có đủ thời gian xử lý công việc an toàn trước khi giàn rời ra vị trí an toàn cách xa giàn đầu giếng và có đủ thời gian cho kíp khoan có thể kiểm soát giếng khoan an toàn cần phải xây dựng hệ thống cảnh báo sớm "alert system". Hệ thống cảnh báo này được thiết lập dựa trên nền tảng dự báo về thời gian mà yếu tố thời tiết tác động đến vận hành giàn (hazard time) và thời gian cần thiết để kiểm soát giếng (secure well) cũng như sơ tán kíp thợ an toàn. Để nâng cao hiệu quả của việc cảnh báo sớm, cần chú ý tới một số thiết bị và công việc sau:

- Thiết bị đo đặc điều kiện sóng, gió (Meteorological Instrument);
- Hệ thống đo đặc của bộ dây neo định vị (như sức tải, chiều dài dây neo thả...);
- Đánh giá rủi ro tác động của giàn đối với giàn đầu giếng và ngược lại;
- Liệt kê các hạng mục cần phải thực hiện cho từng mức độ cảnh báo (giảm các hoạt động khoan, gia cố giếng, tháo cầu dẫn...);

- Phân tích tác động của hoạt động khoan liên quan tới từng mức độ cảnh báo.

- Hệ thống cảnh báo sớm nên được xây dựng theo hướng mã màu tương ứng với điều kiện hoạt động của giàn. Cụ thể:

- Màu xanh lá cây - Giàn ở điều kiện hoạt động bình thường (Green - Normal Operations): Giàn hoạt động bình thường và không cần thiết tới công tác chuẩn bị tháo cầu dẫn, gia cố giếng, sơ tán nhân sự;

- Màu xanh da trời - Cảnh báo sớm (Blue - Early Alarm): Giàn ở tình trạng vận hành bình thường nhưng có thể bị ảnh hưởng thời tiết và thời gian cần thiết để gia cố giếng cũng như tháo cầu dẫn cộng thêm 6 - 12 giờ;

- Màu vàng - Gia cố sớm (Yellow - Early Secure): Mức cảnh báo này tương tự như Blue - Early Alarm nhưng thời gian cộng thêm bị giới hạn từ 3 - 6 giờ;

- Màu đỏ - Sắp xảy ra tác động: Mức cảnh báo giới hạn đỏ và không có khoảng thời gian trống nào để chuẩn bị. Hoạt động khoan phải ngừng và giếng được gia cố. Những nhân sự không cần thiết phải sơ tán về giàn TAD, tháo cầu dẫn các dây cáp nguồn, điều khiển, nước, dung dịch, dầu... và giàn lùi về vị trí an toàn trong điều kiện chờ bão tới;

- Màu đen - Mức cảnh báo bị tác động nguy hại: Ở mức cảnh báo này giàn ở chế độ nguy hiểm thậm chí có thể hư hại hệ thống neo định vị giàn (như đứt cáp neo, neo bị kéo trượt...).

4. Kết luận

Với đặc tính kỹ thuật ưu việt, TAD là sự lựa chọn tối ưu nhất về kinh tế và kỹ thuật, có thể đảm bảo kế hoạch khoan phát triển mỏ tại các khu vực nước sâu tới 1.830m. Sau 3 năm vận hành giàn, nhóm tác giả rút ra một số giải pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động cho giàn TAD:

- Tính toán lựa chọn hệ thống neo định vị giàn, khả năng hoạt động của cầu dẫn có nghiên cứu tới yếu tố thời tiết khu vực;

- Xây dựng các giải pháp nhận dạng khả năng hoạt động giàn thông qua hệ thống mã màu cho vận hành giàn qua đó có được khoảng thời gian hợp lý để chuẩn bị các công việc liên quan tốt hơn, hiệu quả, an toàn và chất lượng cao hơn;

- Các vấn đề cần lưu ý trong quá trình đấu nối giàn khoan tiếp trợ với giàn đầu giếng (interface) cần được xem xét kỹ để tránh sự cố phát sinh trong quá trình vận hành giàn;

- Xem xét phương án dùng cần dẫn dạng PAR nối từ phần giàn tiếp trợ sang giàn đầu giếng thay vì dùng PTB sẽ nâng cao được hiệu suất hoạt động giàn khoan trong điều kiện sóng gió lớn hơn mức độ tính toán.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Thanh Tùng, Lê Đắc Hóa. Đề xuất giải pháp ứng dụng công nghệ giàn tiếp trợ bán tiềm thủy (TAD) khoan các giếng khoan phát triển mỏ dầu khí tại vùng biển nước sâu thềm lục địa Việt Nam. Hội thảo Khoa học biển toàn quốc lần thứ V, Hà Nội. 20 - 22/10/2011.
2. Beverley F Ronalds. *OTC 14259 Deepwater facility selection*. Offshore Tehnology Conference, Houston, Texas. 6 - 9 May, 2002.
3. Keppel FELS Deepwater Technology Group. *DTG-B316-D11 Mooring analysis & PTB Operability, Alt 2*. 2010.
4. Det Norske Veritas. *Report No/DNV Reg No. 1130-PP018045 Rev 1, Failure investigation of PVD V mooring wire damage*. 2011.
5. P.E.Christiansen, Gerard Cuvillier, N.A.Hicks. *OTC 7458 Tender-assisted drilling in the North Sea*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 2 - 5 May, 1994.
6. David Reid, Martijn Dekker, Daniel Nunezl. *OTC 24517 Deepwater development: Wet or dry tree*. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro. 29 - 31 October, 2013.
7. Ayman Eltaher, Yatendra Rajapaksa, Kuan-Tao Chang. *OTC 15265 Industry trends for design of anchoring system for deepwater offshore structures*. Offshore Technology Conference Houston, Texas. 5 - 8 May, 2003.
8. Clarence J.Ehlers, Alan G.Young, Jen-hwa Chen. *OTC 16840 Technology assessment of deepwater anchors*. Offshore Technology Conference Houston, Texas. 3 - 6 May, 2004.
9. Anders Leland. *JADC/SPE 77232 The use of self erecting tender rigs for improving the economics of marginal fields*. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia. 8 - 11 September, 2002.

Effective solutions and lessons learnt from using Tender Assisted Drilling Rig (TAD) for drilling on deepwater fixed platform of Bien Dong 1 project

Hoang Thanh Tung, Trinh Van Lam
PVD Deepwater Company Limited

Summary

The paper analyses some advantages and disadvantages of the first-ever Tender Assisted Drilling Rig (TAD) in Vietnam and the efficiency of its utilisation after three-year operation for Bien Dong 1 project's field development at Hai Thach and Moc Tinh fields (Nam Con Son basin). On that basis, the authors propose solutions for the rig operational mode identification based on the colour code system, at the same time calculate and select the mooring system and the design of the PTB with considerations of the weather factors in the area in order to improve the efficiency and safety in the rig operations.

Key words: *Tender Assisted Drilling Rig, Effective Solution, utilisation of TAD.*

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH TRONG NĂM 2014 (từ 1/1/2014 đến 31/12/2014)

Trong năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 41 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng Xét duyệt Nghiệm thu cấp Tập đoàn nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục 41 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 31/12/2014. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I	LĨNH VỰC TÌM KIẾM THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ				
1	Nghiên cứu cơ chế kiến tạo hình thành các bể trầm tích vùng nước sâu Nam Biển Đông và mối liên quan đến triển vọng dầu khí	Trần Nghi	Trường ĐHKHTN	PAC	1020/BB-DKVN 18/2/2014
2	Nghiên cứu địa tầng phân tập - tương đá cổ địa lý các thành tạo trầm tích Nam bể Phú Khánh, bể Nam Côn Sơn và khu vực Tư Chính - Vũng Mây để xác định tính đồng nhất, phân dị của tương trầm tích qua các thời kỳ	Trần Nghi	Trường ĐHKHTN	PAC	1020/BB-DKVN 18/2/2014
3	Đánh giá triển vọng dầu khí Lô 122 thuộc bể trầm tích Phú Khánh (lô mới hoàn trả)	Tổng Duy Cương	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3017/BB-DKVN 9/5/2014
4	Tổng kết và đánh giá công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn	Phạm Trường Giang, Lê Vũ Quân	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3114/BB-DKVN 13/5/2014
5	Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích tập E, F và cổ hơn Oligocene trong bể trầm tích Cửu Long	Nguyễn Thanh Lam	VPI/EPC	PAC	5064/BB-DKVN 28/7/2014
6	Nghiên cứu và đề xuất cơ chế ưu đãi khuyến khích các nhà thầu dầu khí áp dụng biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR)	Phan Ngọc Trung	VPI/EMC	PAC	8118/BB-DKVN 19/10/2014
7	Nghiên cứu, xác định các họ dầu/condensate phát hiện tại bể trầm tích Nam Côn Sơn, thêm lục địa Việt Nam trên cơ sở tài liệu cập nhật đến 30/6/2013	Phan Văn Thắng	VPI-Labs/VPI	PAC	060/BB-DKVN 6/1/2015
8	Đánh giá triển vọng dầu khí các Lô 06/94 và 07/11 thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn	Lê Chi Mai	VPI/EPC	PAC	061/BB-DKVN 6/1/2015
II	LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ				
1	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 18: Gấu Trắng, Topaz, Pearl	Nguyễn Phan Trí	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
2	Nghiên cứu biến tính nguồn tro bay thải ra từ các nhà máy nhiệt điện thành vật liệu hấp phụ ứng dụng trong việc xử lý ô nhiễm môi trường	Ngô Thúy Phương	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
3	Nghiên cứu công nghệ sản xuất nhũ tương nhựa đường có khả năng ứng dụng trong xử lý giếng khai thác ngập nước trong tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ nhằm giảm hệ số ngập nước	Nguyễn Huỳnh Anh	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
4	Nghiên cứu cải tiến xúc tác và áp dụng công nghệ lò phản ứng màng để tổng hợp methanol từ CO ₂ nhằm tận dụng có hiệu quả nguồn khí giàu CO ₂ của Việt Nam	Đặng Thanh Tùng	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	1428/BB-DKVN 5/3/2014
5	Nghiên cứu áp dụng công nghệ nhiệt phân nhanh (Fast pyrolysis) nguồn sinh khối Việt Nam để sản xuất bio-oil, nghiên cứu các phương pháp xử lý bio-oil thu được và đề xuất phương án sử dụng thích hợp	Phan Minh Quốc Bình	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	1428/BB-DKVN 5/3/2014

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
6	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 19: Phân tích chi tiết dầu thô: Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng	Nguyễn Thị Anh Thư	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3282/BB-DKVN 20/5/2014
7	Tuyển chọn giống, kiểm soát đặc tính sinh học và bước đầu thử nghiệm nhân nuôi tiến pilot vi tảo biển phục vụ phát triển biodiesel	Lê Thị Thúy Ái	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3282/BB-DKVN 20/5/2014
8	Nghiên cứu sản xuất thử nghiệm chất bôi trơn từ dầu thực vật cho dung dịch khoan ở quy mô lớn	Tạ Quang Minh	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	3322/BB-DKVN 21/5/2014
9	Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Tê Giác Trắng H4, Hải Sư Trắng, Gấu Trắng nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam	Nguyễn Xuân Hợp	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4733/BB-DKVN 14/7/2014
10	Phân tích đánh giá chất lượng mẫu condensate Hải Thạch và Mộc Tinh	Trần Thị Mai	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4733/BB-DKVN 14/7/2014
11	Nghiên cứu khả năng đầu tư nhà máy sản xuất ethyl acetate từ ethanol sản xuất từ các nhà máy ethanol có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phan Gia Tiểu Cẩm	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4783/BB-DKVN 15/7/2014
12	Nghiên cứu chế tạo hệ dung dịch vi nhũ tương cho xử lý vùng cận đáy giếng vỉa cát kết nhằm nâng cao sản lượng của các giếng khai thác	Nguyễn Thị Ngọc Bích	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	4784/BB-DKVN 15/7/2014
13	Nghiên cứu chế tạo phụ gia (hạ điểm đông đặc, chống ăn mòn và chống oxy hóa) sử dụng trong sản xuất diesel sinh học	Nguyễn Hồng Quân	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	4784/BB-DKVN 15/7/2014
14	Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Sư Tử Trắng, Mộc Tinh, Hải Thạch nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam	Nguyễn Trọng Hải	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	7451/BB-DKVN 25/10/2014
15	Nghiên cứu các giải pháp đảm bảo nguồn nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bio-ethanol	Đặng Vĩnh Nghi	BSR-BF	BSR-BF	7720/BB-DKVN 4/11/2014
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Đề xuất phương án cải tiến tổng thể hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất	Vũ Công Thắng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	1217/BB-DKVN 26/2/2014
2	Xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường biển tại các khu vực có hoạt động dầu khí trên biển Việt Nam	Phạm Thị Trang Vân	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2295/BB-DKVN 8/4/2014
3	Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Khố - Điện - Đạm Cà Mau và các tuyến sông kênh vận chuyển nguyên vật liệu chính để phục vụ việc ứng phó sự cố tràn dầu	Võ Văn Anh Pha	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2295/BB-DKVN 8/4/2014
4	Xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam	Trần Phi Hùng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3698/BB-DKVN 3/6/2014
5	Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phạm Minh Đức	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3698/BB-DKVN 3/6/2014
6	Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng dầu thô của Việt Nam	Phạm Thị Lê Na	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4385/BB-DKVN 30/6/2014
7	Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam - Giai đoạn 2	Nguyễn Trung Tĩnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4385/BB-DKVN 30/6/2014
8	Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước thải công nghiệp cho nhà máy sản xuất Bio-ethanol	Nguyễn Đăng Khoa	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	6080/BB-DKVN 6/9/2014
9	Quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi ngành Dầu khí	Trần Mạc Quân	PTSC	PTSC/PAC	6153/BB-DKVN 9/9/2014
10	Xây dựng hướng dẫn lập Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho các cơ sở, dự án dầu khí ngoài khơi	Trần Phi Hùng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	7595/BB-DKVN 30/10/2014
11	Xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu dài ven bờ biển tỉnh Thái Bình	Nguyễn Ngọc Sơn	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	7595/BB-DKVN 30/10/2014
IV LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài Vietsovpetro) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thị Phương	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4016/BB-DKVN 16/3/2014

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
2	Nghiên cứu và xây dựng nguồn nhân lực chất lượng cao phục vụ cho sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam” (Giai đoạn 1: Công nhân kỹ thuật)	Vũ Duy Hào	PVMTC	PAC	2522/BB-DKVN 16/4/2014
3	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thị Phụng	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5839/BB-DKVN 26/8/2014
4	Đánh giá tác động của shale gas đến thị trường LNG khu vực châu Á	Nguyễn Vũ Thắng	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	6964/BB-DKVN 9/10/2014
V LĨNH VỰC ĐIỆN					
1	Nghiên cứu, phân tích giá thành sản xuất điện về hiệu quả đầu tư giữa các loại hình nhà máy nhiệt điện khí và than để đề xuất một số định hướng trong công tác triển khai các dự án nhiệt điện của Petrovietnam	Võ Hồng Thái	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	8541/BB-DKVN 3/12/2014
2	Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư xây dựng và vận hành các nhà máy thủy điện của Petrovietnam	Trần Ngọc Dũng	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	8541/BB-DKVN 3/12/2014
VI LĨNH VỰC KHÁC					
1	Tổ chức triển khai nhiệm vụ quốc phòng - an ninh phù hợp với đặc điểm sản xuất - kinh doanh đặc thù của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Vũ Khánh Đông	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	PAC	118/BB-DKVN 8/1/2015

Ghi chú:

VPI Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)
PAC Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
EPC Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
CTAT Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
EMC Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
CPSE Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
PVPro Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)
PVMTC Trường Cao đẳng nghề Dầu khí
BSR-BF Công ty CP Nhiên liệu sinh học Dầu khí miền Trung
ĐHKHTN Đại học Khoa học Tự nhiên (thuộc Đại học Quốc gia Hà Nội)

Phạm Văn Huy



Sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam năm 2014

Năm 2014, phong trào thi đua lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất được đẩy mạnh trong toàn Tập đoàn, góp phần tiết kiệm chi phí, nâng cao hiệu suất lao động và hiệu quả sản xuất kinh doanh. Trong đó, có 5 đơn vị được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao tặng Bằng khen Lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến năm 2014: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo). Trên cơ sở thẩm định và đề xuất của Hội đồng Sáng kiến, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Quyết định công nhận 12 giải pháp là sáng kiến cấp Tập đoàn năm 2014.

TT	Tên giải pháp	Mã sáng kiến	Người chủ trì	Đơn vị
1	Ứng dụng công nghệ ly tâm để tách nước trong dầu nặng tại Lô 67, Cộng hòa Peru	4101-PVN	ThS. Vũ Hùng Hải	Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
2	Thay thế nút chặn cấp tời bằng van chặn cho đầu giếng ngang	4102-PVN	Ông Phí Ngọc Nguyên	Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
3	Tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét để điều chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan hợp lý	4103-PVN	ThS. Tạ Ngọc Ánh	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
4	Chế tạo đồ gá định tâm hỗ trợ công việc lắp ráp đầu treo ống chống và làm kín cho giếng khoan	4104-PVN	Ông Nguyễn Như Bình	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
5	Cải tiến Hệ thống nổi hơi phụ trợ Nhà máy Đạm Cà Mau	4202-PVN	Ông Nguyễn Văn Sơn	Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)
6	Thu hồi khí nhẹ ra đuốc đốt từ phân xưởng chưng cất dầu thô tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	4203-PVN	Ông Bùi Đức Việt	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
7	Đồng bộ kết quả khảo sát ROV với kết quả phóng Pig để xác định tọa độ các điểm khuyết tật theo kết quả phóng Pig của đường ống PM3 - Cà Mau	4301-PVN	Ông Nguyễn Hải Phương	Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS)
8	Phun phủ, phục hồi ball, seats cho các ball valve	4302-PVN	Ông Bùi Hữu Thắng	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
9	Lắp đặt hệ thống phun sương cho kết làm mát cụm máy nén đầu vào K-1011A/B/C/D tại GPP	4303-PVN	ThS. Phan Tấn Hậu	Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS)
10	Giải pháp tối ưu công tác quản lý Bảo dưỡng tổng thể thông qua tích hợp và ứng dụng các tính năng cao cấp của hệ thống Primavera P6, CMMS	4401-PVN	Ông Mai Tuấn Đạt	Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)
11	Thay đổi phương thức đúc, chiều dày các lớp bê tông chịu nhiệt và thay đổi thiết kế Anchor của lò phản ứng thứ cấp 10-R-2003	4902-PVN	TS. Trần Nghị	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)
12	Biện pháp thả và gỡ an toàn neo công nghệ khi cáp neo giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển	4904-PVN	Ông Trần Ngọc Lý	Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Quốc Huy (giới thiệu)

DANH MỤC CÁC KHÓA ĐÀO TẠO DO TRUNG TÂM ĐÀO TẠO VÀ THÔNG TIN DẦU KHÍ DỰ KIẾN TỔ CHỨC TRONG 6 THÁNG ĐẦU NĂM 2015

TT	Khóa đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng dự kiến	Thời gian dự kiến tổ chức	Địa điểm
A	ĐÀO TẠO TIẾN SĨ				
	Tuyển sinh khóa 3, chuyên ngành: KỸ THUẬT DẦU KHÍ	62 52 06 04	3 năm	Xét tuyển vào tháng 5/2015	HN
B	ĐÀO TẠO NGẮN HẠN				
I	Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí				
1	Đại cương công nghiệp Dầu khí	INT_1001	2,5 ngày	Quý I & II/2015	HN/HCM/VT
2	Khả năng của các phương pháp địa chấn trong nghiên cứu đá móng nứt nẻ chứa dầu	EXP_4002	5 ngày	Quý I/2015	VT
3	Carbonate Reservoir Systems in SE Asia	EXP_4044_E	3 ngày	Quý I/2015	HN
4	Tướng thạch học và môi trường trầm tích nâng cao	EXP_3003	4 ngày	Quý I/2015	HN
5	Hệ thống dầu khí và các điều kiện hình thành tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ	EXP_3023	3 - 5 ngày	Quý I/2015	HN
6	Phân tích khe nứt và đứt gãy	EXP_4005	5 ngày	Quý I/2015	HN
7	Thạch học trầm tích và đánh giá chất lượng đá chứa	EXP_4013	4 ngày	Quý I/2015	HN
8	Xác định xu thế lắng đọng và quy luật phân bố trầm tích bằng việc sử dụng phần mềm Petrel	EXP_4052	5 ngày	Quý I/2015	VT
9	Vận hành bảo dưỡng hệ thống giàn nén khí ngoài biển	MDS_1007	5 ngày	Quý I/2015	HN/HCM
10	Petrographic Analysis on Carbonate Rocks	EXP_4051_E	5 ngày	Quý II/2015	HCM
11	Địa tầng phân tập	EXP_3001	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
12	Deepwater Sandstone Reservoir	EXP_4043_E	3 ngày	Quý II/2015	HN
13	Địa chất dầu khí nâng cao	EXP_3021	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
14	Phân tích bề trầm tích	EXP_3007	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
15	Phân tích cấu kiến tạo	EXP_3004	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
16	PVT Analysis for Gas and Condensate	PRD_4007	5 ngày	Quý II/2015	HN
17	Core Analysis in Reservoir Characterization	PRD_4008	5 ngày	Quý II/2015	HN
18	Basin Analysis/Fundamentals of Petroleum Geomechanics	PRD_2001_E	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
19	Clastic Facies Models and Their Application to Petroleum Reservoirs	EXP_4039_E	5 ngày	Quý II/2015	HN
20	Petroleum Reservoir in Deltaic and Shallow Marine Sandstones	EXP_2039_E	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HN
21	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí nâng cao	EXP_3022	5 ngày	Quý II/2015	HCM
22	Biomarkers and Carbon Isotopes: Technologies and Exploration Applications	EXP_3027_E	2 ngày	Quý II/2015	HCM
23	Basic Principles and Technology of Maturity Modeling	EXP_2013_E	3 ngày	Quý II/2015	HCM
24	Kỹ thuật cổ sinh ứng dụng trong tìm kiếm và thăm dò dầu khí	EXP_3028	2 ngày	Quý II/2015	HCM
25	Công nghệ mỏ vỉa khí condensate	PRD_4035	3 ngày	Quý II/2015	HN
26	Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí	EXP_2024	4 ngày	Quý II/2015	HN/HCM
27	Xây dựng mô hình đơn vị dòng chảy Flow Unit	PRD_3010	5 ngày	Quý II/2015	HN/HCM
28	Công nghệ khai thác dầu khí	INT_1004	3 ngày	Quý II/2015	HN/HCM
29	Công nghệ mỏ dầu khí ứng dụng	PRD_2003	5 ngày	Quý II/2015	HN
II	Lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí				
1	Các phương pháp phân tích vật liệu xúc tác nâng cao	MSD_2002	5 ngày	Quý I/2015	HCM
2	Thiết bị trong công nghiệp chế biến dầu khí	DWN_1014	3 ngày	Quý I/2015	HCM
3	Bảo trì phòng ngừa	MDS_2003	3 ngày	Quý II/2015	HCM
4	Hệ thống quản lý an toàn nhà máy	MDS_2004	3 ngày	Quý II/2015	HCM
5	Ăn mòn kim loại	MDS_1006	3 ngày	Quý II/2015	HN/HCM
III	Lĩnh vực kinh tế - quản lý dầu khí				
1	Bồi dưỡng nghiệp vụ kế toán	EBA_1030	1 - 3 ngày	Quý I & II/2015	HN/HCM
2	Quản lý dự án dầu khí	EBA_1012	5 ngày	Quý I/2015	HN/HCM
3	Luật thương mại và giải quyết tranh chấp Hợp đồng Dầu khí có yếu tố nước ngoài	EBA_2014	5 ngày	Quý I/2015	HN/HCM
4	Phương pháp đánh giá và tối ưu năng lượng trong công nghiệp dầu khí	EBA_1011	4 ngày	Quý I/2015	HN/HCM

TT	Khóa đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng dự kiến	Thời gian dự kiến tổ chức	Địa điểm
5	Kỹ thuật phân tích và dự báo kinh doanh	EBA_2029	4 ngày	Quý I/2015	VT
6	Định giá thành sản phẩm theo cơ cấu giá thị trường	EBA_2026	3 ngày	Quý II/2015	HN
7	Hợp đồng Dầu khí và đánh giá dự án đầu tư thượng nguồn	EBA_2030	5 ngày	Quý II/2015	HN
8	Crude Oil Supply, Trading and Economics	EBA_1033	3 ngày	Quý II/2015	HCM
9	Refinery Economics	EBA_1024	3 ngày	Quý II/2015	HCM
IV Lĩnh vực an toàn - sức khỏe môi trường					
1	Các chương trình an toàn môi trường	HSE_1025	3 ngày	Quý I/II/2015	HN/HCM
2	Nhận diện mối nguy, đánh giá rủi ro và nhận dạng khía cạnh, đánh giá tác động môi trường theo tiêu chuẩn ISO 14001 và OHSAS 18001	HSE_1010	3 ngày	Quý II/2015	HN
V Tiếng Anh					
1	Tiếng Anh chuyên ngành dầu khí	ENG_5002	60 giờ	Quý I/2015	HN
VI Lĩnh vực khác					
1	Kỹ năng lãnh đạo	SSK_1023	2 - 3 ngày	Quý I&II/2015	HN/HCM
2	Bồi dưỡng nghiệp vụ hành chính cơ bản	SSK_1024	2 ngày	Quý I&II/2015	HN/HCM
3	Bồi dưỡng nghiệp vụ đấu thầu	SSK_1017	3 ngày	Quý I/2015	HN/HCM
4	Phương pháp luận trong nghiên cứu khoa học và ứng dụng tại Viện Dầu khí Việt Nam	SSK_1035	2 ngày	Quý II/2015	HN/HCM
5	Phương pháp tư vấn xây dựng chiến lược, quy hoạch	SSK_1036	5 ngày	Quý II/2015	HCM
6	Phương pháp nghiên cứu sản phẩm mới	SSK_1028	3 - 5 ngày	Quý II/2015	HCM
7	Dịch vụ khách hàng chuyên sâu	SSK_2014	12 ngày	Quý II/2015	HCM
8	Kỹ năng chăm sóc khách hàng tăng lợi thế cạnh tranh	SSK_1032	2 ngày	Quý II/2015	HCM
9	Đào tạo giảng viên nội bộ - Training for trainers	SSK_1027	4 ngày	Quý II/2015	HCM

Mọi thông tin chi tiết xin liên hệ:

Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam

Tại Hà Nội:

Tầng 14, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Email: cpit@vpi.pvn.vn; Tel: 04.3784.3061/ext: 1420; Fax: 04.3782.4950

Tại TP. Hồ Chí Minh:

Số 04 Nguyễn Thông, Phường 7, Quận 3, TP. Hồ Chí Minh

Tel: 08.3930.1394; Fax: 08.3930.1394

Website: <http://vpi.pvn.vn/vn/Training.aspx>



TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM

Vững tiến

Năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tích cực triển khai thực hiện 211 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và 174 hợp đồng dịch vụ khoa học công nghệ; đọc phản biện, nhận xét 29 báo cáo RAR, ODP, FDP... Đặc biệt, việc “bứt phá” hoàn thành vượt mức 20% kế hoạch doanh thu là cơ sở để Viện Dầu khí Việt Nam “vững tiến” trong năm 2015.



TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam và TS. Flemming Getreuer Christiansen - Phó Tổng giám đốc Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) đại diện hai bên ký kết Biên bản ghi nhớ (MOU). Ảnh: Như Trang

Đẩy mạnh các dịch vụ cốt lõi

Trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã triển khai phân tích tương - môi trường trầm tích, xây dựng mô hình hệ thống dầu khí bể Sông Hồng, Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu mới; tối ưu hóa hệ thống gaslift cho khu vực mỏ Tê Giác Trắng; hỗ trợ Tập đoàn quản lý điều hành khai thác, phát triển mỏ dầu khí trong và ngoài nước; nghiên cứu đánh giá, phân tích mẫu nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ, Miocene dưới bể Cửu Long... Đặc biệt, Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện đã được Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước xếp loại xuất sắc (90,45 điểm) do có nhiều đóng góp mới, quan trọng cho khoa học địa chất dầu khí.

Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam đã tư vấn xây dựng Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; nghiên cứu sử dụng hiệu quả các nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂

cao, trong đó chú trọng đến xử lý, vận chuyển, chế biến sâu, tích hợp với lọc dầu và hóa dầu từ khí, nâng cao giá trị nguồn tài nguyên trong nước.

Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam tư vấn cho các nhà thầu dầu khí lập biện pháp ứng phó tràn đổ hóa chất; quan trắc môi trường khu vực nước sâu; quản lý môi trường, quản lý an toàn, khảo sát và giám sát môi trường; nghiên cứu chế tạo chế phẩm sinh học xử lý dầu tràn từ nguồn sinh vật bản địa; nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu phù hợp với các loại dầu thô Việt Nam... Tư vấn đánh giá thiết kế, kiểm tra, kiểm soát các hệ thống chống ăn mòn, giải pháp chống ăn mòn; nghiên cứu ứng dụng công nghệ, xây dựng tiêu chuẩn trong lĩnh vực công nghệ khí: LPG, LNG, khí có hàm lượng CO₂ cao; tư vấn quản lý rủi ro (RBI), lập quy hoạch khí, điện. Đánh giá tổng thể hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác, các dự án chế biến; nghiên cứu đề xuất cơ chế ưu đãi áp dụng biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; nghiên cứu đề xuất giải pháp quản lý chất

DANH SÁCH ĐƠN ĐĂNG KÝ SÁNG CHẾ TẠI CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ - BỘ KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ:

- Quy trình sản xuất methanol từ hỗn hợp H_2/CO_2 bằng lò phản ứng dạng màng (PVPro);
- Quy trình cracking nhựa thải bằng phương pháp cracking nhiệt và cracking xúc tác sử dụng chất xúc tác cracking tầng sôi (FCC) thải từ các nhà máy lọc dầu (PVPro);
- Chất xúc tác dùng để chuyển hóa hỗn hợp H_2/CO_2 thành methanol và phương pháp sản xuất methanol sử dụng chất xúc tác này (PVPro);
- Chế phẩm xử lý nước thải nhiễm dầu và kim loại nặng từ các giàn khai thác dầu khí ngoài khơi, quy trình chế tạo chế phẩm này và quy trình xử lý nước thải nhiễm dầu và kim loại nặng từ các giàn khai thác dầu khí ngoài khơi (CTAT);
- Phương pháp tính toán độ rỗng của mẫu lõi thông qua ảnh chụp cắt lớp độ phân giải cao (VPI-Labs).

lượng, định mức kinh tế kỹ thuật mặt hàng dầu thô dự trữ quốc gia...

Về hợp tác quốc tế, Viện Dầu khí Việt Nam đã tổng kết Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích ở Việt Nam” thuộc Chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA). Hoàn thành các dự án: VPI-Idemitsu pha 5 “Áp dụng kỹ thuật địa hóa tiên tiến nghiên cứu hệ thống dầu khí và dự đoán CO_2 các bể trầm tích Việt Nam: Bể Sông Hồng”; tối ưu hóa năng lượng, đánh giá xúc tác, xây dựng và chuyển giao mô hình quy hoạch tuyến tính cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; ký các thỏa thuận hợp tác về ứng phó sự cố tràn dầu (với OSCT), về đánh giá tác động môi trường mỏ Cá Voi Xanh (với ERM), hợp tác đào tạo (với LiKat, UOP, ENI, Aston, Sojitz Chioda, Corelab)...



Cán bộ nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam lấy mẫu môi trường khu vực nước sâu

Đề xuất các nghiên cứu mới

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2015, TS. Phan Ngọc Trung cho biết, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ đẩy mạnh nghiên cứu cơ bản, trung và dài hạn theo Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và của Viện Dầu khí Việt Nam. Tìm kiếm, đề xuất các dạng nghiên cứu mới, các chỉ tiêu phân tích mới; chủ động tham gia giải quyết các vấn đề khoa học công nghệ cấp bách của Tập đoàn, các đơn vị thành viên, công ty, nhà thầu dầu khí. Đẩy mạnh các dịch vụ cốt lõi và có thể mạnh, mở rộng phạm vi cung cấp, gia tăng tỷ lệ tự thực hiện, mở rộng tìm kiếm khách hàng mới ở trong nước và khu vực; đẩy mạnh công tác đào tạo chuyên sâu phát triển chuyên gia... Dự kiến trong năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ ký mới 69 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học các cấp và triển khai đảm bảo chất lượng, tiến độ; tổng doanh thu ước đạt 480 tỷ đồng, phần đầu vượt 10% kế hoạch doanh thu được giao.

Theo TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục đề xuất các nghiên cứu cụ thể để tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh của Tập đoàn; chuẩn bị sẵn sàng các nguồn lực, công cụ, phương tiện để biến các ý tưởng nghiên cứu thành hiện thực, đề xuất giải pháp để phát triển các lĩnh vực cốt lõi trong bối cảnh giá dầu suy giảm như hiện nay... Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ làm việc với Bộ Công Thương để sớm có cơ chế giao nhiệm vụ nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ phù hợp với Viện Dầu khí Việt Nam trong tình hình hiện nay.

Năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam đối mặt với nhiều khó khăn: việc giá dầu thô sụt giảm dẫn đến cắt giảm kinh phí nghiên cứu, đầu tư; Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chưa có cơ chế giao nhiệm vụ nghiên cứu khoa học theo Luật Đầu tư năm 2013... Song với ý chí và bản lĩnh Trí tuệ Dầu khí Việt Nam sẽ giúp Viện Dầu khí Việt Nam vượt qua thách thức để triển khai thành công các giải pháp đột phá trong thời gian tới, đẩy mạnh công tác nghiên cứu, cung cấp nhiều hơn nữa các giải pháp khoa học - công nghệ và quản lý hữu ích cho Tập đoàn, các công ty, nhà thầu dầu khí nhằm mục tiêu: gia tăng trữ lượng dầu khí, ngăn chặn đà suy giảm sản lượng khai thác các mỏ, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cũng như đầu tư sản xuất sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao.

Ngọc Linh



VIETSOVPETRO TẬP TRUNG TỐI ƯU HÓA SẢN XUẤT

Với việc thực hiện đồng bộ các giải pháp về quản lý - tổ chức - kỹ thuật, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã khai thác an toàn trên 5,36 triệu tấn dầu thô, vượt mức 260.000 tấn so với kế hoạch được giao. Kết quả này đánh dấu sự nỗ lực rất lớn của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga khi công tác thăm dò và khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn do giá dầu thô giảm mạnh, các mỏ dầu khai thác đang trong giai đoạn cuối, độ ngập nước tăng nhanh...

Sản lượng khai thác dầu vượt 260 nghìn tấn

Năm 2014, Vietsovpetro đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, về đích sớm kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước (ngày 6/11/2014), doanh thu (ngày 10/11/2014), cung cấp khí vào bờ, khoan và xây dựng công trình biển (cuối tháng 11/2014), sản lượng khai thác dầu thô (ngày 14/12/2014). Vietsovpetro đã tăng cường công tác tận thăm dò ở Lô 09-1; thực hiện trên 102.000m khoan, kết thúc thi công

24 giếng, gia tăng trữ lượng địa chất/ thu hồi 15,95/4,54 triệu tấn; có 7/8 giếng khoan thăm dò có phát hiện thương mại. Vietsovpetro đã đẩy mạnh công tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới, xử lý đánh giá lại toàn bộ tài liệu địa chất dựa trên các công cụ và thông tin mới, nhằm tăng khả năng thành công cho công tác khoan thăm dò. Soạn thảo và thực hiện các biện pháp địa chất - kỹ thuật như đưa giếng mới vào khai thác, chuyển đổi tượng khai thác, khoan cắt thân hai, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift, vỡ vĩa thủy lực...



Về sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã khai thác 5,36 triệu tấn dầu thô (vượt 260.000 tấn so với kế hoạch); thu gom và cung cấp vào bờ 1,4 tỷ m³ khí (vượt 212 triệu m³ so với kế hoạch). Với tư cách là nhà thầu vận hành khai thác mỏ, Vietsovpetro tiếp tục thực hiện dịch vụ khai thác an toàn gần 960.000 thùng dầu ở mỏ Đồi Mồi cho VRJ, trên 2 triệu thùng dầu ở mỏ Cá Ngừ Vàng cho Hoàn Vũ JOC, trên 19 triệu thùng dầu ở mỏ Tê Giác Trắng cho Hoàng Long JOC. Doanh thu bán dầu năm 2014 đạt 4,34 tỷ USD (vượt kế hoạch 479 triệu USD), nộp ngân sách Nhà nước 2,28 tỷ USD, lợi nhuận hai phía đạt tỷ lệ 111%. Chi phí trong năm 2014 chiếm 32,7% doanh thu bán dầu, thấp hơn ngân sách phê duyệt 20,6 triệu USD.

Đồng thời, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác xây lắp và đưa vào hoạt động giàn BK-16 sớm 10 ngày so với kế hoạch; lắp đặt 17,5km đường ống ngầm và 80km cáp ngầm nội mỏ; chế tạo và xây dựng ngoài khơi các công trình DK-1/2 và DK-1/7, góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Đặc biệt, Vietsovpetro đã thi công 43,2km đường ống; đang xây dựng trên bờ hệ thống cải hoán mỏ Bạch Hổ (để tiếp nhận mỏ khí Thiên Ứng), chân đế và khối thượng tầng giàn Thiên Ứng... cho Dự án Nam Côn Sơn 2.

Chuẩn bị phương án dự phòng nếu giá dầu giảm sâu

Năm 2015 dự báo việc tổ chức thực hiện nhiệm vụ thăm dò và khai thác dầu khí vẫn còn nhiều khó khăn, tầng móng mỏ Bạch Hổ tiếp tục ngập nước nhanh, các khu vực mới và giếng mới đưa vào khai thác có sản lượng thấp và không ổn định... Với bản lĩnh kinh nghiệm và quyết tâm vượt thách thức của tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga, Vietsovpetro phấn đấu hoàn thành kế hoạch khai thác 5,1 triệu tấn dầu thô, thu gom và cung cấp vào bờ 321 triệu m³ khí từ Lô 09-1.

Theo kế hoạch, Vietsovpetro sẽ khoan 99.080m khoan khai thác, kết thúc thi công 30 giếng, sửa chữa lớn 62 lượt giếng khoan. Đồng thời, Liên doanh đảm bảo tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành khai thác giàn nhẹ RC-9 và ThT-2; tiếp tục triển khai công tác đóng mới giàn khoan Tam Đảo 05, 2 tàu dịch vụ, xà lan nhà ở, hệ thống thu gom khí trên tàu chứa dầu Vietsovpetro-2...

Vietsovpetro tiếp tục mở rộng vùng hoạt động, thực hiện nhiệm vụ trong chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và các nghĩa vụ đối với các lô hiện có, đồng thời tiếp tục nghiên cứu tiềm năng dầu khí và khả năng tham gia của Vietsovpetro vào các lô mở tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba. Liên doanh đặt mục tiêu doanh thu bán dầu năm 2015 đạt 3,87 tỷ USD với giá kế hoạch 100USD/thùng, nộp ngân sách và lợi nhuận phía Việt Nam 2,17 tỷ USD, phía Nga 345,3 triệu USD.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tập trung nghiên cứu địa chấn 3D, 4C để đánh giá tổng thể Lô 09-1, tiếp tục tận dụng thăm dò Lô 09-1; đảm bảo tiến độ khoan thăm dò tại Lô 09-3/12, đưa khí mỏ Thiên Ứng vào bờ; tăng cường các giải pháp khoa học công nghệ để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Bên cạnh đó, Vietsovpetro cũng rà soát, bổ sung và hoàn thiện hệ thống định mức kinh tế - kỹ thuật về tiêu hao nguyên nhiên vật liệu, năng lượng; định mức khai thác sử dụng máy móc, thiết bị, định mức lao động tiền lương, định mức chi phí quản lý nhằm quản lý chặt chẽ, tiết kiệm chi phí, hạ giá thành sản phẩm..

Lãnh đạo Vietsovpetro đã chuẩn bị phương án dự phòng nếu giá dầu tiếp tục giảm sâu, đó là: dùng sản xuất ở một số giàn khai thác có sản lượng dưới mức hòa vốn, dùng triển khai các dự án tìm kiếm thăm dò. Đặc biệt, trong thời điểm khó khăn nhất cần phải tăng cường hệ thống quản trị doanh nghiệp, nâng cao hiệu quả công tác quản lý, kiểm soát chi phí, tối ưu hóa sản xuất để có phương án điều chỉnh phù hợp...

Nguyễn Thanh



SẢN LƯỢNG KHAI THÁC CỦA PVEP ƯỚC ĐẠT 5,86 TRIỆU TẤN

Năm 2015, giá dầu thô được dự báo sẽ tiếp tục duy trì ở mức thấp, trong khi chi phí các dịch vụ dầu khí giảm chưa tương ứng, sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến doanh thu, lợi nhuận của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Song với truyền thống của đơn vị Anh hùng Lao động, PVEP sẽ nỗ lực vượt khó, thực hiện đồng bộ các giải pháp để khai thác 4,71 triệu tấn dầu và 1,15 tỷ m³ khí, ước đạt doanh thu 64,469 nghìn tỷ đồng.

Gia tăng trữ lượng 18,18 triệu tấn dầu quy đổi

Trong năm 2014, PVEP đã triển khai tích cực hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở trong và ngoài nước; gia tăng trữ lượng đạt 18,18 triệu tấn dầu quy đổi, có 7 phát hiện dầu khí mới (trong đó có 3 phát hiện từ dự án PVEP trực tiếp điều hành: Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông, Thần Nông và 1 phát hiện dầu khí tại dự án ở nước ngoài). Đồng

thời, PVEP đã thi công 65 giếng khoan phát triển khai thác (hoàn thành thi công 52 giếng) và thực hiện hoàn thiện/kết nối 18 giếng, cơ bản bám sát tiến độ, đưa sản lượng khai thác dầu khí trung bình đạt gần 98.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Công tác quản lý khai thác của PVEP trong thời gian qua gặp nhiều thách thức như: giới hạn xử lý của hệ thống thiết bị tàu FPSO mỏ Tê Giác Trắng và giàn xử lý trung tâm CPP của Cũ Long JOC; động thái khai thác ở một số mỏ diễn biến hết sức phức tạp, tình trạng ngập nước tại mỏ Thăng Long - Đông Đô, Nam Rồng - Đồi Mồi, Hải Sư Trắng; một số giếng mới đưa vào đang khai thác cho dòng thấp hơn dự kiến...

Tuy nhiên, PVEP đã chủ động phối hợp với các nhà điều hành và các bên liên quan nghiên cứu, kiểm soát, rà soát tiến độ và chủ động triển khai các giải pháp để gia tăng sản lượng khai thác. Cụ thể, nghiên cứu kỹ địa chất, vị trí giếng khoan giúp kết quả các giếng khai thác



Năm 2014, tổng số tiền tiết giảm/tối ưu của PVEP khoảng 500 tỷ đồng. Trong đó, tiết kiệm chi phí quản lý bộ máy Tổng công ty trên 22 tỷ đồng và tối ưu trong triển khai chương trình công tác và ngân sách tại các dự án dầu khí khoảng 22,78 triệu USD.

tại mỏ Diamond cao hơn so với dự kiến (hiện mỏ đang khai thác với sản lượng 8.000 - 8.500 thùng/ngày so với FDP là 7.800 thùng/ngày); lựa chọn vị trí thành công giếng thăm dò khai thác RD-21XP (Lô 15-2, hiện giếng đang cho dòng 1.500 thùng/ngày so với dự kiến 700 thùng/ngày); chuyển vĩa cho các giếng Lô PM3-CAA thành công với kết quả giếng BRC-6L tăng 500 thùng/ngày, giếng BKC-20 tăng 1.000 thùng/ngày; tiếp tục khai thác bơm điện chìm ESP giếng SV-4P với sản lượng khai thác tốt hơn dự kiến (3.500 thùng/ngày); thực hiện các giải pháp gia tăng sản lượng IOR/EOR tại các dự án.

Do đó, sản lượng khai thác của PVEP năm 2014 đạt 5,03 triệu tấn dầu quy đổi (bằng 101% kế hoạch năm), trong đó có 3,87 triệu tấn dầu và condensate, 1,16 tỷ m³ khí. Trong đó, sản lượng khai thác từ các dự án trong nước chiếm tỷ trọng cao (92%) như: cụm mỏ Sư Tử, Đại Hùng, Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng, Rạng Đông - Phương Đông, Ruby - Pearl - Topaz - Diamond. Đặc

biệt, mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam và Sư Tử Nâu (Lô 15-1) cho dòng dầu đầu tiên sớm hơn kế hoạch 42 - 47 ngày, mỏ Sông Đốc cho lưu lượng ổn định... đã giúp PVEP hoàn thành sản lượng khai thác sớm hơn 2 tháng so với kế hoạch được giao.

Bên cạnh đó, Tổng công ty đã ký 2 Hợp đồng dầu khí mới ở trong nước (Lô 46/13 và Lô 12/11), 1 dự án mới tại nước ngoài (Dự án Urca với Murphy tại vịnh Mexico); thành lập Công ty Đầu tư Dầu khí tại Mỹ (PVEP America), đặt nền móng cho việc mở rộng hoạt động tại khu vực châu Mỹ trong tương lai. PVEP đã chú trọng đến các hoạt động nghiên cứu khoa học, công nhận 12 sáng kiến và 2 giải pháp cải tiến hợp lý hóa sản xuất cấp Tổng công ty, ước tính làm lợi khoảng 73,1 triệu USD, tăng hơn 21 triệu USD so với thực hiện năm 2013.

Đưa 3 mỏ mới vào khai thác

Năm 2015, PVEP đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng (phần PVEP) đạt 18 - 23 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó gia tăng trữ lượng từ các dự án hiện có là 15 triệu tấn (trong nước 13 triệu tấn, nước ngoài 2 triệu tấn) và 3 - 8 triệu tấn từ mua mỏ. Sản lượng khai thác dầu khí năm 2015 (phần PVEP) phấn đấu đạt 4,71 triệu tấn dầu và 1,15 tỷ m³ khí. Dự kiến, PVEP sẽ đưa 3 mỏ mới vào khai thác gồm: Khu vực H5 mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1), mỏ Thái Bình (Lô 102-106) và mỏ BRS (Algeria).

Trên cơ sở đó, PVEP tập trung kiểm soát chặt chẽ tiến độ và chi phí thực hiện các dự án tìm kiếm thăm dò, quản lý an toàn mỏ, duy trì mức khai thác tối ưu ở các dự án đang khai thác; chủ động xây dựng kịch bản điều hành giếng khoan thăm dò/thăm lường do PVEP trực tiếp điều hành (vị trí, độ sâu giếng khoan, khoảng thử vĩa...) trước khi thi công để nâng cao hiệu quả và đảm bảo an toàn. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục rà soát nhằm tối ưu chi phí vận hành, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư/tồn kho, nguyên nhiên liệu, đàm phán với các nhà thầu dịch vụ giảm giá các dịch vụ dầu khí (thu nổ địa chấn, khoan, chế tạo/lắp đặt, vận hành) và các dịch vụ hỗ trợ... Đặc biệt, PVEP sẽ kiện toàn hệ thống quản trị doanh nghiệp, điều hành/kiểm soát dự án, nâng cao năng lực quản lý và sức cạnh tranh, đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến để triển khai hiệu quả hơn các mục tiêu đã đề ra, thực hiện thành công Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và tạo đà phát triển vững chắc trong những năm tiếp theo.

Mạnh Hòa



KHAI THÁC AN TOÀN CỤM MỎ

Hải Thạch - Mộc Tinh

Dự án Biển Đông 01 nằm ở bể Nam Côn Sơn, thuộc khu vực nước sâu, có điều kiện địa chất rất phức tạp, có các hệ thống dầu khí trong các dị thường nhiệt độ cao, áp suất cao. Trên thực tế, công tác khoan - hoàn thiện giếng phụ thuộc vào công tác dự báo địa chất; việc thay đổi lịch trình và vị trí giếng khoan ảnh hưởng trực tiếp đến quá trình lập và thực hiện kế hoạch. Giếng khoan HT-8P với

độ nghiêng lớn, phải thực hiện hoàn toàn bằng phương pháp khoan ngang.

Trước thách thức này, Bien Dong POC đã chủ động, tăng cường sự phối hợp chặt chẽ giữa các bộ phận thăm dò - công nghệ mỏ và khoan hoàn thiện giếng; đồng thời dự báo các tình huống phức tạp, chuẩn bị phương án dự phòng nhằm giảm thiểu tối đa chi phí và thời gian phát sinh...



Năm 2014, Bien Dong POC tiếp tục vận hành an toàn cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, sản lượng khai thác về đích trước 37 ngày với 1,674 tỷ m³ khí (vượt 29%) và 360,98 tấn condensate (vượt 17%), doanh thu đạt 595 triệu USD (vượt 14%). Hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt 99% (cao hơn so với mục tiêu đề ra 94%). Công ty đã khoan và hoàn thiện thêm 4 giếng khai thác, nâng tổng số giếng khai thác lên 9 giếng, đảm bảo sản lượng khai thác ổn định theo hợp đồng mua bán khí.

Dự án Biển Đông 01 nằm ở khu vực nước sâu, có điều kiện địa chất rất phức tạp, nhiệt độ cao, áp suất cao. Nhưng Chi nhánh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đã nỗ lực vượt thách thức, để vận hành và khai thác an toàn cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, sản lượng khai thác về đích trước 37 ngày với 1,674 tỷ m³ khí và 360,98 tấn condensate.

Chỉ sau 1 năm vận hành, các giàn khai thác Hải Thạch và Mộc Tinh đều do người Việt Nam đảm nhiệm và tự điều hành. Đội ngũ cán bộ kỹ thuật chủ chốt của Bien Dong POC không chỉ đảm trách tốt các công việc trên giàn, mà còn tiếp tục hoàn thiện hệ thống quy trình vận hành, bảo trì, bảo dưỡng các thiết bị trên giàn, để nâng cao hệ số an toàn và hiệu quả khai thác; kịp thời xử lý các vấn đề phức tạp nảy sinh ngay trong quá trình thi công các giếng khoan và vận hành các giàn khai thác.

Phong trào phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật được Bien Dong POC tiếp tục đẩy mạnh, góp phần đẩy nhanh tiến độ, tiết kiệm chi phí: “Chạy thử cho hệ thống máy nén số 1” (làm lợi 50.000 USD), “Tự thay thế thiết bị chính xác cho máy MP Flash Gas Compressor (làm lợi 48.000 USD), “Chế tạo màng bơm cho hệ thống bơm methanol” (làm lợi 42.000 USD). Sáng kiến “Thêm chất lỏng hóa hơi tạo đột biến làm van an toàn bị kích hoạt, giữ hệ thống hoạt động ổn định” làm lợi 19.000 USD, nếu van an toàn bị kích hoạt thì mất thời gian (khoảng 1 giờ) dừng hệ thống để kích hoạt lại sẽ mất khoảng 50.000 USD/giờ.

Năm 2015, Bien Dong POC sẽ duy trì sản xuất và triển khai các giải pháp nhằm nâng cao sản lượng khai thác, với mục tiêu đạt 1,732 tỷ m³ khí và 561,22 tấn condensate; đảm bảo hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt trên 96%. Công ty tập trung hoàn thiện các giếng HT-6P, HT-4P và HT-7P; hoàn thành công tác khảo sát thiết bị và đường ống ngầm định kỳ hàng năm, gia công chế tạo trên bờ và lắp đặt ngoài biển hệ thống ống gom đầu giếng cho các giếng khai thác mới.

Đồng thời, Bien Dong POC tiếp tục các công tác nghiên cứu giếng khoan, khoan hoàn thiện các giếng khai thác, gia công chế tạo, kết nối giếng và từng bước gia tăng sản lượng khai thác theo kế hoạch; tối ưu hóa sản xuất, thực hành tiết kiệm, chống lãng phí theo kế hoạch hành động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ứng phó ảnh hưởng do biến động giảm sâu của giá dầu thế giới.

Nguyễn Hồng



NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT: Sẽ phát triển bền vững hơn khi nâng cấp, mở rộng

Ngày 23/1/2014, tại Quảng Ngãi, Ban quản lý Khu kinh tế Dung Quất đã công bố Dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lộc dầu Dung Quất. Theo Chủ tịch HĐQT Công ty TNHH MTV Lộc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) Nguyễn Hoài Giang, Nhà máy Lộc dầu Dung Quất - từng là giấc mơ của nhiều thế hệ làm dầu khí - nay đã hình thành, phát triển và sẽ phát triển bền vững hơn khi nâng cấp, mở rộng.

Đầu tư 1,82 tỷ USD để nâng cấp, mở rộng Nhà máy

Dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lộc dầu Dung Quất có tổng mức đầu tư khoảng 1,82 tỷ USD. Quy mô đầu tư của dự án gồm: Bổ sung một số phân xưởng công nghệ mới, nâng công suất của các phân xưởng hiện hữu, cải hoán các phân xưởng phụ trợ; bổ sung một phao rót dầu không bến (SPM) để đáp ứng tàu có tải trọng 300.000DWT; nâng cấp 2 bến xa bờ của cảng xuất sản phẩm để đáp ứng tàu có tải trọng 50.000DWT, nâng cấp các bến gần bờ cho tàu 30.000DWT; bổ sung các bể chứa dầu thô, bể chứa trung gian và bể chứa sản phẩm.

Dự kiến, công tác đấu thầu, ký hợp đồng thực hiện thiết kế tổng thể (FEED) và hợp đồng bản quyền sẽ hoàn thành trong Quý II/2015, triển khai hợp đồng

EPC từ Quý IV/2017 đến Quý III/2021 và đưa vào vận hành trước năm 2022. Sau khi hoàn thành, công suất của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất sẽ được nâng lên 8,5 triệu tấn/năm, tương đương 192.000 thùng dầu/ngày.

Khu kinh tế Dung Quất sẽ bàn giao 4 khu đất với tổng diện tích 108,2ha cho Ban quản lý dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lộc dầu Dung Quất trước Quý I/2016. Trong đó, diện tích xây dựng khoảng 94ha, diện tích hành lang an toàn khoảng 14,2ha thuộc xã Bình Trị và Bình Thuận, huyện Bình Sơn.

Theo Chủ tịch HĐQT Công ty TNHH MTV Lộc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) Nguyễn Hoài Giang, Nhà máy Lộc dầu Dung Quất từng là giấc mơ của nhiều thế hệ làm dầu khí; nay đã hình thành, phát triển và sẽ phát triển bền vững hơn khi nâng cấp, mở rộng. Ngoài việc đáp ứng



Năm 2014, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy sản xuất Poly Propylene tiếp tục được vận hành an toàn, ổn định ở công suất tối ưu. Trước và sau thời điểm bảo dưỡng tổng thể lần thứ 2, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành liên tục, an toàn, ổn định và hiệu quả trong 630 ngày ở công suất 100%. Đặc biệt, BSR đã xuất sắc hoàn thành các chỉ tiêu của đợt bảo dưỡng tổng thể, đảm bảo chất lượng, an ninh, an toàn và đặc biệt là vượt tiến độ, cho ra sản phẩm thương mại trước 8 ngày và đạt công suất 100% trước 4 ngày so với kế hoạch. Thành công này góp phần quan trọng trong việc hoàn thành sớm kế hoạch về sản lượng, nộp ngân sách Nhà nước và doanh thu thuần trước hơn 50 ngày và bổ sung một khối lượng sản phẩm xăng dầu rất lớn cho thị trường (vượt khoảng 1 triệu tấn sản phẩm).

thế giới ở mức thấp như hiện nay, kinh tế nước ta còn phụ thuộc vào xuất khẩu dầu thô, việc nâng cao năng lực cho các nhà máy chế biến dầu khí chính là tăng về số lượng, quy mô kinh tế, dần thoát khỏi sự lệ thuộc vào xuất khẩu tài nguyên.

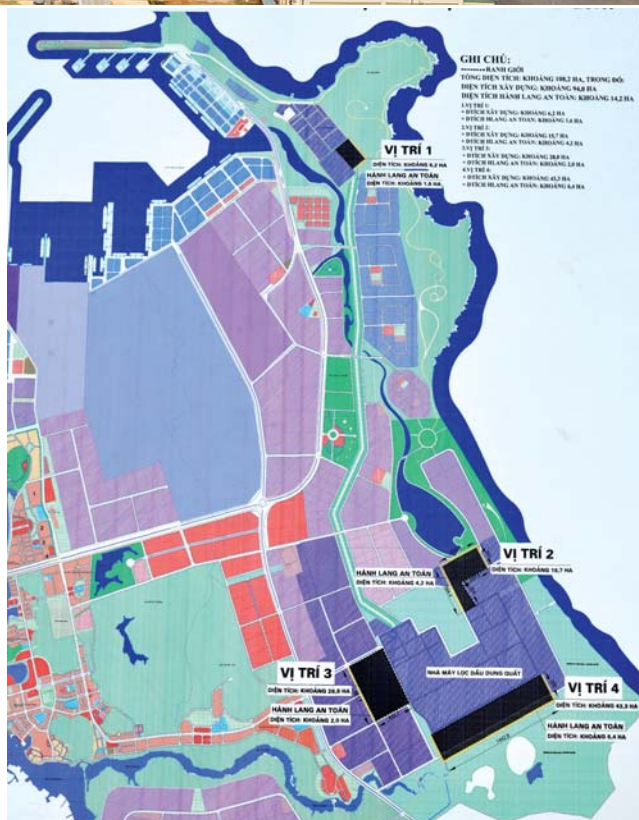
Sản lượng sản xuất đạt trên 5,8 triệu tấn

Năm 2015, BSR đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 5.860.400 tấn, doanh thu đạt 120.653 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 16.079 tỷ đồng. Ngoài dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, BSR đang tích cực triển khai dự án đầu tư bổ sung Phân xưởng SRU. Dự kiến tháng 9/2015, Công ty sẽ đưa phân xưởng vào chạy thử, vận hành nhằm nâng cao tỷ lệ chế biến dầu chưa nhập khẩu (bao gồm cả dầu ESPO của Liên bang Nga) với giá thành cạnh tranh nhằm nâng cao hiệu quả chế biến.

Để hiện thực hóa các mục tiêu đề ra, BSR tập trung tổ chức quản lý vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định và tối ưu hóa quá trình sản xuất để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; có kế hoạch vận hành công suất Nhà máy thích hợp trên cơ sở cơ cấu sản phẩm sản xuất tối ưu. Công ty tiếp tục thiết lập nguồn dầu thô thay thế ổn định (đạt tỷ lệ 20 - 30% nguyên liệu đầu vào) để đảm bảo tiến độ vận hành sản xuất và nâng cao hiệu quả kinh tế; tiếp tục làm việc với Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL), Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để tăng cường kiểm soát chất lượng dầu thô Bạch Hổ.

Đồng thời, BSR nâng cao năng lực phân tích dự báo thị trường dầu thô và các sản phẩm xăng dầu nhằm chủ động ứng phó với biến động trên thị trường. Đặc biệt, BSR tăng cường công tác quản trị, tối ưu hóa chi phí sản xuất (chi phí tiêu hao nội bộ, hao hụt dầu thô và sản phẩm xăng dầu...), giảm thiểu lượng hàng, nguyên vật liệu, thiết bị phụ tùng tồn kho; nghiên cứu và áp dụng giải pháp để giảm thiểu tỷ lệ hao hụt dầu thô trong khâu vận chuyển.

Khôi Nguyên



Bản đồ vị trí Dự án "Nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất"

tiêu chuẩn môi trường EURO V của Chính phủ Việt Nam, nâng cao độ linh hoạt trong việc lựa chọn dầu thô... Dự án còn nâng cao hiệu quả cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tăng sức cạnh tranh trong bối cảnh các dự án lọc dầu lớn tại Việt Nam đã và đang xây dựng. Trong bối cảnh giá dầu

PV GAS:

ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN LỚN

Năm 2015, Ngành công nghiệp khí Việt Nam tiếp tục được tập trung đầu tư, phát triển theo hướng tăng tốc, đột phá, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững. Theo kế hoạch, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) sẽ bổ sung nguồn khí mới từ mỏ Thiên Ứng và Đại Hùng vào hệ thống khí Cửu Long, đưa hệ thống khí Tiền Hải - Thái Bình vào hoạt động để cung cấp cho các khách hàng tại khu vực phía Bắc...



PV GAS đã cung cấp ra thị trường 1.044.300 tấn LPG trong năm 2014. Ảnh: PV GAS

Cung cấp 9,96 tỷ m³ khí khô

Năm 2014, PV GAS đã vận hành hệ thống đường ống dẫn khí an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ, về đích trước các chỉ tiêu lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước, sản xuất khí khô, LPG và condensate từ nguồn khí Cửu Long từ 2 - 4 tháng. Tổng công ty đã hoàn thành công tác bảo dưỡng sửa chữa lớn, đưa các hệ thống khí vào vận hành an toàn và trước thời hạn: Nhà máy xử lý khí Dinh Cố (trước 79 giờ), hệ thống khí PM3-Cà Mau (trước 96 giờ) và Cửu Long (trước 44 giờ)... Trong năm 2014, từ các hệ thống đường ống dẫn khí đã cung cấp 9,96 tỷ m³ khí khô, 6 triệu m³ khí ẩm (cho dự án EOR), 59,5 nghìn tấn condensate và 303,4 nghìn tấn LPG.

Trong đó, hệ thống đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Phú Mỹ cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 1,27 tỷ m³ khí khô (bằng 130% kế hoạch năm); 59,5 nghìn tấn condensate và 303,4 nghìn tấn LPG cho các hộ tiêu thụ trong nước.

Hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn cung cấp 6,85 tỷ m³ khí khô cho các hộ tiêu thụ trong nước (các nhà máy điện tại Phú Mỹ), bằng 104% kế hoạch năm, tăng 9% so với năm 2013. Đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau cung cấp 1,85 tỷ m³ khí khô cho vận hành Nhà máy Điện Cà Mau, bằng 95% kế hoạch năm. Nguyên nhân chủ yếu do huy động khí cho phát điện của EVN/A0 thấp.

Về kinh doanh, PV GAS đã cung cấp ra thị trường 1.044.300 tấn LPG (trong đó: Dinh Cố 300.700 tấn, Dung Quất 75,1 nghìn tấn, nhập khẩu và kinh doanh quốc tế 668.500 tấn), bằng 111% kế hoạch năm; cung cấp 57.560 tấn condensate, bằng 122% kế hoạch năm. Tuy nhiên, do giá LPG biến động và giảm sâu nên đã ảnh hưởng đến hiệu quả kinh doanh LPG.

Bên cạnh đó, tỷ trọng doanh thu từ dịch vụ chiếm gần 14% tổng doanh thu của PV GAS, tương ứng 9.116 tỷ đồng, tập trung chủ yếu vào các dịch vụ: vận chuyển khí, sản phẩm khí, cấp khí thấp áp, CNG cho công nghiệp,

CNG/LPG cho giao thông vận tải và khu đô thị, sản xuất ống, bọc ống, cho thuê kho.

Bổ sung thêm nhiều nguồn khí mới

Việc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt Chiến lược phát triển PV GAS đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, Mô hình phát triển tổng thể Ngành công nghiệp khí Việt Nam và cơ chế kinh doanh khí... sẽ tạo thuận lợi cho PV GAS triển khai thực hiện các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch và phát triển ngành công nghiệp khí trong năm 2015. Đặc biệt, Chính phủ điều chỉnh giá khí bán cho đạm, điện trên bao tiêu theo giá thị trường, tạo điều kiện để PV GAS đẩy mạnh công tác đầu tư, phát triển các dự án khí mới.

Năm 2015 PV GAS đặt mục tiêu sẽ cung cấp 9.771 triệu m³ khí (khí khô 9.540 triệu m³, khí ẩm 231 triệu m³), 48.000 tấn condensate, sản xuất và tiêu thụ 960.000 tấn LPG cùng với các đơn vị thành viên đáp ứng trên 70% nhu cầu LPG của cả nước. Theo kế hoạch, PV GAS sẽ bổ sung nguồn khí mới từ mỏ Thiên Ưng và Đại Hùng vào hệ thống khí Cửu Long, đưa hệ thống khí Tiền Hải - Thái Bình vào hoạt động để cung cấp cho các khách hàng tại khu vực phía Bắc (Quy III/2015); cấp bù khí ẩm Nam Côn Sơn cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ký kết hợp đồng EPC

và triển khai dự án LNG Thị Vải (1 triệu tấn) để bổ sung nguồn khí cho khu vực Đồng Nam Bộ, tạo đà để phát triển sản phẩm LNG trong tương lai; dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau để thu hồi lượng khí đã nhượng cho Petronas và gia tăng giá trị khí.

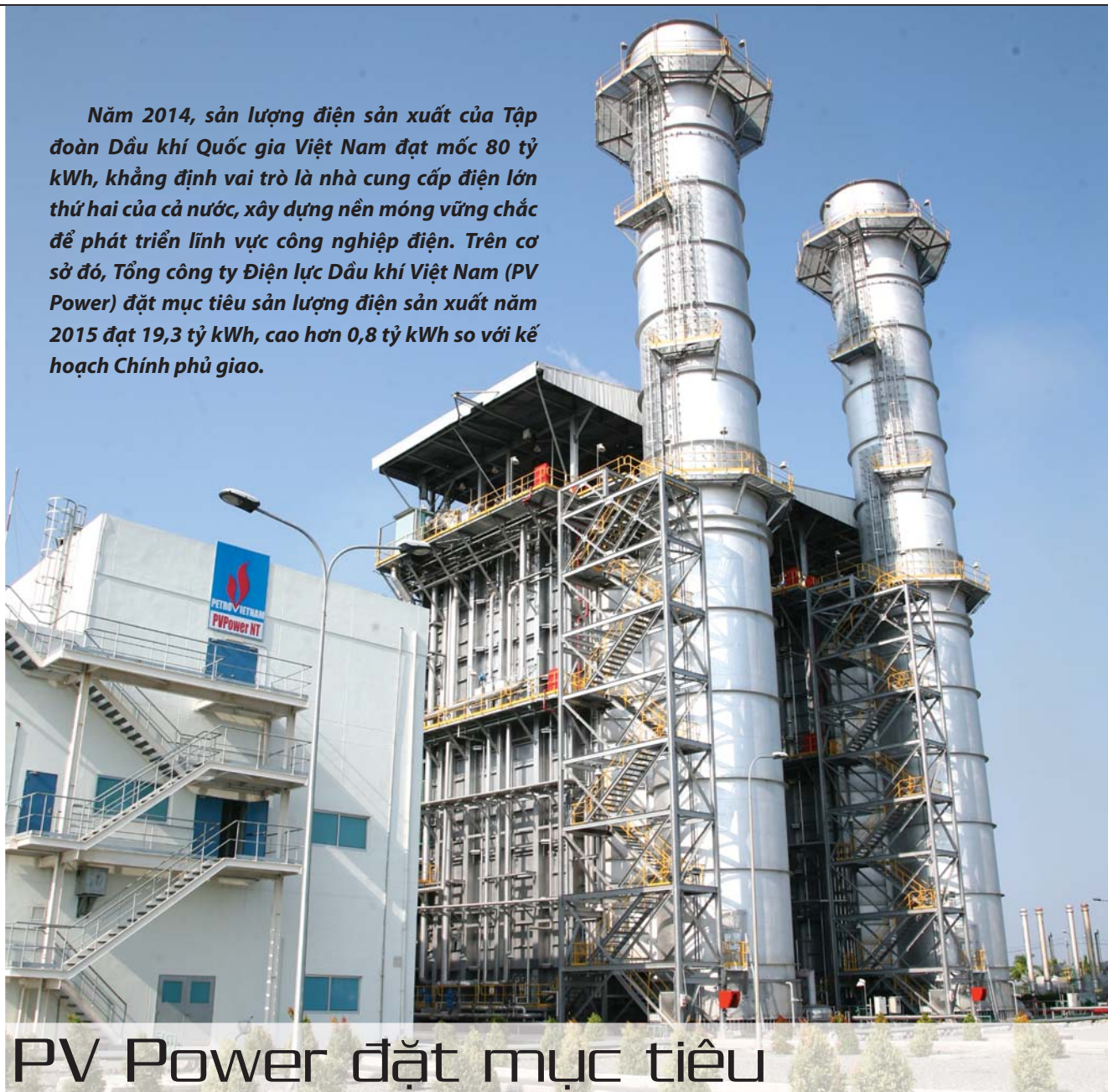
Trên cơ sở đó, PV GAS tiếp tục vận hành và sản xuất an toàn; chủ động phối hợp với các bên trong dây chuyền khí, trong công tác dự báo, ấn định, bảo dưỡng sửa chữa để vận hành hệ thống khí an toàn, tối ưu về mặt kỹ thuật và giảm thiểu thời gian dừng/giảm cung cấp khí, huy động tối đa công suất hệ thống của các bên. Tổng công ty đẩy mạnh phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất, nghiên cứu, ứng dụng chế biến sâu các sản phẩm từ khí, mở đường cho việc sản xuất và kinh doanh thêm những sản phẩm khí có giá trị cao hơn.

Ngành công nghiệp khí Việt Nam tiếp tục được tập trung đầu tư, phát triển theo hướng tăng tốc, đột phá, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững trên nền tảng công nghệ tiên tiến nhất, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực cho đất nước, đảm bảo nguồn cung ổn định, lâu dài về khí và các sản phẩm khí.

Hoàng Hương



Năm 2014, sản lượng điện sản xuất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đạt mốc 80 tỷ kWh, khẳng định vai trò là nhà cung cấp điện lớn thứ hai của cả nước, xây dựng nền móng vững chắc để phát triển lĩnh vực công nghiệp điện. Trên cơ sở đó, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đặt mục tiêu sản lượng điện sản xuất năm 2015 đạt 19,3 tỷ kWh, cao hơn 0,8 tỷ kWh so với kế hoạch Chính phủ giao.



PV Power đặt mục tiêu SẢN XUẤT 19,3 TỶ KWH ĐIỆN

Về đích trước kế hoạch 19 ngày

Năm 2014 là năm thứ 5 liên tiếp PV Power hoàn thành xuất sắc và toàn diện các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch được giao. Tổng công ty đã phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0), Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Nam (A2)... đảm bảo giải quyết kịp thời các khó khăn vướng mắc phát sinh trong kỹ thuật vận hành, huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, cung cấp điện

cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra. Tổng công ty đã tập trung triển khai công tác tái cấu trúc; hoàn thành đầu tư, đưa Nhà máy Thủy điện Đakdrinh vào vận hành an toàn, hiệu quả; cơ bản hoàn thành thủ tục bàn giao dự án Nhà máy Phong điện Phú Quý cho EVN quản lý; hoàn thành công tác sửa chữa bảo dưỡng các nhà máy điện (Nhiệt điện Cà Mau 2, Thủy điện Nậm Cắt, Thủy điện Hủa Na, Nhiệt điện Nhơn Trạch 2) theo đúng kế hoạch đề ra...



Tổng sản lượng điện sản xuất của PV Power năm 2014 về đích trước 19 ngày đạt trên 16 tỷ kWh, vượt 7% kế hoạch năm. Doanh thu toàn Tổng công ty đạt 25.965,82 tỷ đồng, vượt 13% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế đạt 1.662 tỷ đồng, vượt 167% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 1.182 tỷ đồng, vượt 37% kế hoạch năm. Đây là năm Tổng công ty đạt doanh thu, lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước cao nhất từ trước tới nay.

Phấn đấu vượt kế hoạch Chính phủ giao

Năm 2015, PV Power phấn đấu tổng sản lượng điện sản xuất đạt 19,3 tỷ kWh (kế hoạch Chính phủ giao 18,5 tỷ kWh), doanh thu đạt 28.075 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 726 tỷ đồng. Sự biến động của giá dầu ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tổng công ty. Theo tính toán, giá dầu giảm 1USD/thùng so với kế hoạch để ra sẽ khiến doanh thu của PV Power giảm 100 tỷ đồng, lợi nhuận giảm 4 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước giảm 1 tỷ đồng. Trên cơ sở đó, Tổng công ty đã xây dựng các phương án ứng phó với sự biến động của giá dầu từ 50 - 85USD/thùng.

Để thực hiện các mục tiêu trên, Tổng công ty đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện hiện có; phối hợp chặt chẽ với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) để đảm bảo đủ nguồn nhiên liệu cho công tác vận hành các nhà máy điện khí; phối hợp với EVN/A0 và tăng cường đồn đốc, kiểm tra, giám sát chặt chẽ PV Power

SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT CỦA CÁC NHÀ MÁY NĂM 2014:

- Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 1 & 2: 7,45 tỷ kWh
- Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1: 2,79 tỷ kWh
- Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2: 4,76 tỷ kWh
- Nhà máy Thủy điện Hòa Na: 672 triệu kWh
- Nhà máy Thủy điện Đakdrinh: 363 triệu kWh
- Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt: 16,4 triệu kWh
- Nhà máy Phong điện Phú Quý: 3,5 triệu kWh

Services và các nhà thầu phụ thực hiện công tác đại tu Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 2; đại tu Tổ máy ST18, trùng tu Tổ máy GT12 Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 đảm bảo chất lượng kỹ thuật, an toàn và theo đúng tiến độ để ra.

Bên cạnh đó, PV Power cũng tập trung các nguồn lực để hoàn thành các dự án đầu tư; tiếp nhận và sử dụng, bảo toàn vốn, tài sản do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao, đảm bảo Công ty mẹ và các đơn vị thành viên hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả... Thường xuyên theo dõi, rà soát tình hình thực hiện định mức kinh tế kỹ thuật, tiết giảm chi phí sản xuất nhằm hạ giá thành sản xuất điện, tăng khả năng cạnh tranh với các nhà máy điện khác trong hệ thống; thực hiện các giải pháp nhằm tối ưu hóa hiệu quả hoạt động của các nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

Thúy Hằng





Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đang sở hữu khối tài sản hơn 1 tỷ USD với các giàn khoan thế hệ mới và nhiều máy móc, thiết bị công nghệ cao. Sau gần 13 năm thành lập, PV Drilling đã khẳng định chất lượng dịch vụ, uy tín và chiếm gần 70% thị phần khoan trong nước, trở thành nhà thầu khoan dầu khí tốt nhất khu vực châu Á.

Vận hành an toàn, hiệu suất cao

Trong năm 2014, PV Drilling đã cung cấp dịch vụ khoan (sở hữu, cho thuê và vận hành các giàn khoan) và dịch vụ kỹ thuật liên quan đến khoan, phục vụ các chiến dịch thăm dò và khai thác của các nhà thầu dầu khí. Tổng công ty đã tập trung đầu tư máy móc thiết bị, tăng doanh thu và tỷ trọng tự thực hiện của mảng dịch vụ kỹ thuật giếng khoan, vận hành tối đa công suất của 12 trạm đo karota khí, nghiên cứu thành công và đưa vào ứng dụng dịch vụ kéo thả ống chống kỹ thuật cao... Nhờ đó, PV Drilling đã về đích trước kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014 với tổng doanh thu đạt 19.500 tỷ đồng (vượt 42,3%), nộp ngân sách Nhà nước 3.200 tỷ đồng (vượt 77%).

Hiện các giàn khoan do PV Drilling sở hữu đang vận hành an toàn, hiệu suất cao (giàn khoan tự nâng > 99%, giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm > 98%, giàn khoan đất liền > 99%), không để xảy ra tai nạn, gây mất thời gian lao động. Đặc biệt, giàn khoan PV Drilling V đã hoàn thành xuất sắc chiến dịch khoan tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh (bể Nam Côn Sơn) cho Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông.

Các giàn khoan PV Drilling hợp tác với đối tác (như Naga 2, West Tucana, Key Gibraltar, Galveston Key, Ensco 109, Naga 3) tiếp tục vận hành hiệu quả, ổn định và an toàn chương trình khoan của khách hàng. PV Drilling đang cung cấp giàn khoan PV Drilling 11 cho Groupment Bir Seba tại Algeria theo chương trình khoan phát triển giai đoạn I của nhà



thầu này với thời gian 15 tháng chắc chắn và 12 tháng gia hạn.

Bên cạnh đó, Tổng công ty đã đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, phong trào phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất với các sáng kiến tiêu biểu: “Thiết kế và chế tạo máy tách khí dung tích không đổi”, “Phần mềm nhận diện mối nguy qua hình ảnh” và “Ứng dụng công nghệ thông tin trong quản lý dữ liệu đăng kiểm và bảo dưỡng các giàn khoan”.

Đưa giàn khoan PV Drilling VI vào khai thác

Từ khi thành lập, PV Drilling đã tập trung vào một con đường: phát triển dịch vụ cung cấp giàn khoan và dịch vụ kỹ thuật giếng khoan. Chiến lược tập trung vào thế mạnh của mình đã giúp Tổng công ty tối đa hóa lợi nhuận và đứng vững trước rủi ro. Hiện nay, PV Drilling đang nỗ lực thực hiện mục tiêu trở thành nhà thầu khoan tầm cỡ quốc tế, tiến từng bước vững chắc vào thị trường dịch vụ khoan dầu khí khu vực và thế giới. Việc thành lập Liên doanh PVD Overseas tại Singapore và đầu tư đóng mới giàn khoan tự nâng PV Drilling VI được xem là một



PV Drilling ký hợp đồng cung cấp giàn khoan PV Drilling VI cho PVEP POC. Ảnh: CTV

trong những bước tiến của PV Drilling nhằm hiện thực hóa chiến lược đề ra.

PV Drilling VI thuộc thể hệ giàn khoan hiện đại nhất, được trang bị thiết bị kỹ thuật tiên tiến nhất, có khả năng hoạt động trong môi trường khắc nghiệt tại mực nước sâu lớn nhất 400ft (tương đương 121,92m) và có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 30.000ft (tương đương 9,144m chiều sâu khoan). PV Drilling VI sẽ phục vụ chiến dịch thăm dò, khai thác không chỉ tại Việt Nam mà còn ở các khu vực Đông Nam Á, vịnh Mexico, Trung Đông... đánh dấu một bước tiến vượt bậc của ngành khoan Dầu khí Việt Nam trên thị trường thế giới.

Ngày 8/1/2015, PV Drilling đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling VI cho Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) để phục vụ các chiến dịch khoan thăm dò tại mỏ Kinh Ngư và một số mỏ khác trong thời gian 2 năm (từ tháng 3/2015). Dự kiến, việc đưa giàn khoan PV Drilling vào khai thác sẽ góp phần tăng trưởng doanh thu, lợi nhuận trung bình của Tổng công ty từ 10 - 15% và đồng thời mở rộng thị phần của PV Drilling tại nhiều khu vực trên thế giới.

Năm 2015, PV Drilling đặt mục tiêu doanh thu đạt 18.000 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 2.250 tỷ đồng. Trên cơ sở bám sát diễn biến giá dầu, giá cho thuê giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan... PV Drilling sẽ điều chỉnh kế hoạch sản xuất kinh doanh phù hợp. Tổng công ty đẩy mạnh công tác dự báo thị trường, tập trung phát triển thị trường trong nước, mở rộng thị phần ra nước ngoài, đặc biệt phát triển các dịch vụ khoan tại thị trường Brunei, Myanmar... Đặc biệt, Tổng công ty tiếp tục nâng cao hiệu quả công tác quản trị doanh nghiệp trên nền tảng xây dựng hoàn thiện ERP Oracle giai đoạn 3, xây dựng hệ thống quản trị tài sản các giàn khoan... để đưa PV Drilling tiếp tục phát triển và chinh phục những đỉnh cao mới.

Anh Ngọc

PTSC SẴN SÀNG

CẠNH TRANH TRONG BỐI CẢNH MỚI

Là đơn vị dịch vụ kỹ thuật dầu khí hàng đầu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã và đang tập trung nâng cao chất lượng sản phẩm dịch vụ về chất lượng, tiến độ, giá cả... để sẵn sàng cạnh tranh trong bối cảnh mới.



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

Doanh thu dẫn đầu khối dịch vụ dầu khí

Năm 2014, PTSC đã duy trì tốt hoạt động của đội tàu dịch vụ, quản lý, vận hành, khai thác kho nổi FSO/FPSO, dịch vụ căn cứ cảng, dịch vụ vận hành và bảo dưỡng (O&M), dịch vụ chế tạo, lắp đặt công trình dầu khí, dịch vụ khảo sát địa chấn, địa chất công trình... cho các công ty và nhà thầu dầu khí. Mặc dù thị trường dịch vụ dầu khí gặp nhiều khó khăn, cạnh tranh ngày càng gay gắt nhưng PTSC vẫn hoàn thành vượt mức kế hoạch được giao với doanh thu hợp nhất đạt 30.500 tỷ đồng (bằng 121% kế hoạch năm), lợi nhuận sau thuế đạt 1.600 tỷ đồng (bằng 193,9% kế hoạch năm).

Trong những năm gần đây, PTSC đã có bước phát triển vượt bậc trong lĩnh vực cơ khí chế tạo, lắp đặt đầu nổi các công trình dầu khí cả về quy mô tổ chức, năng lực lẫn tiềm lực kỹ thuật và cơ sở hạ tầng... Tổng công ty đã xây dựng được cơ sở vật chất kỹ thuật hiện đại, đủ

năng lực để tự thực hiện các dự án/công trình trọng điểm, chủ động hơn công tác triển khai đầu tư và kiểm soát tiến độ các dự án. Đồng thời, xây dựng được đội ngũ làm công tác dịch vụ có năng lực và trình độ chuyên môn cao, đủ khả năng vận hành và thực hiện các dự án/công trình có quy mô lớn, công nghệ cao mà trước đây phải thuê nhà thầu và chuyên gia nước ngoài thực hiện.

Đặc biệt, Tổng công ty đã thắng thầu và thực hiện thành công Dự án mua sắm vật tư và thi công, tiền chạy thử Khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm Heera (HRD). Khối thượng tầng là hạng mục quan trọng nhất của Dự án xây dựng giàn xử lý công nghệ HRD thuộc Đề án phát triển mỏ Heera của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ấn Độ (ONGC). Dự án có khối lượng gần 10.000 tấn, giá trị hợp đồng trên 70 triệu USD, thời gian thi công kỷ lục - chỉ trong gần 17 tháng với 3,5 triệu giờ làm việc an toàn. Đây là dự án khó về công nghệ, lớn về quy mô (chỉ sau Dự án Biển Đông 01) mà PTSC đã tham gia và thực hiện thành

công. Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã tập trung mọi nguồn lực để hoàn thành dự án đảm bảo chất lượng và tiến độ, đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật và công nghệ khắt khe theo tiêu chuẩn quốc tế. Chủ đầu tư ONGC, nhà thầu chính Afcons và các đối tác đánh giá cao năng lực của PTSC, đặc biệt là công tác quản lý dự án chuyên nghiệp. Đây là minh chứng rõ nét cho sự lớn mạnh về nhân lực, vật lực, chất lượng dịch vụ kỹ thuật của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Theo Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, PTSC có đủ năng lực để đảm đương vai trò tổng thầu xây lắp các dự án dầu khí trên bờ, ngoài khơi, đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật dầu khí chất lượng cao trong nước và từng bước vươn ra khu vực và trên trường quốc tế.

Phát triển sản phẩm, dịch vụ mới

Năm 2015, giá dầu thô sụt giảm mạnh sẽ tác động rất lớn đến các công ty nhà thầu dầu khí: điều chỉnh kế hoạch thăm dò, đầu tư phát triển mỏ; giãn tiến độ, giảm quy mô hoặc dừng triển khai dự án... Trên cơ sở đó, PTSC đẩy mạnh hoạt động sản xuất kinh doanh dịch vụ, tăng cường tham gia đấu thầu các dự án trên bờ trong nước, các dự án xây lắp dầu khí ở nước ngoài, đồng thời thực

hiện đồng bộ các giải pháp nhằm tiết giảm chi phí, nâng cao năng lực cạnh tranh.

Đặc biệt, PTSC đẩy mạnh việc phát triển sản phẩm (chế tạo, sản xuất), dịch vụ mới bền vững hơn (công trình ngầm, cắt hủy giếng khoan và thu dọn mỏ...); phát triển năng lực và thị phần dịch vụ kỹ thuật dầu khí trên bờ, công nghiệp. Tổng công ty tiếp tục cải tiến và đẩy mạnh công tác marketing, tập trung vào một số thị trường khả thi (Malaysia, Australia, Brunei, Myanmar...); tăng cường công tác phát triển kinh doanh, tham gia chào thầu các dự án thuộc khu vực công nghiệp trên bờ và các gói thầu EPC, EPCI công trình dầu khí ngoài Việt Nam, để có thể chế tạo dự án tại Việt Nam sau đó xuất khẩu ra nước ngoài.

Tổng công ty phát triển mạnh nguồn lực thiết kế, kỹ thuật, quản lý khoa học, công nghệ... Trong đó, chú trọng ứng dụng các tiến bộ kỹ thuật nhằm nâng cao năng suất lao động, từng bước nâng cao khả năng cung ứng, cạnh tranh về giá cả và chất lượng dịch vụ. Đổi mới và hoàn thiện phương thức quản trị doanh nghiệp theo hướng xây dựng hệ thống hoạch định nguồn lực doanh nghiệp (ERP), quản trị quan hệ khách hàng (CRP), quản trị dây chuyền cung cấp (SCM)...

Hồng Minh





TĂNG CƯỜNG SẢN XUẤT HÓA CHẤT, HÓA PHẨM

Năm 2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ an toàn, ổn định, với sản lượng đạt 845.000 tấn. Bên cạnh đó, PVFCCo ưu tiên nguồn lực thực hiện mục tiêu đa dạng hóa sản phẩm, trước mắt đảm bảo tiến độ triển khai các dự án trọng điểm: Dự án xây dựng xưởng sản xuất UFC85/ Formaldehyde; Dự án nâng công suất phân xưởng NH_3 và xây dựng Nhà máy sản xuất NPK từ công nghệ hóa học. Các dự án này hứa hẹn mang lại sự tăng trưởng đột phá về doanh thu, lợi nhuận cho PVFCCo, bên cạnh sản phẩm chủ lực Đạm Phú Mỹ.

Đầu tư phát triển lĩnh vực hóa chất

Mặc dù thị trường phân bón trong nước năm 2014 cung vượt cầu, song PVFCCo đã giữ vững nhịp độ tăng trưởng với doanh thu đạt 9.975 tỷ đồng (về đích trước 1 tháng), lợi nhuận đạt 1.390 tỷ đồng (về đích trước 3 tháng). Tổng công ty đã kinh doanh hiệu quả 1,22 triệu tấn phân bón (trong đó có 845.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 380.000 tấn phân bón Phú Mỹ) và 14.000 tấn NH_3 . Thương hiệu Đạm Phú Mỹ được duy trì vững vàng ở vị trí số 1, được công nhận là Thương hiệu Quốc gia nhóm ngành vật tư nông nghiệp.

Từ đầu năm 2014, PVFCCo đã đưa vào vận hành thương mại Xưởng sản

xuất hóa phẩm dầu khí công suất sản xuất 25.000 thùng/năm tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Đây là dự án hợp tác giữa PVFCCo và Baker Hughes Petrolite nhằm gia công, sản xuất các loại hóa phẩm, hóa chất chuyên dụng trong khai thác dầu khí, lọc hóa dầu theo quy trình sản xuất, quản lý chất lượng của Baker Hughes: Chất giảm nhiệt độ đông đặc, chất ức chế ăn mòn, chất khử nhũ tương, chất diệt khuẩn... Ngoài ra, với dây chuyền sản xuất, trang bị phòng thí nghiệm hiện đại, xưởng có thể gia công nhiều hóa chất khác theo yêu cầu của khách hàng. Đến nay, xưởng đã cung cấp trên 15.000 thùng hóa phẩm dầu khí cho các công ty, nhà thầu dầu khí trong nước...



PVFCCo và Toyo Vietnam ký Hợp đồng EPC xây dựng Xưởng sản xuất UFC85/Formaldehyde. Ảnh: DPM

Đặc biệt, PVFCCo đã triển khai Hợp đồng EPC (trị giá 400 tỷ đồng) đầu tư xây dựng Xưởng sản xuất UFC85/Formaldehyde, đánh dấu bước phát triển quan trọng của PVFCCo trong lĩnh vực hóa chất. Dự án có công suất thiết kế 15.000 tấn/năm UFC85 hoặc 25.000 tấn/năm Formaldehyde nồng độ 37% khối lượng (hay còn gọi là Formalin) quy đổi. Dự án sử dụng công nghệ oxy hóa methanol sử dụng xúc tác oxide kim loại (là công nghệ phổ biến và hiện đại hiện nay) của nhà cung cấp bản quyền công nghệ Haldor Topsoe. UFC85 và Formalin là những chất phụ gia quan trọng trong quá trình tạo hạt urea nhằm chống kết khối, gia tăng độ cứng của sản phẩm, giảm tỷ lệ hạt vỡ, ướt, mặt, tránh xảy ra hiện tượng cháy lá khi bón cho cây trồng. Khi đi vào vận hành (dự kiến vào cuối năm 2015) với chế độ sản xuất luân phiên, Xưởng sẽ sản xuất và cung ứng cho thị trường trong nước 7.000 tấn UFC85 và 13.000 tấn Formalin mỗi năm.

Nâng cao chất lượng và đa dạng hóa sản phẩm

Trong năm 2015, PVFCCo sẽ tập trung thực hiện tốt công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Phú Mỹ; sản xuất, kinh doanh hiệu quả phân bón và hóa chất. Để thực hiện mục tiêu này, PVFCCo tập trung thực hiện công tác tái cấu trúc để tối ưu năng lực và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; giữ vững và mở rộng mạng lưới phân phối phân bón trong nước; theo dõi chặt chẽ biến động của thị trường để có giải pháp ứng phó kịp thời; đẩy mạnh công tác cải tiến kỹ thuật,

hợp lý hóa sản xuất; quản trị rủi ro, kiểm soát chặt chẽ chi phí; coi trọng công tác quảng bá và quản trị thương hiệu PVFCCo/Đạm Phú Mỹ...

Trong thời gian tới, PVFCCo đặt mục tiêu trở thành một trong những doanh nghiệp hàng đầu về sản xuất, kinh doanh phân bón, hóa chất tại khu vực Đông Nam Á; đến năm 2035 trở thành doanh nghiệp có quy mô lớn ở khu vực châu Á trong lĩnh vực phân bón và hóa chất. Tổng công ty ưu tiên nguồn lực thực hiện mục tiêu đa dạng hóa sản phẩm và đẩy mạnh công tác đầu tư phát triển, trước mắt đảm bảo tiến độ triển khai các dự án trọng điểm: Dự án xây dựng xưởng sản xuất UFC85/Formaldehyde; Dự án nâng công suất phân xưởng NH_3 và xây dựng Nhà máy sản xuất NPK theo công nghệ hóa học. Các dự án này hứa hẹn mang lại sự tăng trưởng đột phá về doanh thu, lợi nhuận cho PVFCCo, bên cạnh sản phẩm chủ lực Đạm Phú Mỹ.

Nguyễn Việt



BÁNH CHƯNG

NGÀY

Tết

VỚI NGƯỜI VIỆT NAM, BÁNH CHƯNG (BÁNH TẾT) LÀ HƯƠNG VỊ KHÔNG THỂ THIẾU TRONG NGÀY TẾT. ĐÓ LÀ SỰ KẾT HỢP KHÉO LÉO, HÀI HÒA CỦA CÁC NGUYÊN LIỆU TRUYỀN THỐNG NHƯ GẠO NẾP, ĐẬU XANH, THỊT LỢN... NHƯ SỰ HỘI TỤ CỦA TINH HOA ĐẤT TRỜI. VỚI ƯỚC MONG CẦU MAY TRONG NĂM MỚI, GIỜ ĐÂY BÁNH CHƯNG LẠI CÓ THÊM NHỮNG HƯƠNG VỊ VÀ SẮC MÀU MỚI TỪ GẮC, CỐM, LÁ CẨM... CHO MÂM CỖ TẾT THÊM RỰC RỠ.

Tôi còn nhớ cứ vào dịp giáp Tết, gia đình nào ở quê tôi cũng chuẩn bị đầy đủ gạo nếp thơm, đậu xanh, thịt lợn và lá dong. Lá dong rừng bánh tẻ, to bản, đều nhau, không bị rách, màu xanh mượt. Gạo nếp phải lựa nếp cái hoa vàng hạt to, tròn; sau đó ngâm nước trước khi gói từ 5 - 8 giờ. Nhân bánh chưng truyền thống chỉ có thịt lợn ba chỉ và đậu xanh đồ chín, giã nhuyễn.

Tối 30 Tết, cả gia đình quây quần bên bếp lửa đỏ rực, vừa trông nồi bánh chưng, vừa cùng nhau trò chuyện. Sau khi luộc trong 10 - 12 giờ, bánh chưng được vớt ra rửa sạch trong nước lạnh, để ráo. Xếp bánh thành nhiều lớp, dùng vật nặng ép cho rền bánh. Gạo nếp hoa vàng hương thơm đồng nội ngày mùa. Nhân thịt lợn, đậu xanh béo ngậy. Sắc lá dong xanh ngấm vào gạo trắng lên màu cốm. Mỗi lần thưởng thức bánh chưng như cảm nhận được nhân đậu xanh tan từ từ trong miệng, miếng bánh nếp chắc dẻo thơm mà ngọt ngào như hương vị của đất trời.

Ngày nay, ngoài bánh chưng xanh truyền thống, người Việt giờ đây có thêm nhiều lựa chọn mới. Miền Bắc có bánh chưng gác, bánh chưng lá cẩm, bánh chưng đen, bánh chưng gạo lứt, bánh chưng cốm... Miền Nam có



bánh tét đậu phộng luộc, bánh tét hạt điều, bánh tét cốm dẹp, bánh tét nếp than, bánh tét lá cẩm, lá dứa... Trong đó, mỗi loại lại mang đến một sắc màu mới như ước mong an lành, may mắn trong ngày đầu xuân.

Ở Yên Bái, người Thái Mường Lò thường làm bánh chưng đen vào dịp Tết để thể hiện lòng biết ơn đối với ông bà, tổ tiên và đất trời. Núc nác vừa là vị thuốc vừa là món ăn quen thuộc trong ẩm thực của người Thái. Cây núc nác mang về được tách vỏ, phơi khô, đốt thành than. Sau đó, giã mịn như bột rồi trộn lẫn với gạo nếp, đảo đều tay cho đến khi gạo quyện với bột than thành màu đen nhánh. Nhân bánh vẫn là đậu xanh đãi sạch vỏ, thịt lợn nhưng người Thái còn trộn thêm hoa vùng đen tạo vị ngon khác biệt. Bánh



chung đen giản dị, mộc mạc nhưng ẩn sâu trong đó là sự tinh túy của đất trời.

Bánh chưng gác cũng là hương vị mới lạ, song chế biến không phải dễ. Làm thế nào mà bánh không mất màu, nhân thơm, dẻo mà lại béo. Lớp vỏ bánh không quá dày, ăn dẻo mà lại có vị ngọt của gạo, đậu xanh và đường. Hạt gạo cho thêm chút rượu trắng và trộn đều với gạo, đến khi có màu đỏ tươi là được. Nhân bánh chưng gác không nhiều thịt mỡ như bánh chưng xanh, đậu xanh thường được đồ trước và trộn đều với đường, nên miếng bánh nào cũng chín đều như nhau, ngọt ngọt, bùi bùi mà lại béo không ngấy. Với bánh chưng gác chay, thịt được thay bằng vừng rang, vừa thơm, vừa bùi. Tất cả hương vị

hòa hợp tạo cảm giác lạ miệng. Bánh chưng gác không chỉ ăn để thưởng thức mà ăn như để lấy lộc đầu xuân bởi cái sắc màu đỏ thắm trong dịp năm mới.

Bánh tét lá cẩm gia truyền ở Cần Thơ dẻo, thơm và phù hợp khẩu vị của cả người miền Nam lẫn miền Bắc. Ngoài nguyên liệu truyền thống là gạo nếp, đậu xanh, còn có nước cốt dừa, lá cẩm tươi, thịt sườn cốt lết, lòng đỏ trứng vịt muối vừa ăn. Gạo nếp sau khi ngâm, được xào với nước lá cẩm và nước cốt dừa.. có màu tím ngắt. Người khéo tay sẽ cân nếp, trộn nhân và gói bánh, người có sức khỏe sẽ cột đòn bánh, còn trẻ em thì phụ đốt củi cho lò nấu bánh tét luôn đều lửa. Với màu tím biếc như hoa xoan, hoa gừng của nếp, màu đỏ của trứng, màu vàng óng của đậu xanh



và màu trắng hồng của thịt sẽ càng làm cho hương vị của bánh tét lá cẩm thêm nồng nàn hương sắc..

Ở Phú Quốc, bánh tét được gói bằng lá cây mật cật thành đòn hình tam giác. Trước tiên, lá mật cật (mọc nhiều trên núi Hàm Ninh) phơi héo, rửa và lau sạch. Nước ép lá dứa và lá rau ngót được trộn với gạo nếp. Nhân bánh là thịt mỡ và đậu xanh nấu nhuyễn. Gói đòn bánh tét mật cật là việc làm công phu vì mặt lá hẹp. Phải đòi hỏi tay nghề cao để buộc dây sao cho đòn bánh không quá chặt hoặc quá lỏng. Bánh tét mật cật không xào nước cốt dừa nên để được lâu ngày. Bánh tét mật cật có màu xanh ngọc, vừa dẻo chất nếp, vừa ngọt bùi hương đậu xanh, vừa thơm béo thịt mỡ, thoang thoang "hương đồng cỏ nội" của lá dứa và lá rau ngót.

Bánh tét chữ là đặc sản của Trà Vinh và chỉ ở miền Tây mới có. Để làm ra được đòn bánh tét chữ đòi hỏi sự công phu, sáng tạo, khéo léo và kiên trì. Để tạo màu cho bánh, người dân miền Tây lấy lá cẩm (tạo màu tím), trái gấc (tạo màu cam), lá dứa, lá bồ ngót (tạo màu xanh), trái giấm (tạo màu đỏ)... nấu hoặc xay ra lấy nước nhuộm màu. Nhân bánh ngoài thịt ba chỉ và đậu xanh, còn có trứng vịt muối

hoặc Lạp Xưởng. Đầu tiên cho nếp và nước cốt dừa lên bếp, thêm chút muối, chút đường, thêm màu sắc cần nhuộm, đảo đều tay cho nước cốt dừa cạn lại, đến khi hạt nếp bắt đầu có sự kết dính.

Bánh tét chữ có loại bánh mặn và bánh chay, trọng lượng từ 1,5 - 2kg/đòn bánh. Nếu làm bánh mặn thì tạo hình bằng nếp, làm bánh chay thì tạo hình bằng đậu xanh. Nếp sau khi xào xong đem nén chặt, cắt thành từng chữ. Đậu xanh cũng được nghiền nhuyễn, mịn, nén chặt và cắt thành chữ. Công phu nhất là đưa chữ vào ruột bánh, để khi cắt bánh ra, từng khoanh bánh sẽ có chữ như: Phúc, Lộc, Thọ, Năm, Mới, Phát Tài... Bánh tét chữ vừa là món ăn ngon, vừa là tác phẩm nghệ thuật và còn là lời chúc mừng trong năm mới.

Ngày nay, cuộc sống với nhiều lo toan bận bịu. Bánh chưng vẫn là hương vị không thể thiếu trong ngày Tết như phong tục từ nghìn đời. Nhưng hình ảnh bếp đỏ lửa với nồi bánh chưng sôi sùng sục suốt đêm ngày càng ít dần, để mỗi lần bắt chợt nhớ đến lại có cảm giác băng khuâng đến lạ.

Đài Trang



Lửa xuân

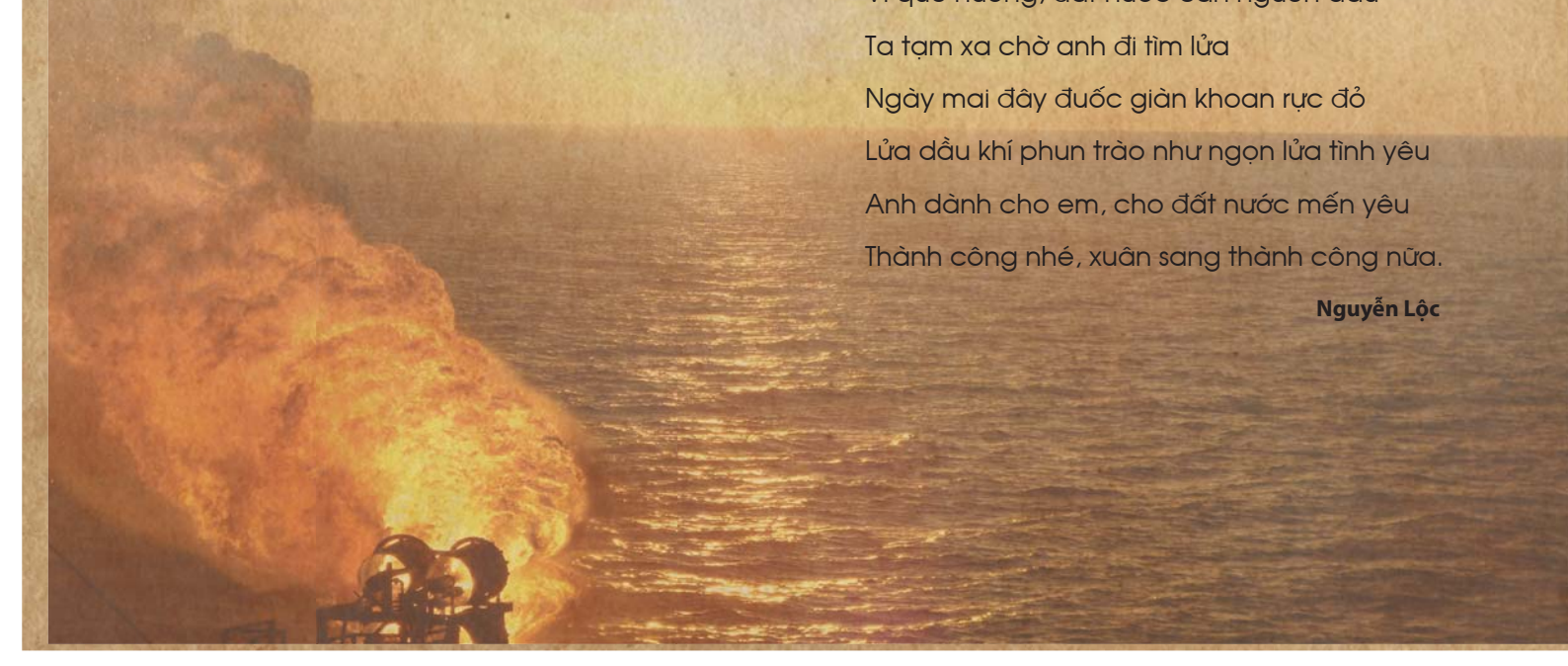
Trời miền Bắc năm nay vào rét sớm
Lạnh từ đầu đông rét tới cuối đông
Anh ở giàn khoan có lạnh lắm không
Gom hơi ấm em gửi anh màu nhớ
Anh ở giàn khoan ấm lòng đi nhé
Tình yêu em nhen nhóm ánh lửa hồng.

Lất phất mưa xuân
Trời sẽ qua đông
Hoa đào nở, nhành mai vàng khoe sắc
Bánh chưng xanh quện hương cam, bưởi, quất
Mâm ngũ quả nhà mình sẵn sàng đón tân xuân.

Tết năm nay em nhớ chẵn ba xuân
Nhà mình Tết, anh không về ăn Tết
Em thương anh, nhớ anh nhiều khôn xiết
Dặn với lòng chờ anh đến Tết sau.

Vì quê hương, đất nước cần nguồn dầu
Ta tạm xa chờ anh đi tìm lửa
Ngày mai đây đuốc giàn khoan rực đỏ
Lửa dầu khí phun trào như ngọn lửa tình yêu
Anh dành cho em, cho đất nước mến yêu
Thành công nhé, xuân sang thành công nữa.

Nguyễn Lộc



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 Tạp chí khoa học 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.

Lưu ý: 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 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 173, 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)