

Dầu Khí



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

■ SỐ 7 - 2015

ISSN-0866-854X



1.000 ngày vận hành an toàn

MỎ HẢI THẠCH - MỘC TINH



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: Giàn xử lý trung tâm PQP-Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

TIỂU ĐIỂM

XÂY DỰNG ĐẢNG BỘ TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM VỮNG MẠNH TOÀN DIỆN

Ngày 29 - 31/7/2015, tại Hà Nội, Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức thành công Đại hội Đại biểu lần thứ II, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Đại hội đã xác định mục tiêu tổng quát là xây dựng Đảng bộ vững mạnh toàn diện, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững, đồng bộ, mạnh về nhân lực, tài chính và khoa học - công nghệ, sức cạnh tranh cao, chủ động hội nhập quốc tế, là đơn vị nòng cốt, chủ lực của Ngành Dầu khí, là trụ cột, đầu tàu dẫn dắt các lĩnh vực kinh tế khác phát triển, đóng góp quan trọng trong sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.



Hội nghị bầu cử Ban Chấp hành Trung ương và Ủy ban Kiểm tra Trung ương khóa VII, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Ảnh: Báo Trung

Giữ vững vị trí đầu tàu, trụ cột của nền kinh tế

Sau 5 năm thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ I và 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2020 theo Kế hoạch số 41-KL/TW của Bộ Chính trị (khóa IX), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trở thành doanh nghiệp chủ lực của Ngành Dầu khí đã có bước phát triển vượt bậc, có những đóng góp quan trọng cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần lớn vào nguồn thu ngân sách Nhà nước và phát triển kinh tế - xã hội đất nước; ở dầu trong môi trường hội nhập kinh tế quốc tế, tham gia có hiệu quả bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền, quyền tài phán của Việt Nam trên biển Đông, giữ vai trò quan trọng trong thực hiện Chiến lược biển Việt Nam. Ngành Dầu khí đã xây dựng được đội ngũ cán bộ, viên chức, người lao động có trình độ chuyên môn cao, vững vàng, được đào tạo cơ sở, nâng cao, sáng tạo, đáp ứng yêu cầu nhiệm vụ được giao.

Trong 5 năm qua, các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn được phát triển mạnh mẽ, hoàn thành vượt mức, về đích trước nhiều chỉ tiêu quan trọng. Trong đó, công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí được triển khai tích cực ở cả trong nước và ở nước ngoài. Tập đoàn đã ký 37 hợp đồng khai thác mới và nhiều thỏa thuận

hợp tác quan trọng trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước với các công ty dầu khí quốc tế, có 19 phát hiện dầu khí mới; gia tăng trữ lượng dầu khí vượt 15% kế hoạch; đưa thêm 29 mỏ/công trình mới vào khai thác. Tổng sản lượng khai thác dầu khí vượt 1,5% kế hoạch, đạt trên 130 triệu tấn dầu quy đổi (82,85 triệu tấn dầu thô và 47,42 tỷ m³ khí). Các nhà máy điện được vận hành an toàn, góp phần quan trọng vào cân đối cung - cầu điện quốc gia, tổng công suất các nhà máy điện của Tập đoàn đến năm 2015 đạt 4.208MW, tổng sản lượng điện sản xuất đạt 20,84 tỷ kWh điện, vượt 1,2% kế hoạch, tốc độ tăng trưởng trung bình đạt 9%/năm. Các nhà máy chế biến dầu khí hoạt động với công suất tối ưu, sản xuất xăng dầu đạt 32 triệu tấn, vượt 4% kế hoạch, đáp ứng trên 30% nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước; sản xuất urea đạt trên 7 triệu tấn, đạt ứng trên 70% nhu cầu phân đạm của cả nước; góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực quốc gia. Tập đoàn đã làm chủ dịch vụ đầu tư kỹ thuật các dịch vụ vận hành các giàn khai thác dầu khí, khoan tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, xây lắp công trình dầu khí, khảo sát địa chất, dịch vụ khoa học công nghệ. Tổng doanh thu dịch vụ dầu khí đạt 1.170 nghìn tỷ đồng, tăng trung bình 99%/năm, chiếm 31,8% doanh thu toàn Tập đoàn.

Công tác xây dựng Đảng, đoàn thể được tăng cường, có nhiều sáng tạo trong việc thực hiện Nghị quyết Trung

TIỂU ĐIỂM

XÂY DỰNG VÀ PHÁT TRIỂN PETROVIETNAM TRỞ THÀNH TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ MẠNH TRONG KHU VỰC

Phát biểu chỉ đạo tại Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, Phó Thủ tướng Chính phủ và Văn phòng Nhân dân, Tập đoàn đã có bước phát triển toàn diện, vững chắc, khẳng định năng lực và vai trò của Tập đoàn kinh tế mạnh, giữ vai trò quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Phó Thủ tướng tin tưởng, cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Dầu khí tiếp tục phát huy truyền thống của "Thượng người ở tâm dân", đoàn kết, chung sức chung lòng, đi đầu vượt khó, chủ động, sáng tạo, quyết tâm cao nhất để thực hiện thắng lợi Nghị quyết Đại hội, xây dựng và phát triển Tập đoàn trở thành tập đoàn dầu khí mạnh trong khu vực. Tập chí Dầu khí sản trên truyền giới thiệu bài phát biểu của Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh tại Đại hội.



Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh phát biểu chỉ đạo tại Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Ảnh: Báo Trung

Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam diễn ra trong bối cảnh cả nước thi đua lập thành tích chào mừng các ngày lễ lớn của đất nước và Đại hội Đảng các cấp, tiến tới Đại hội toàn quốc lần thứ XII của Đảng. Đại hội của Tập đoàn con có ý nghĩa quan trọng, đánh dấu bước phát triển, trưởng thành của Tập đoàn, tiếp tục khẳng định vị trí trụ cột, đầu tàu trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, đồng thời cũng có vị thế, thương hiệu của Tập đoàn trong khu vực và trên thế giới.

Thay mặt lãnh đạo Đảng, Nhà nước, tôi xin gửi tới các đồng chí đại biểu Đại hội lần thứ II Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lời chào thân ái, lời chúc sức khỏe. Qua các đồng chí, tôi gửi tới toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Dầu khí lời thăm hỏi thân thiết, chúc Đại hội thành công tốt đẹp.

Các đồng chí đã chú trọng Đại hội các cấp cơ sở, qua trình Đại hội là đợt sinh hoạt chính trị sâu rộng trong cán bộ, đảng viên và quần chúng lao động. Tôi hoan nghênh Đảng bộ và lãnh đạo Tập đoàn trong thời gian qua, cùng với việc chuẩn bị và tiến hành tốt đại hội các cấp, đã tập trung lãnh đạo, chỉ đạo thực hiện tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh. Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức, toàn diện các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra trong 6 tháng đầu năm 2015. Nhiều công trình hoàn thành vượt tiến độ, đảm

bảo chất lượng với ý nghĩa chào mừng Đại hội, phục vụ mục tiêu phát triển của Tập đoàn và của đất nước cả hiện tại và trong tương lai.

Nhiệm vụ của qua, mức độ tác động tiêu cực của cuộc khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu, đặc biệt là giá dầu giảm sâu từ giữa năm 2014, tác động khó khăn đến nền kinh tế Việt Nam nói chung và hoạt động của Tập đoàn nói riêng. Song dưới sự lãnh đạo của Đảng bộ Tập đoàn, bằng sự nỗ lực, ý chí quyết tâm, tinh thần đoàn kết và sự lao động cần cù, sáng tạo của toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động, Tập đoàn đã hoàn thành toàn diện và vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra trên tất cả các lĩnh vực hoạt động.

Có thể khẳng định, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển toàn diện, vững chắc, khẳng định ngày càng rõ nét vai trò của tập đoàn kinh tế mạnh, giữ vị trí quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước; góp phần điều tiết kinh tế vĩ mô, đảm bảo an sinh xã hội, an ninh năng lượng, tham gia giữ vững chủ quyền biển giới quốc gia trên biển, góp phần để kinh tế Nhà nước thực hiện tốt vai trò chủ đạo trong nền kinh tế và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Tập đoàn đã hoàn thiện tổ chức và hoạt động hiệu quả theo mô hình tập đoàn kinh tế, phát huy tốt vai trò của cả

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Đặc tính vỉa chứa và mô hình độ rỗng kép mô phỏng khai thác đối tượng móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng

24. Phân tập địa tầng và xác định môi trường lắng đọng trầm tích tuổi Miocene sớm - Oligocene Lô 09-3 bể Cửu Long trên cơ sở những đặc trưng của nhóm hóa thạch tạo (dinocysts) nước ngọt và phân tích tương hữu cơ

33. Nghiên cứu sử dụng phương pháp mô hình hóa thực nghiệm nhằm xác định điều kiện tối ưu cho quá trình tách nước từ dầu thô bằng công nghệ bức xạ vi sóng



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

40. Thu hồi Ni từ xúc tác thải của Nhà máy đạm Phú Mỹ để tổng hợp xúc tác xử lý CO và C₃H₆

49. Nghiên cứu cải tiến hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện



AN TOÀN MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

49. Nghiên cứu cải tiến hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Nhiên liệu Sinh học Dung Quất

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện

55. Quản lý các giao diện hợp đồng trong quá trình thực hiện đầu tư các dự án nhà máy nhiệt điện



THAM DO - KHAI THÁC DẦU KHÍ

ĐẶC TÍNH VĨA CHỨA VÀ MÔ HÌNH ĐỘ RỘNG KÉP MỎ PHÔNG
KHAI THÁC DỐI TƯỢNG MỎNG NỨT NỀ MỎ CÁ NGŨ VẮNG

TS. Nguyễn Hải An*, TS. Ngô Hữu Hải*, ThS. Nguyễn Hoàng Đức*,
KS. Phạm Tuấn Dương*, KS. Phạm Thị Thủy*, KS. Bùi Văn Lâm*,
PGS. TS. Lê Xuân Lâm*, KS. Lê Huy Hoàng*
*(Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí)
*(Tổng ty Sản phẩm Dầu khí Hoàng Long)
Đại học Mở - Hồ Chí Minh
Email: anhh@petrovietnam.com.vn

Tóm tắt

Trong thăm dò mỏ dầu cá ngừ vàng tồn tại ít nhất 2 hệ thống độ rộng nứt biệt có thể được mô phỏng bằng cách phân loại các đới nứt nẻ dựa trên tỷ phần giữa nứt nẻ lớn và nứt nẻ nhỏ. Điều này có thể thấy được qua kết quả phân tích mẫu từ các giếng khoan ở các mỏ lớn như mỏ Bạch Hổ, kết quả phân tích tài liệu từ giếng DST và số liệu khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng.

Ở Việt Nam, các nhà địa chất dầu khí đang sử dụng mô hình độ rộng nứt để mô phỏng các đới nứt nẻ trong đới tương đương nứt nẻ. Tuy nhiên, kết quả cho thấy các mô hình này không phản ánh đúng đới nứt nẻ khai thác thực tế của các đới nứt nẻ tương đương nứt nẻ, dẫn đến các dự báo không chính xác cho việc quản lý khai thác mỏ. Nhiều nhà địa chất dầu khí đã nghiên cứu và xây dựng các mô hình khác nhau và có nhiều ý tưởng đối mới, nhưng vẫn chưa có được mô hình thích hợp cho việc đánh giá và dự báo khai thác.

Thực tế cho thấy mô hình độ rộng nứt không thể phản ánh được đới nứt nẻ khai thác của các đới tương đương nứt nẻ, đặc biệt là mô phỏng độ ngập nước và dự báo. Trong khi đó, mô hình độ rộng nứt có thể mô phỏng chính xác sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép. Bài báo giới thiệu phương pháp và quy trình xây dựng mô hình độ rộng nứt để mô phỏng đới nứt nẻ khai thác trong thăm dò mỏ dầu cá ngừ vàng.

Từ khóa: Dội rộng nứt, độ rộng nứt, đới nứt nẻ, mô hình độ rộng nứt, liên kết số liệu, mỏ Cá Ngừ Vàng.

1. Giới thiệu

Công tác nghiên cứu đặc trưng công nghệ mỏ và mô phỏng khai thác đới tương đương nứt nẻ chứa dầu ở bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam đã được quan tâm phát triển từ những năm 90 của thế kỷ XX. Đa số các nghiên cứu trong đới tương đương nứt nẻ bể Cửu Long đều có đặc trưng bởi lưu lượng khai thác ban đầu lớn, nhưng sau đó giảm rất nhanh và gần như không có thời kỳ khai thác ổn định ở mức hợp lý cho dòng của vỉa.

Mô hình mô phỏng sử dụng được sử dụng để lựa chọn phương án phát triển khai thác. Hiện nay, các nhà địa chất dầu khí đã từ các đới tương đương nứt nẻ ở bể Cửu Long thường sử dụng mô hình độ rộng nứt để mô phỏng khai thác, khớp lịch sử cũng như dự báo khai thác dài hạn. Mô hình độ rộng nứt có ưu điểm là đơn giản, gọn nhẹ và không mất nhiều thời gian trong xây dựng và sử dụng mô hình. Tuy nhiên, các mô hình độ rộng nứt thường cho kết quả dự báo khai thác không chính xác, đặc biệt là sự xuất hiện của nước trong giếng khai thác và mức độ sụt giảm rất mạnh của dòng

dầu ngay cả khi lưu lượng chung của giếng đã được điều chỉnh. Trong khi đó, mô hình độ rộng nứt có nhiều ưu điểm, có thể áp dụng được các hệ số đặc trưng cho các đới nứt nẻ hoặc chảy qua lại giữa đới nứt nẻ (hoặc các đới nứt nẻ lớn nhưng bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh) chứa dầu có độ thấm thấp với hệ thống nứt nẻ lớn, dòng vai trò dẫn dầu và chất lưu khác từ vỉa vào giếng. Mô hình độ rộng nứt có thể mô phỏng chính xác hơn mô hình độ rộng nứt về sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép.

1.1. Mô hình mô phỏng đới độ rộng nứt

Khái niệm mô phỏng đới độ rộng nứt được Barrenblatt và Zheltov đưa ra năm 1960 [1]. Theo đó, trong đới chứa nứt nẻ tồn tại độ rộng nguyên sinh là phần không gian rỗng giữa các hạt tạo đá (matrix) được hình thành từ thời kỳ lắng đọng. Độ rộng thứ sinh là phần không gian rỗng tạo bởi hệ thống nứt nẻ (fracture). Đến năm 1963, Warren và Root áp dụng mô hình độ rộng nứt để minh giải thí

FOCUS

Petrovietnam's Party Committee to be developed strongly and comprehensively	4
Building Petrovietnam into a strong oil and gas group in the region	8
Petrovietnam aims to realise its plan to increase reserves and production	10
National Assembly's Committee on Science, Technology and Environment: Policies and mechanisms for science and technology needs to be reformed	12
Scientific and Technological Development Fund to be efficiently used	14
Priority to be given to petrochemical industry development based on natural gas	16

18 SCIENTIFIC RESEARCH

Characterisation and building of dual porosity model for production simulation of Ca Ngu Vang fractured basement reservoir	18
Sequence stratigraphy and determination of Early Miocene - Oligocene sedimentation environments of Block 09-3 in Cuu Long basin based on the characteristics of freshwater dinocyst groups and palynofacies analysis	24
Study of experimental model to determine optimal conditions for water separation from crude oil using microwave radiation technology	33
Nickel recovery from spent catalyst of Phu My Fertilizer Plant to prepare environmental catalyst for treatment of CO-C ₃ H ₆	40
Research to improve wastewater treatment system of Dung Quat biofuel plant	49
Management of contract interfaces during investment implementation of thermal power projects	55

NEWS

Petrovietnam attends Vietnam-France Energy Forum	65
Hai Thach - Moc Tinh field achieves 1,000 days of safe operation	65
Loadout of topside of TGT-H5 production platform	67
Technical co-operation to be strengthened for improved quality of Dung Quat Refinery's products	68
Eni discovers over 15 billion cubic metres of gas reserves	70
Iran signs USD 2.3 billion pipeline construction deal	71



PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

78. Biện pháp thả và gỡ an toàn neo công nghệ khi cáp neo giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển

XÂY DỰNG ĐẢNG BỘ TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM VỮNG MẠNH TOÀN DIỆN

Ngày 29 - 31/7/2015, tại Hà Nội, Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức thành công Đại hội Đại biểu lần thứ II, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Đại hội đã xác định mục tiêu tổng quát là xây dựng Đảng bộ vững mạnh toàn diện, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững, đồng bộ, mạnh về nhân lực, tài chính và khoa học - công nghệ, sức cạnh tranh cao, chủ động hội nhập quốc tế, là đơn vị nòng cốt, chủ lực của Ngành Dầu khí, là trụ cột, đầu tàu dẫn dắt các lĩnh vực kinh tế khác phát triển, đóng góp quan trọng trong sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.



Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Ảnh: Như Trang

Giữ vững vị trí đầu tàu, trụ cột của nền kinh tế

Sau 5 năm thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ I và 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 theo Kết luận số 41-KL/TW của Bộ Chính trị (Khóa IX), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trở thành doanh nghiệp chủ lực của Ngành Dầu khí đã có bước phát triển vượt bậc, có những đóng góp quan trọng cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần lớn vào nguồn thu ngân sách Nhà nước và phát triển kinh tế - xã hội đất nước; đi đầu trong mở rộng hội nhập kinh tế quốc tế, tham gia có hiệu quả bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền, quyền tài phán của Việt Nam trên biển Đông, giữ vai trò quan trọng trong thực hiện Chiến lược biển Việt Nam. Ngành Dầu khí đã xây dựng được đội ngũ cán bộ, viên chức, người lao động có trình độ chuyên môn cao, vững vàng, được đào tạo cơ bản, năng động, sáng tạo, đáp ứng tốt yêu cầu, nhiệm vụ được giao.

Trong 5 năm qua, các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn được phát triển mạnh mẽ, hoàn thành vượt mức, về đích trước nhiều chỉ tiêu quan trọng. Trong đó, công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí được triển khai tích cực ở cả trong nước và ở nước ngoài. Tập đoàn đã ký 37 hợp đồng dầu khí mới và nhiều thỏa thuận

hợp tác quan trọng trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước với các công ty dầu khí quốc tế; có 19 phát hiện dầu khí mới; gia tăng trữ lượng dầu khí vượt 15% kế hoạch; đưa thêm 29 mỏ/công trình mới vào khai thác. Tổng sản lượng khai thác dầu khí vượt 1,5% kế hoạch, đạt trên 130 triệu tấn dầu quy đổi (82,85 triệu tấn dầu thô và 47,82 tỷ m³ khí). Các nhà máy điện được vận hành an toàn, góp phần quan trọng vào cân đối cung - cầu điện quốc gia, tổng công suất các nhà máy điện của Tập đoàn đến năm 2015 đạt 4.208MW, tổng sản lượng điện sản xuất đạt 80,84 tỷ kWh điện, vượt 1,2% kế hoạch, tốc độ tăng trưởng trung bình đạt 9%/năm. Các nhà máy chế biến dầu khí hoạt động với công suất tối ưu, sản xuất xăng dầu đạt 32 triệu tấn, vượt 4% kế hoạch, đáp ứng trên 30% nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước; sản xuất urea đạt trên 7 triệu tấn, đáp ứng trên 70% nhu cầu phân đạm của cả nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực quốc gia. Tập đoàn đã làm chủ dịch vụ dầu khí chất lượng cao: dịch vụ vận hành các giàn khai thác dầu khí, khoan tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, xây lắp công trình dầu khí, khảo sát địa chấn, dịch vụ khoa học công nghệ... Tổng doanh thu dịch vụ dầu khí đạt 1.170 nghìn tỷ đồng, tăng trung bình 9%/năm, chiếm 31,8% doanh thu toàn Tập đoàn.

Công tác xây dựng Đảng, đoàn thể được tăng cường, có nhiều sáng tạo trong việc thực hiện Nghị quyết Trung

KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH CỦA TẬP ĐOÀN TRONG GIAI ĐOẠN 2010 - 2015

- Tổng doanh thu toàn Tập đoàn Dầu khí ước đạt 3.675 nghìn tỷ đồng, bằng 102,4% kế hoạch, tốc độ tăng bình quân đạt 10%/năm, tăng gấp 2,5 lần so với thực hiện 5 năm 2006 - 2010.
- Nộp ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn ước đạt 880,3 nghìn tỷ đồng, bằng 104,5% kế hoạch, tốc độ tăng bình quân đạt 5,2%/năm, tăng 73% so với thực hiện 5 năm 2006 - 2010.
- Tổng tài sản (dự kiến đến 31/12/2015) đạt 800 nghìn tỷ đồng, tăng 334 nghìn tỷ đồng so với thời điểm 31/12/2010, tốc độ tăng tổng tài sản bình quân 5 năm 2011 - 2015 là 12,1%/năm.
- Tổng vốn chủ sở hữu (dự kiến đến 31/12/2015) đạt 414 nghìn tỷ đồng, tăng 182 nghìn tỷ đồng so với thời điểm 31/12/2010, tốc độ tăng vốn chủ sở hữu bình quân 5 năm 2011 - 2015 là 12,4%/năm.
- Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân đạt 13%/năm.

ương 4 (Khóa XI) “Một số vấn đề cấp bách về xây dựng Đảng hiện nay” gắn với thực hiện Chỉ thị 03-CT/TW của Bộ Chính trị về tiếp tục đẩy mạnh học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh. Chú trọng công tác an sinh xã hội, xây dựng văn hóa doanh nghiệp. Luôn phát huy hiệu quả vai trò là trụ cột, đầu tàu của kinh tế, là hình mẫu điển hình của doanh nghiệp Nhà nước trong việc thực hiện các chủ trương, chính sách của Đảng và Nhà nước.

Bên cạnh những thành công đạt được, Đảng bộ Tập đoàn chỉ ra một số hạn chế, tồn tại: Việc triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong nước gặp nhiều khó khăn do tình hình phức tạp trên biển Đông; việc mở rộng tìm kiếm thăm dò dầu khí ra nước ngoài gặp phải sự cạnh tranh khốc liệt của các công ty dầu khí lớn có tiềm lực tài chính mạnh; thủ tục phê duyệt dự án phát triển mỏ còn chậm gây ảnh hưởng đến tiến độ đưa các mỏ vào khai thác; một số chỉ tiêu chưa đạt kế hoạch đề ra như sản lượng sản phẩm hóa dầu, nhiên liệu sinh học, xơ sợi...

Phó Bí thư phụ trách, Quyền Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Nguyễn Quốc Khánh cho biết, ngày 23/7/2015, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 41-NQ/TW về định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035. Theo đó, Bộ Chính trị đã đánh giá kết quả Tập đoàn đạt được trong 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025, từ đó Bộ Chính trị định hướng mục tiêu tổng quát là phát triển Ngành Dầu khí thành ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng, then chốt, hoàn chỉnh, đồng bộ, bao gồm tìm kiếm, thăm dò và khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối và xuất nhập khẩu, góp phần quan trọng

vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc, huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển Ngành Dầu khí, xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, chủ động hội nhập quốc tế.

Xây dựng Đảng bộ vững mạnh toàn diện

Giai đoạn 2015 - 2020 là 5 năm đầu thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 với nhiều chủ trương, cơ chế, chính sách phục vụ cho sự phát triển của Tập đoàn cũng như sẽ tác động tới công tác xây dựng Đảng trong toàn Đảng bộ. Tập đoàn đã, đang và sẽ nỗ lực phấn đấu, chủ động vượt qua khó khăn, thách thức; bằng mọi nguồn lực hiện có, với các biện pháp cụ thể, khả thi, kiên trì thực hiện các mục tiêu phát triển. Trên cơ sở đó, Đại hội xác định mục tiêu tổng quát là xây dựng Đảng bộ vững mạnh toàn diện, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững, đồng bộ, mạnh về nhân lực, tài chính và khoa học - công nghệ, sức cạnh tranh cao, chủ động hội nhập quốc tế, là đơn vị nòng cốt, chủ lực của Ngành Dầu khí, là trụ cột, đầu tàu dẫn dắt các lĩnh vực kinh tế khác phát triển, đóng góp quan trọng trong sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Đại hội đề ra các chỉ tiêu chủ yếu trong giai đoạn 2015 - 2020: gia tăng trữ lượng 165 - 200 triệu tấn dầu quy đổi; khai thác 130 - 150 triệu tấn dầu quy đổi; sản xuất 120 - 130 tỷ kWh điện, 7,9 triệu tấn đạm, 50 - 52 triệu tấn xăng dầu các loại. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn phấn đấu đạt 3.000 - 3.300 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 650 - 700 nghìn tỷ đồng, tăng trưởng dịch vụ dầu khí 8 - 10%/năm... Đồng thời, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chất lượng, phấn đấu hoàn thành đầu tư và đưa vào vận hành các dự án trọng điểm: Dự án phát triển dầu khí Lô B (2020 - 2021), Dự án giàn khoan Tam Đảo 05 (2017), Dự án Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2 (2018 - 2019), Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau (2017 - 2018), Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn (2020 - 2021), Dự án Nhiệt điện Thái Bình 2 (2017 - 2018), Long Phú 1 (2018 - 2019), Sông Hậu 1 (2019), Quảng Trạch (2020 - 2021), Dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn (2019 - 2020), Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (2020 - 2021)...

Trong lĩnh vực tìm kiếm, 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, nhất là ở những vùng nước sâu, xa bờ, gắn với bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nhằm bổ sung và gia tăng trữ lượng dầu khí làm cơ sở cho sự phát triển bền vững, lâu dài của Tập đoàn. Tích



Phó Bí thư thường trực Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Quang Dương chúc mừng các đồng chí trong Ban chấp hành Đảng bộ Tập đoàn khóa II. Ảnh: NLM

cực tận thăm dò tại các bể truyền thống, nghiên cứu thăm dò các đối tượng tìm kiếm thăm dò mới, các bể trầm tích mới và các dạng hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác lâu dài. Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có; phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác một cách hợp lý và hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Triển khai công tác thu dọn các mỏ đã hết khả năng khai thác, bảo đảm hoàn nguyên môi trường sinh thái. Đẩy mạnh các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài trên nguyên tắc hiệu quả kinh tế. Lựa chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, môi trường đầu tư tốt, thuận lợi về quan hệ chính trị theo thứ tự ưu tiên là: Liên bang Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ, Đông Nam Á, Bắc và Nam Mỹ, Bắc Phi và Trung Đông.

Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ: khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - xuất nhập khẩu - dự trữ - phân phối, tiêu thụ sản phẩm khí; giảm dần tỷ trọng sử dụng khí cho điện và chất đốt, tăng cường cho chế biến sâu; nghiên cứu tìm kiếm thị trường và xây dựng cơ sở hạ tầng, kho cảng để sẵn sàng nhập khẩu khí và các sản phẩm khí từ sau năm 2020; nghiên cứu phương án xây dựng hệ thống đường ống kết nối các khu vực, hình thành hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia.

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Tập đoàn tiếp tục đánh giá khả năng Việt Nam trở thành trung tâm lọc hóa dầu trong khu vực, chú trọng chế biến dầu khí nhằm đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước, hướng tới mục tiêu xuất khẩu. Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí), hóa chất để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên nhiên vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu và giảm tỷ trọng nhập siêu. Thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài, nguồn vốn đầu tư từ xã hội để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí, theo nguyên tắc bảo đảm hài hòa lợi ích quốc gia và lợi ích của nhà đầu tư. Đẩy mạnh việc tích hợp, tổ hợp lọc - hóa dầu với các nguồn khí tự nhiên khai thác nhằm nâng cao hiệu quả của các công trình, dự án đã đầu tư và phát triển các dự án mới cả về quy mô, mức độ chế biến sâu, có sức cạnh tranh trong khu vực và quốc tế.

Tập đoàn phát triển hệ thống tồn trữ, phân phối xăng dầu nhằm đảm bảo lưu thông và bình ổn thị trường tiêu thụ, đáp ứng nhu cầu xăng dầu trong nước; tăng cường thực hiện các giải pháp đảm bảo gia tăng dự trữ về dầu thô và xăng dầu; xây dựng chính sách, chế tài khuyến khích sử dụng tiết kiệm nhiên liệu xăng dầu; triển khai mạnh mẽ chủ trương sử dụng nhiên liệu sinh học, nhằm giảm dần sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và bảo vệ môi trường; khuyến khích sự tham gia

tối đa của các thành phần kinh tế trong lĩnh vực phân phối sản phẩm xăng dầu.

Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn đẩy mạnh đầu tư phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí; xây dựng cơ chế hỗ trợ để phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài. Đầu tư trang thiết bị hiện đại để đảm bảo chủ động thực hiện dịch vụ cho các lĩnh vực kinh doanh chính, các dự án đầu tư trong Ngành. Xác định các dịch vụ chủ đạo: dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan; dịch vụ khảo sát, xử lý và minh giải địa chấn; dịch vụ địa chất công trình, khảo sát và sửa chữa công trình ngầm; dịch vụ thiết kế, chế tạo và xây lắp các thiết bị, công trình dầu khí; dịch vụ đóng mới và vận hành các phương tiện nổi; dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy/công trình dầu khí. Khuyến khích 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.

Về lĩnh vực công nghiệp điện, Tập đoàn tăng cường công tác quản lý, vận hành, bảo trì, sửa chữa, đảm bảo hiệu quả đầu tư các nhà máy điện đã và đang triển khai; phát triển thêm một số dự án điện khí; không phát triển thêm các dự án thủy điện, điện than và phong điện.

Trên cơ sở đó, toàn Tập đoàn tập trung thực hiện đồng bộ 7 nhiệm vụ, giải pháp về phát triển bền vững và 4 nhiệm vụ, giải pháp về xây dựng Đảng bộ vững mạnh. Trong đó, quán triệt và thực hiện nghiêm túc các mục tiêu Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị định hướng trong Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015; nâng cao chất lượng sản xuất kinh doanh và đầu tư; sắp xếp đổi mới phát triển doanh nghiệp và nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp; tiếp tục triển khai hiệu quả Cuộc vận động “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam”; kết hợp phát triển kinh tế với nhiệm vụ quốc phòng, an ninh, thực hiện công tác an sinh xã hội, bảo vệ môi trường. Tập đoàn xây dựng và thực hiện hiệu quả 3 nhóm giải pháp đột phá: giải pháp về quản lý, quản trị là trung tâm, giải pháp về nguồn nhân lực là then chốt, giải pháp về khoa học công nghệ là động lực, nền tảng của sự phát triển. Về 4 nhiệm vụ giải pháp xây dựng Đảng bộ vững mạnh, Tập đoàn tiếp tục nâng cao chất lượng công tác chính trị, tư tưởng, bồi dưỡng lý luận chính trị; chú trọng công tác cán bộ, tiếp tục kiện toàn mô hình tổ chức, hoàn thiện chức năng, nhiệm vụ của Đảng bộ, đổi mới sinh hoạt Đảng, chi bộ cấp ủy, nâng cao năng lực, sức chiến đấu của tổ chức Đảng, công tác tự phê bình và phê bình trong Đảng; đổi mới nâng cao hiệu quả công tác kiểm

tra giám sát; tăng cường công tác dân vận và đoàn thể chính trị - xã hội.

Phát biểu chỉ đạo Đại hội, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh đánh giá cao sự lãnh đạo, chỉ đạo hiệu quả của Đảng bộ, tập thể lãnh đạo, sự nỗ lực cố gắng cao của toàn thể cán bộ, công nhân viên và người lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Về phương hướng, nhiệm vụ trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn tập trung lãnh đạo, chỉ đạo triển khai thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị, với trọng tâm là tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, dịch vụ, xuất nhập khẩu; trong đó tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là lĩnh vực cốt lõi, cần phải được quan tâm chú trọng, cần phải tăng cường đầu tư phát triển không chỉ ở trong nước mà cần vươn ra nước ngoài. Chỉ đạo và thực hiện có kết quả chương trình tái cơ cấu Tập đoàn đã được phê duyệt; đổi mới phương thức quản trị, nâng cao hiệu quả hoạt động, xây dựng Tập đoàn thành đơn vị vững mạnh toàn diện, có thương hiệu, uy tín trong nước và quốc tế, có hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh, xây dựng Tập đoàn thành hình mẫu doanh nghiệp Nhà nước điển hình trong hệ thống các doanh nghiệp Nhà nước, đóng góp tích cực cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước...

Theo Phó Bí thư thường trực Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Quang Dương, Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn là đại hội của bản lĩnh, trí tuệ, đoàn kết, dân chủ, sáng tạo, hội nhập và phát triển. Về công tác xây dựng Đảng, Tập đoàn cần chủ động, sáng tạo trong việc triển khai các nghị quyết của Trung ương và của cấp trên, cũng như của Đảng bộ, làm sao để triển khai các nghị quyết thực sự đi vào cuộc sống; tiếp tục đổi mới nội dung, phương thức lãnh đạo của cấp ủy Đảng; coi trọng công tác kiểm tra giám sát, kiểm điểm tự phê bình và phê bình...

Phát huy truyền thống Anh hùng, tinh thần đoàn kết và Văn hóa Petrovietnam: Nhiệt huyết - Sáng tạo - Chuyên nghiệp - Kỷ cương, cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đoàn kết, chung sức chung lòng, nỗ lực phấn đấu, nắm bắt thời cơ, vượt qua thách thức, để thực hiện thành công các mục tiêu, nhiệm vụ Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035, Nghị quyết Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn lần thứ II đề ra, xây dựng Đảng bộ Tập đoàn vững mạnh toàn diện, xứng đáng là trụ cột của nền kinh tế đất nước, đóng góp quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Việt Hà

XÂY DỰNG VÀ PHÁT TRIỂN PETROVIETNAM TRỞ THÀNH TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ MẠNH TRONG KHU VỰC

Phát biểu chỉ đạo tại Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh nhấn mạnh, Tập đoàn đã có bước phát triển toàn diện, vững chắc, khẳng định ngày càng rõ nét vai trò của tập đoàn kinh tế mạnh, giữ vị trí quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Phó Thủ tướng tin tưởng, cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Dầu khí tiếp tục phát huy truyền thống của “Những người đi tìm lửa”, đoàn kết, chung sức chung lòng, đi đầu vượt khó, chủ động, sáng tạo, quyết tâm cao nhất để thực hiện thắng lợi Nghị quyết Đại hội, xây dựng và phát triển Tập đoàn trở thành tập đoàn dầu khí mạnh trong khu vực. Tập chí Dầu khí xin trân trọng giới thiệu bài phát biểu của Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh tại Đại hội.



Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh phát biểu chỉ đạo tại Đại hội Đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, nhiệm kỳ 2015 - 2020. Ảnh: Như Trang

Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam diễn ra trong bối cảnh cả nước thi đua lập thành tích chào mừng các ngày lễ lớn của đất nước và Đại hội Đảng các cấp, tiến tới Đại hội toàn quốc lần thứ XII của Đảng. Đại hội của Tập đoàn còn có ý nghĩa quan trọng, đánh dấu bước phát triển, trưởng thành của Tập đoàn, tiếp tục khẳng định vị trí trụ cột, đầu tàu trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, đồng thời củng cố vị thế, thương hiệu của Tập đoàn trong khu vực và trên thế giới.

Thay mặt lãnh đạo Đảng, Nhà nước, tôi xin gửi tới các đồng chí đại biểu Đại hội lần thứ II Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lời chào thân ái, lời chúc sức khỏe. Qua các đồng chí, tôi gửi tới toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Dầu khí lời thăm hỏi thân thiết, chúc Đại hội thành công tốt đẹp.

Các đồng chí đã tổ chức tốt Đại hội các cấp cơ sở, quá trình Đại hội là đợt sinh hoạt chính trị sâu rộng trong cán bộ, đảng viên và quần chúng lao động. Tôi hoan nghênh Đảng bộ và lãnh đạo Tập đoàn trong thời gian qua, cùng với việc chuẩn bị và tiến hành tốt đại hội các cấp, đã tập trung lãnh đạo, chỉ đạo thực hiện tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh. Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức, toàn diện các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra trong 6 tháng đầu năm 2015. Nhiều công trình hoàn thành vượt tiến độ, đảm

bảo chất lượng với ý nghĩa chào mừng Đại hội, phục vụ mục tiêu phát triển của Tập đoàn và của đất nước cả hiện tại và trong tương lai.

Nhiệm kỳ vừa qua, mặc dù tác động tiêu cực của cuộc khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu, đặc biệt là giá dầu giảm sâu từ giữa năm 2014, tác động khó khăn đến nền kinh tế Việt Nam nói chung và hoạt động của Tập đoàn nói riêng. Song dưới sự lãnh đạo của Đảng bộ Tập đoàn, bằng sự nỗ lực, ý chí quyết tâm, tinh thần đoàn kết và sự lao động cần cù, sáng tạo của toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động, Tập đoàn đã hoàn thành toàn diện và vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ, kế hoạch đề ra trên tất cả các lĩnh vực hoạt động.

Có thể khẳng định, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển toàn diện, vững chắc, khẳng định ngày càng rõ nét vai trò của tập đoàn kinh tế mạnh, giữ vị trí quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, góp phần điều tiết kinh tế vĩ mô, đảm bảo an sinh xã hội, an ninh năng lượng, tham gia giữ vững chủ quyền biên giới quốc gia trên biển, góp phần để kinh tế Nhà nước thực hiện tốt vai trò chủ đạo trong nền kinh tế và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Tập đoàn đã hoàn thiện tổ chức và hoạt động hiệu quả theo mô hình tập đoàn kinh tế, phát huy tốt vai trò của cả

hệ thống chính trị. Đặc biệt là cơ chế lãnh đạo của Đảng, năng lực lãnh đạo và sức chiến đấu của Đảng bộ tiếp tục được nâng lên một bước quan trọng, với hơn 14.700 đảng viên trong tổng số trên 6 vạn người lao động đang triển khai thực hiện tốt nhiệm vụ mà Đảng, Nhà nước và nhân dân giao phó. Điều đó đã khẳng định vai trò hạt nhân lãnh đạo của Đảng bộ trong toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Kết quả đạt được của Tập đoàn trong những năm qua có ý nghĩa chính trị, kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng hết sức to lớn, là thành tích đáng tự hào của tập thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên, người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Đồng thời, đã khẳng định chủ trương đúng đắn của Đảng và Nhà nước trong việc thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói riêng. Qua tổng kết 10 năm thực hiện Kết luận số 41/KL-TW của Bộ Chính trị (Khóa IX) về Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025, kết quả nói trên đã được Bộ Chính trị ghi nhận, khẳng định và đánh giá cao. Thay mặt lãnh đạo Đảng, Nhà nước, tôi nhiệt liệt chúc mừng thành tích to lớn của Tập đoàn và biểu dương sự lãnh đạo, chỉ đạo hiệu quả của Đảng bộ, tập thể lãnh đạo, sự nỗ lực cố gắng cao của toàn thể cán bộ, công nhân viên và người lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, trong đó các đảng viên ở từng vị trí là nòng cốt hạt nhân, quyết định sự thành công của Tập đoàn.

Tôi thống nhất với báo cáo chính trị đã trình Đại hội về kết quả đạt được, tồn tại, hạn chế, cùng phương hướng, nhiệm vụ, giải pháp trong giai đoạn tới. Tôi xin nhấn mạnh thêm một số nội dung sau:

Một là, tập trung lãnh đạo, chỉ đạo triển khai thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035, với trọng tâm là tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, dịch vụ, xuất nhập khẩu; trong đó tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là lĩnh vực cốt lõi, cần phải được quan tâm chú trọng, cần phải tăng cường đầu tư phát triển không chỉ ở trong nước mà cần vươn ra nước ngoài.

Hai là, nhanh chóng kiện toàn nhân sự lãnh đạo của Tập đoàn, ổn định tư tưởng cán bộ, đảng viên, công nhân viên, rút ra bài học kinh nghiệm để tiếp tục thực hiện nghiêm túc, có hiệu quả Điều lệ Đảng, nghị quyết, quy chế của Đảng. Tiếp tục đổi mới phương thức lãnh đạo, hoàn

thiện Điều lệ và quy chế hoạt động của Tập đoàn; chỉ đạo và thực hiện có kết quả chương trình tái cơ cấu Tập đoàn đã được phê duyệt; đổi mới phương thức quản trị, nâng cao hiệu quả hoạt động, xây dựng Tập đoàn thành đơn vị vững mạnh toàn diện, có thương hiệu, uy tín trong nước và quốc tế, có hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh, xây dựng Tập đoàn thành hình mẫu doanh nghiệp Nhà nước điển hình trong hệ thống các doanh nghiệp Nhà nước, đóng góp tích cực cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Ba là, Tập đoàn cần quán triệt và thực hiện tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh đi đôi với việc bảo vệ tài nguyên môi trường sinh thái, đảm bảo an ninh quốc phòng, góp phần quan trọng bảo vệ toàn vẹn lãnh thổ và chủ quyền quốc gia.

Bốn là, chú trọng và chăm lo phát triển nguồn nhân lực, đặc biệt là nguồn nhân lực chất lượng cao, xây dựng đội ngũ cán bộ công nhân viên vừa hồng, vừa chuyên đáp ứng yêu cầu ngày càng cao trong công tác quản lý và sản xuất kinh doanh. Đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ hiện đại vào sản xuất kinh doanh, tăng cường năng lực tổ chức điều hành của bộ máy quản lý các cấp.

Năm là, tăng cường công tác xây dựng Đảng, tiếp tục thực hiện Nghị quyết Trung ương 4 (Khóa XI) về công tác xây dựng Đảng, thực hiện có hiệu quả và thiết thực việc học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh, coi đây là nhiệm vụ thường xuyên, là giải pháp then chốt nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động trên cơ sở thực tế hoạt động thời gian qua.

Tập đoàn cần kiến nghị Đảng, Nhà nước về cơ chế, mô hình tổ chức hoạt động, đổi mới phương thức lãnh đạo, chỉ đạo, nhằm phát huy dân chủ, đề cao tự phê bình và phê bình, nâng cao năng lực lãnh đạo của các tổ chức cơ sở Đảng.

Với truyền thống vẻ vang của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi tin tưởng rằng, toàn bộ cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động Dầu khí tiếp tục phát huy truyền thống của “Những người đi tìm lửa”, đoàn kết, chung sức chung lòng, đi đầu vượt khó, chủ động, sáng tạo, quyết tâm cao nhất để luôn hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ chính trị được giao, thực hiện thắng lợi Nghị quyết Đại hội, xây dựng và phát triển Tập đoàn trở thành tập đoàn dầu khí mạnh trong khu vực; tiếp tục thực hiện mong ước của Bác Hồ kính yêu, xây dựng ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam hùng mạnh, xứng đáng với niềm tin yêu của Đảng, Nhà nước và nhân dân.

PETROVIETNAM NỖ LỰC THỰC HIỆN KẾ HOẠCH GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG VÀ SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Với giá dầu trung bình 6 tháng đầu năm 2015 chỉ bằng 60,5USD/thùng, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã triển khai đồng bộ các giải pháp, duy trì nhịp độ sản xuất kinh doanh, các chỉ tiêu sản xuất đều vượt cao so với kế hoạch và cùng kỳ năm 2014. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị sơ kết công tác 6 tháng đầu năm và bàn các giải pháp thực hiện vượt mức kế hoạch năm 2015, Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đánh giá cao Tập đoàn đã xây dựng và triển khai hiệu quả các giải pháp ứng phó với diễn biến giá dầu, nỗ lực vượt qua thách thức đạt được kết quả cao trong sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển, phát huy hiệu quả và thực hiện tốt vai trò là đầu tàu kinh tế, là công cụ điều tiết vĩ mô của Chính phủ, có nhiều đóng góp quan trọng và thực hiện tốt nhiệm vụ đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước, tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia.



Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

Chủ động ứng phó với diễn biến giá dầu suy giảm

Tại Hội nghị sơ kết công tác 6 tháng đầu năm và bàn các giải pháp thực hiện vượt mức kế hoạch năm 2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, việc thực hiện chỉ đạo của Chính phủ về các giải pháp ứng phó với diễn biến giá dầu trong năm 2015 được triển khai nghiêm túc, quyết liệt. Trong 6 tháng đầu năm 2015, Tập đoàn đã triển khai thực hiện thi công 17 giếng khoan thăm dò thăm lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 18,27 triệu tấn dầu quy đổi. Tổng sản lượng khai thác đạt 14,71 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 8,5% kế hoạch 6 tháng và bằng 55,3% kế hoạch năm, tăng 6,1% so với cùng kỳ năm 2014. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 9,28 triệu tấn, vượt 10,1% kế hoạch 6 tháng và bằng 55,2% kế hoạch năm, tăng 9,5% so với cùng kỳ năm 2014; sản lượng khai thác khí đạt 5,43 tỷ m³, vượt 5,8% kế hoạch 6 tháng và bằng 55,4% kế hoạch năm.

Đồng thời, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện quốc gia 11,48 tỷ kWh điện (vượt 27,5% kế hoạch), sản xuất 802,41 nghìn tấn phân đạm (vượt 7,2% kế hoạch), 3,47 triệu tấn xăng dầu (vượt 24,5% kế hoạch) và 6,67 nghìn tấn xơ sợi. Giá trị sản xuất công nghiệp của Tập đoàn trong 6 tháng đầu năm đạt 257,2 nghìn tỷ đồng, bằng 113% kế

hoạch 6 tháng và 58% kế hoạch năm, tăng 14,6% so với cùng kỳ năm 2014, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 296,1 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 63,6 nghìn tỷ đồng.

Tuy nhiên, hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn còn gặp nhiều khó khăn do giá dầu trung bình trong 6 tháng đầu năm 2015 chỉ bằng 60,5% so với mức giá kế hoạch (đạt 60,5USD/thùng so với mức giá kế hoạch là 100USD/thùng) đã ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh, ảnh hưởng đến nguồn lực của Tập đoàn trong việc triển khai thực hiện kế hoạch năm 2015 và giảm nguồn thu, hiệu quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên.

Phấn đấu khai thác 13,04 triệu tấn dầu quy đổi

Trong 6 tháng cuối năm 2015, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò thăm lượng, để đảm bảo gia tăng trữ lượng dầu khí cả năm đạt 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi; phấn đấu sản lượng khai thác đạt 13,04 triệu tấn dầu quy đổi (8,37 triệu tấn dầu và 4,67 tỷ m³ khí), phấn đấu đạt sản lượng cả năm 2015 là: 17,72 triệu tấn dầu, vượt 0,92 triệu tấn so với kế hoạch năm Chính phủ giao (16,8 triệu tấn), trong đó dầu thô trong

Bảng 1. Kết quả sản xuất kinh doanh 6 tháng đầu năm và kế hoạch 6 tháng cuối năm 2015 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch năm 2015 (Chính phủ giao)	Thực hiện 6 tháng đầu năm 2015	Kế hoạch 6 tháng cuối năm 2015
I	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	26,60	14,71	13,04
1	Dầu thô	Triệu tấn	16,80	9,28	8,37
	Trong nước	Triệu tấn	14,74	8,40	7,26
	Nước ngoài	Triệu tấn	2,06	0,88	1,10
2	Khí	Tỷ m ³	9,80	5,43	4,67
II	Sản xuất sản phẩm khác				
1	Điện	Tỷ kWh	18,50	11,48	9,50
2	Đạm	Nghìn tấn	1.525	802,40	776,40
3	Xăng dầu khác loại	Nghìn tấn	5.550	3.470,9	2.763
III	Kinh doanh các sản phẩm				
1	Xuất bán dầu	Triệu tấn	16,76	9,25	7,51
2	Khí khô	Tỷ m ³	9,41	5,38	4,03

nước đạt 15,74 triệu tấn, vượt 1 triệu tấn so với kế hoạch năm Chính phủ giao (14,74 triệu tấn) và 10 tỷ m³ khí, vượt 0,2 tỷ m³ so với kế hoạch Chính phủ giao (9,8 tỷ m³). Đồng thời, Tập đoàn phấn đấu sản xuất 9,5 tỷ kWh điện, 776,4 nghìn tấn đạm và 2,763 triệu tấn xăng dầu.

Đồng thời, Tập đoàn sử dụng hiệu quả vốn, đảm bảo đủ vốn cho các dự án đầu tư hoàn thành trong năm 2015, trong đó, phấn đấu ký 1 - 2 hợp đồng dầu khí mới; đưa 4 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác (3 mỏ/công trình ở trong nước và 1 mỏ ở nước ngoài); đảm bảo tiến độ các dự án trọng điểm: Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 (tháng 9/2015), Dự án thu gom khí Hàm Rồng - Thái Bình (tháng 8/2015), Dự án phát triển mỏ Lô B, 48/95 và 52/97, các dự án điện...

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đánh giá cao tinh thần và ý thức trách nhiệm của Tập đoàn trong việc xây dựng và triển khai hiệu quả các giải pháp ứng phó với diễn biến giá dầu suy giảm; chủ động làm việc với các đối tác liên doanh trong nước và nước ngoài, các nhà điều hành khai thác mỏ để rà soát tối ưu hóa chương trình khai thác dầu khí, xây dựng hợp lý chương trình nhiệm vụ công tác, đảm bảo lợi ích của Nhà nước và nhà đầu tư. Giá trị sản xuất công nghiệp tăng 14,6% so với cùng kỳ 2014, sản lượng khai thác dầu thô tăng 0,92 triệu tấn đã góp phần tăng trưởng GDP cả nước; tiết giảm chi phí 60,4 nghìn tỷ đồng có ý nghĩa quan trọng trong bối cảnh nền kinh tế trong nước còn nhiều khó khăn.

Về các nhiệm vụ trong thời gian tới, Thứ trưởng Bộ Công Thương yêu cầu Tập đoàn cần tiếp tục phát huy bản lĩnh năng động sáng tạo, dám nghĩ dám làm, dám chịu trách nhiệm, quyết định kịp thời trong chỉ đạo điều hành, động viên cán bộ công nhân viên nỗ lực, lòng yêu nghề, ý chí quyết tâm hoàn thành tốt nhiệm vụ đề ra. Trên cơ sở

đó, Tập đoàn cần tiếp tục rà soát, tối ưu chương trình công tác và chi phí các dự án đang khai thác, rà soát tất cả các yếu tố có ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu khí năm 2015, cân đối sản lượng khai thác dầu năm 2015 ở trong nước và ở nước ngoài, phấn đấu sản lượng khai thác vượt 1 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao; đẩy mạnh công tác đối ngoại và hợp tác quốc tế dầu khí nhằm tìm kiếm các dự án tốt ở nước ngoài, đồng thời kêu gọi các công ty dầu khí lớn có uy tín trên thế giới tham gia đầu tư vào các dự án của Tập đoàn. Thứ trưởng Bộ Công Thương đề nghị Tập đoàn cần tiếp tục thực hiện công tác tái cơ cấu đã được phê duyệt tại Quyết định 46/QĐ-TTg ngày 5/1/2013 và Quyết định số 1011/QĐ-TTg ngày 3/7/2015 của Thủ tướng Chính phủ; đảm bảo tiến độ triển khai các dự án trọng điểm; sử dụng cơ cấu nguồn vốn hợp lý; kiểm soát và chỉ đạo các đơn vị vận hành an toàn, ổn định các nhà máy và các công trình dầu khí; tăng cường đào tạo nâng cao chất lượng đội ngũ cán bộ, chất lượng nguồn nhân lực. Đặc biệt, Tập đoàn cần chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với các cơ quan liên quan 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 khí tại những khu vực nước sâu, xa bờ nhằm góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền quốc gia trên biển.

Tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Thứ trưởng Bộ Công Thương, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ tập trung chỉ đạo và thực hiện đồng bộ các giải pháp, tổ chức xử lý ngay các khó khăn, vướng mắc để hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ Chính phủ giao. Cán bộ, đảng viên, công nhân viên toàn Tập đoàn sẽ tiếp tục phát huy truyền thống tự hào của những người đi tìm lửa, đoàn kết, chung sức chung lòng, nỗ lực phấn đấu, năng động sáng tạo, nắm bắt thời cơ, vượt qua thách thức, đạt thành tích cao nhất trong năm 2015.

Ngọc Linh

Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường Quốc hội: **ĐỔI MỚI CƠ CHẾ, CHÍNH SÁCH CHO KHOA HỌC CÔNG NGHỆ**

Ngày 8/7/2015, Đoàn công tác của Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường Quốc hội do Chủ nhiệm Ủy ban - TSKH. Phan Xuân Dũng dẫn đầu đã đến thăm và làm việc với Viện Dầu khí Việt Nam. Đoàn công tác cho rằng mô hình hoạt động theo Nghị định 115/2005/NĐ-CP đã tạo ra bước phát triển đột phá mới cho Viện Dầu khí Việt Nam, song có nhiều điểm không còn phù hợp với xu thế phát triển hiện nay, hạn chế tính tự chủ của đơn vị, không khuyến khích việc triển khai các nghiên cứu cơ bản, nghiên cứu có tính chiến lược lâu dài...



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giới thiệu sản phẩm Anode hy sinh do Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, chế tạo quy mô lớn, áp dụng thực tế vào các công trình dầu khí. Ảnh: Ngọc Linh

Thay mặt lãnh đạo Viện Dầu khí Việt Nam, TS. Nguyễn Anh Đức cho biết sau 37 năm xây dựng và phát triển, Viện đã trở thành đơn vị nghiên cứu khoa học hoàn chỉnh, đồng bộ, về quy mô và tính tổng hợp đứng đầu khu vực Đông Nam Á. Việc chuyển đổi mô hình hoạt động theo cơ chế tự chủ, tự trang trải kinh phí theo Nghị định 115/2005/NĐ-CP đã cơ bản phá bỏ tư tưởng bao cấp, trì trệ, nâng cao tính năng động, chủ động, giải phóng, phát huy tính sáng tạo và hiệu quả.

Trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí, Viện đã triển khai các nghiên cứu điều tra cơ bản, làm sáng tỏ cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí của các bể trầm tích trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam. Trong lĩnh vực khai thác dầu khí, Viện đã hỗ trợ Tập đoàn quản lý khai thác các mỏ dầu ở Việt Nam, Liên bang Nga; hỗ trợ các nhà thầu phân chia sản phẩm, đánh giá mức độ ngập nước, xử lý các vấn đề nảy sinh trong quá trình khai thác; xây dựng 3 bản quyền phần mềm phục vụ khai thác thay thế phần mềm của nước ngoài; được cấp 1 bằng sáng chế cho chế phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, Viện đã xây dựng cơ sở dữ liệu toàn diện về tính chất dầu thô, khí và condensate Việt Nam; lập FS các dự án chế biến dầu khí (Tổ hợp Hóa dầu miền Nam, UFC, Tổ hợp NH₃ mở rộng/NPK Phú Mỹ...); hỗ trợ Tập đoàn nâng cao hiệu quả các nhà máy chế biến dầu khí (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các nhà máy nhiên liệu sinh học, nhà máy xơ sợi Đình Vũ);

nghiên cứu, chế tạo sản phẩm thay thế hàng nhập khẩu: phần mềm quy hoạch lĩnh vực hóa dầu, anod hy sinh, hóa phẩm dầu khí. Bên cạnh đó, Viện cũng nghiên cứu ứng dụng công nghệ chống ăn mòn cho các công trình dầu khí; quan trắc môi trường vùng nước sâu; áp dụng các phương pháp quản trị tiên tiến trong điều hành hoạt động dầu khí; xây dựng chiến lược quy hoạch ngành/lĩnh vực; đề xuất mô hình quản lý, quản trị cho Tập đoàn và các đơn vị; nghiên cứu dự báo thị trường dầu khí; đầu tư thiết bị, con người để làm chủ các chỉ tiêu phân tích mới, phục vụ ngày càng tốt hơn cho công tác nghiên cứu và dịch vụ khoa học công nghệ.

Tuy nhiên, Lãnh đạo Viện cũng chỉ ra một số tồn tại: mức độ chuyên sâu chưa đồng đều trong các lĩnh vực; chưa có nhiều giải pháp, sản phẩm có khả năng thương mại hóa; công tác nghiên cứu cơ bản vẫn chiếm tỷ trọng khiêm tốn trong hoạt động nghiên cứu khoa học, chưa triển khai được nhiều chương trình nghiên cứu cơ bản và dài hạn; có sự hụt hẫng trong chuyển giao thể hệ cán bộ chuyên ngành, chưa thu hút được nhiều chuyên gia có trình độ chuyên môn cao, có kinh nghiệm trong thực tiễn sản xuất...

Về định hướng nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ trong giai đoạn 2016 - 2020, TS. Nguyễn Anh Đức cho biết: Viện tập trung thực hiện mục tiêu tổng quát xây dựng Viện thành Học viện Nghiên cứu khoa học - Đào

tạo - Ứng dụng khoa học công nghệ thống nhất, gắn liền công tác nghiên cứu, đào tạo với thực tiễn sản xuất, trở thành bộ phận quan trọng trong hoạt động của Tập đoàn, có khả năng đáp ứng tốt nhu cầu của Tập đoàn và Nhà nước về phát triển ứng dụng khoa học công nghệ, đào tạo, cung cấp nguồn nhân lực chất lượng cao.

Cụ thể, Viện đẩy mạnh xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học công nghệ dài hạn 5 - 10 năm, nâng cao tỷ lệ các đề tài nghiên cứu từ nguồn kinh phí của các đơn vị sản xuất kinh doanh; gia tăng số lượng bài báo, công trình công bố quốc tế trung bình 10 - 20%/năm; gia tăng số lượng đăng ký bản quyền sở hữu trí tuệ gấp 2 lần so với thực hiện giai đoạn 2010 - 2015. Trong lĩnh vực nghiên cứu tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, Viện đặt mục tiêu làm chủ các công nghệ tiên tiến, cải tiến, sáng tạo một số công nghệ bản quyền, góp phần thực hiện thành công các mục tiêu về gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, nâng cao hiệu quả đầu tư cho các dự án tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn. Trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí, Viện nắm bắt xu hướng thị trường, công nghệ thế giới, lợi thế cạnh tranh của Tập đoàn để đề xuất các dự án hiệu quả ($IRR \geq 13\%$); làm chủ các công nghệ hiện có, ứng dụng công nghệ mới để tư vấn vận hành các nhà máy chế biến dầu khí an toàn ($LTI \leq 10^{-7}$), ổn định ($PAF > 95\%$), hiệu quả (EII, MEI trong nhóm dẫn đầu khu vực)... Phấn đấu thực hiện công tác lập, tư vấn thẩm định các dự án dầu khí trọng điểm của Tập đoàn ở trong nước và nước ngoài, thực sự đóng vai trò tham mưu chiến lược trong toàn bộ hoạt động dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn của Tập đoàn.

Để có thể đạt được các mục tiêu đặt ra trong giai đoạn 2016 - 2020, Viện đã đề ra các giải pháp tăng tính chủ động và linh hoạt trong mọi hoạt động: chủ động hoàn thiện hệ thống quản trị phù hợp với Luật Khoa học và Công nghệ 2013 và Luật Doanh nghiệp 2015, chủ động đào tạo và phát triển, kết nối đội ngũ chuyên gia đầu ngành, tăng cường tìm hiểu nhu cầu, quảng bá khả năng cung cấp, mở rộng phạm vi và đối tượng cung cấp dịch vụ (kể cả ra nước ngoài), chủ động xây dựng và sử dụng hiệu quả cơ sở dữ liệu chuyên ngành, chủ động xây dựng và triển khai hoạt động theo mô hình Học viện: Viện & Trung tâm, Công ty, Trường.

Viện và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có các đề xuất thiết thực đến Ủy ban Khoa học và Công nghệ Môi trường của Quốc hội như: Thúc đẩy Chính phủ ban hành Nghị định/Thông tư liên tịch hướng dẫn thi hành Luật Khoa học và Công nghệ 2013 trong bối cảnh Luật Doanh nghiệp 2015 và Luật Đầu tư 2014 đã có hiệu lực để Tập đoàn có thể sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ đầu tư hình thành tài sản cố định và trang thiết bị phục vụ cho

hoạt động khoa học công nghệ và giao cho Viện sử dụng hoặc điều chuyển một phần Quỹ về cho Viện cũng như giảm thiểu thủ tục sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ ở các doanh nghiệp để tạo lập thị trường khoa học công nghệ. Viện cũng đề xuất Ủy ban đề nghị Chính phủ giao Viện triển khai các chương trình nghiên cứu lớn, dài hạn, quan trọng như: triển khai nghiên cứu toàn diện về tiềm năng biển Việt Nam, nghiên cứu tài nguyên dầu khí phi truyền thống, nâng cao hệ số thu hồi dầu và nghiên cứu sản xuất sạch, hiệu quả hơn.

Tại buổi làm việc, Ủy ban Khoa học và Công nghệ Môi trường của Quốc hội đánh giá cao các kết quả nghiên cứu của Viện, đồng thời chia sẻ các khó khăn với Viện khi hệ thống cơ sở hành lang pháp lý chưa phù hợp với xu hướng phát triển khoa học công nghệ nói chung và khoa học công nghệ dầu khí nói riêng. Các đại biểu cho rằng, quy định hiện nay thiếu cơ chế, chính sách gắn kết giữa khoa học công nghệ với sản xuất kinh doanh và khuyến khích doanh nghiệp ứng dụng kết quả nghiên cứu khoa học và công nghệ; chưa có Thông tư hướng dẫn cụ thể dẫn đến việc trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ gặp nhiều khó khăn. TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng, mô hình hoạt động theo Nghị định 115/2005/NĐ-CP đã tạo ra bước đột phá mới, song có nhiều điểm không còn phù hợp với xu thế phát triển hiện nay, hạn chế tính tự chủ của đơn vị, không khuyến khích việc triển khai các nghiên cứu cơ bản, nghiên cứu có tính chiến lược lâu dài.

Kết luận buổi làm việc, TSKH. Phan Xuân Dũng - Ủy viên BCH Trung ương Đảng, Ủy viên Ban Thường vụ Quốc hội, Chủ nhiệm Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường Quốc hội đánh giá cao đóng góp to lớn của Viện đối với sự phát triển của ngành Dầu khí nói riêng và khoa học công nghệ Việt Nam nói chung. Viện đã triển khai hiệu quả công tác nghiên cứu bao trùm các lĩnh vực của ngành công nghiệp dầu khí, đồng thời chuyển đổi mô hình hoạt động theo Nghị định 115/2005/NĐ-CP một cách linh hoạt, sáng tạo, đẩy mạnh hợp tác quốc tế. TSKH. Phan Xuân Dũng cho rằng cơ chế chính sách quyết định đến sự thành công của một đất nước, của từng tổ chức, trong đó sẽ góp phần thúc đẩy phát huy trí tuệ và đam mê lao động sáng tạo. Trên cơ sở các kiến nghị của Viện, Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường Quốc hội sẽ kiến nghị với Đảng, Nhà nước, Chính phủ đổi mới cơ chế chính sách cho khoa học công nghệ. Đồng thời, Chủ nhiệm Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường Quốc hội nhấn mạnh cần khai thác, sử dụng cơ sở dữ liệu dầu khí một cách hiệu quả, phục vụ nghiên cứu điều tra cơ bản tài nguyên môi trường biển, góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia và an ninh quốc phòng.

Ngân Hà

SỬ DỤNG HIỆU QUẢ QUỸ PHÁT TRIỂN KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

Ngày 16/7/2015, tại Hà Nội, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III. Hội đồng đã tập trung phân tích các khó khăn, thách thức trong công tác khai thác và phát triển mỏ; ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn; tình hình trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ nhằm tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh.



Đoàn chủ tịch chủ trì Kỳ họp lần thứ III Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn. Ảnh: Ngọc Linh

Đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn

Hội đồng đã tập trung thảo luận và phân tích các khó khăn, thách thức trong công tác khai thác và phát triển mỏ, đề ra các giải pháp nhằm đảm bảo mục tiêu đề ra trong năm 2015 và các năm tiếp theo. Theo Trưởng Ban Khai thác Dầu khí Lê Ngọc Sơn, trong 6 tháng đầu năm 2015, Tập đoàn đã giám sát chặt chẽ và tối ưu công tác vận hành khai thác, tích cực thực hiện công tác quản lý mỏ, đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn. Cụ thể, Tập đoàn thường xuyên phối hợp với nhà điều hành để nắm bắt công tác vận hành khai thác và đánh giá động thái khai thác của mỏ nhằm triển khai phương án khai thác phù hợp; hỗ trợ nhà thầu trong việc lập kế hoạch tối ưu chế độ khai thác các mỏ; áp dụng các phương pháp can thiệp giếng, kích thích vỉa, ngăn cách nước, ngăn cách cát xâm nhập; sử dụng hiệu quả các biện pháp hỗ trợ khai thác (bơm điện chìm, gaslift) và nghiên cứu các kỹ thuật mới (ngăn cách nước bằng polymer/gel, bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp)...

Hội đồng cho rằng công tác quản lý khai thác mỏ trong 6 tháng cuối năm đang đối diện với nhiều khó khăn, dẫn đến việc lập kế hoạch vận hành và khai thác tiềm ẩn rủi ro: giá dầu và tình hình thời tiết trên biển tiếp tục diễn biến phức tạp; các mỏ chính đang trong giai đoạn suy giảm sản lượng, độ ngập nước tăng nhanh, động thái khai thác phức tạp; rủi ro trong dự báo sản lượng khai thác khí và condensate do mức ấn định khí theo nhu cầu dự kiến sẽ giảm trong cuối năm 2015. Trên cơ sở đó, Ban Khai thác Dầu khí đề xuất giải pháp đảm bảo kế hoạch sản

lượng khai thác năm 2015: đẩy nhanh tiến độ công tác phát triển, đưa các mỏ tiềm năng vào khai thác trong thời gian sớm nhất; tích cực phối hợp với nhà điều hành cùng các công ty dịch vụ chế tạo lắp đặt thiết bị để giải quyết kịp thời các vấn đề phát sinh trong quá trình thực hiện; bám sát các dự án, đưa ra các giải pháp tích cực nhằm đẩy nhanh tiến độ xây dựng, lắp đặt và tối ưu chi phí phát triển mỏ; hỗ trợ nhà điều hành và công ty dịch vụ trong các thủ tục hành chính liên quan để đảm bảo tiến độ công việc; theo dõi chặt chẽ tiến độ của các dự án tại nước ngoài.

Đồng thời, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần thực hiện tốt công tác chuẩn bị và xây dựng phương án vận hành, bao gồm cả phương án dự phòng nhằm giảm thiểu thời gian gián đoạn, tối đa thời gian khai thác trong năm. Đối với các mỏ đang khai thác, cần lên phương án thu thập số liệu khai thác phù hợp; nghiên cứu phân tích, đánh giá động thái khai thác của giếng, vỉa và hệ thống thiết bị; lập kế hoạch ứng phó kịp thời và phù hợp khi có sự cố trong vận hành khai thác; đưa ra các giải pháp công nghệ mỏ phù hợp để xử lý tình trạng ngập nước, cát xâm nhập...; tối ưu hóa các biện pháp hỗ trợ khai thác (gaslift, bơm ép...) để đảm bảo khai thác ổn định. Chủ động điều chỉnh sản lượng khai thác phù hợp với tình hình giá dầu biến động: đóng hoặc giảm sản lượng khai thác ở một số mỏ có sản lượng thấp để giảm chi phí vận hành, đảm bảo tính kinh tế cho dự án; giảm ấn định khí ở mỏ có giá khí cao và tăng ấn định khí ở các mỏ có giá khí thấp hơn; giãn tiến độ đưa mỏ vào khai thác đối với mỏ cho giá trị kinh tế kém khi giá dầu thấp.

Sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ

Hội đồng Khoa học Công nghệ đã tập trung phân tích các khó khăn, thách thức trong việc trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ tại Tập đoàn và các đơn vị hiện nay. Theo Ban Khoa học Công nghệ, Tập đoàn đã xây dựng Quy chế trích lập và sử dụng Quỹ từ năm 2011, đồng thời hướng dẫn các đơn vị hướng dẫn, đôn đốc các đơn vị thành viên xây dựng Quy chế trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của đơn vị. Tuy nhiên, quy định của pháp luật còn nhiều điểm chưa rõ hoặc thiếu tính thực tế, gây khó khăn trong quá trình thực hiện; Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của Tập đoàn không được sử dụng để đầu tư cơ sở vật chất phục vụ nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam.

Cụ thể, Thông tư số 15/2011/TT-BTC và 105/2012/TT-BTC sửa đổi, bổ sung Thông tư 15/2011/TT-BTC của Bộ Tài chính về hướng dẫn thành lập, tổ chức, hoạt động, quản lý và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của doanh nghiệp còn một số bất cập và thiếu cụ thể là nguyên nhân khiến doanh nghiệp bị động, gặp lúng túng trong quá trình triển khai thực hiện. Ví dụ như tại Điều 2, Khoản 1.2, Mục b Thông tư 105/2012/TT-BTC quy định: “Máy móc, thiết bị để đổi mới công nghệ phải đảm bảo việc thay thế một phần hay toàn bộ công nghệ đã, đang sử dụng bằng công nghệ khác tiên tiến hơn, hiệu quả hơn và được cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền xác nhận”. Tuy nhiên trong thực tế, Cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền tại địa phương (Sở Khoa học và Công nghệ) nơi doanh nghiệp đặt trụ sở đã từ chối xác nhận theo quy định của Thông tư 105/2012/TT-BTC, gây nhiều khó khăn cho doanh nghiệp có nhu cầu sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ để đổi mới công nghệ.

Nghị định 95/2014/NĐ-CP của Chính phủ quy định doanh nghiệp Nhà nước hàng năm phải trích từ 3 - 10% thu nhập tính thuế thu nhập doanh nghiệp để lập Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của doanh nghiệp. Quy định này chưa hợp lý ở chỗ với một số doanh nghiệp Nhà nước có lãi trước thuế lớn/tính thuế lớn (như Tập đoàn hay PVEP) thì số dư Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ có thể sẽ rất lớn, trong khi hướng dẫn sử dụng Quỹ tại Thông tư 15/2011/TT-BTC và Thông tư 105/2012/TT-BTC còn bất cập, dẫn đến không giải ngân được từ Quỹ để đổi mới công nghệ và tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ của doanh nghiệp, phục vụ nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Về vấn đề trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ yêu cầu các đơn vị nghiêm túc trích lập Quỹ

Phát triển Khoa học và Công nghệ theo đúng quy định của pháp luật, sử dụng hiệu quả Quỹ này cho các hoạt động nghiên cứu, đào tạo, đổi mới công nghệ, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh.

Trên cơ sở năng lực sản xuất, cung - cầu sản phẩm lọc hóa dầu tại Việt Nam, TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam đại diện Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí trình bày ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Khi thuế nhập khẩu cắt giảm theo cam kết trong các Hiệp định thương mại tự do (FTA), sẽ gây sức ép rất lớn cho hàng hóa sản xuất trong nước. Do đó, Tập đoàn và các đơn vị (sản xuất xăng dầu, phân bón, xơ sợi...) phải chủ động nâng cao năng lực cạnh tranh, tăng cường xuất khẩu/hỗ trợ xuất khẩu sản phẩm và dịch vụ; đồng thời đề xuất chính sách hỗ trợ sản xuất trong nước đối với FTA đã ký và chủ động tham gia đàm phán, đưa các điều khoản phù hợp vào các FTA chưa ký.

Để hỗ trợ sản xuất trong nước, Tiểu ban đề xuất Nhà nước, Chính phủ, các Bộ/Ngành cần xây dựng chính sách thương mại phù hợp, xem xét áp dụng hàng rào phi thuế quan: giải pháp tiêu chuẩn kỹ thuật, chất lượng, an toàn - sức khỏe - môi trường; tiêu chuẩn trách nhiệm xã hội; bảo vệ thương mại tạm thời: tự vệ, chống bán phá giá... Đối với FTA đang đàm phán, cần kéo dài nguyên tắc xuất xứ, áp dụng phòng vệ theo ngưỡng; sử dụng nguồn thuế tiêu thụ đặc biệt/thuế giá trị gia tăng/thuế bảo vệ môi trường/quỹ hỗ trợ bình ổn sản xuất trong nước.

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh nhấn mạnh cần sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ để triển khai các giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu cần thay đổi cách tiếp cận và triển khai hoạt động nghiên cứu khoa học, tư vấn định hướng, xây dựng chương trình hành động và đề ra các giải pháp mang tính đột phá cho Tập đoàn phát triển trong giai đoạn trước mắt cũng như lâu dài. Đồng thời, cần tăng cường công tác dự báo về thị trường, xu thế phát triển của khoa học công nghệ, của từng lĩnh vực trong tổng thể chung về kinh tế - tài chính, địa chính trị của thế giới, ASEAN, Việt Nam; xây dựng đội ngũ chuyên gia giỏi, đội ngũ khoa học công nghệ đầu ngành để dẫn dắt, định hướng phát triển cho từng lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Đây là nền tảng để phát triển khoa học công nghệ đúng hướng và thực sự mang lại hiệu quả, đồng thời Hội đồng tiếp tục đề xuất các giải pháp hỗ trợ hoạt động nghiên cứu phát triển của Tập đoàn và các đơn vị thu được kết quả cụ thể và đem lại hiệu quả thiết thực.

Ngọc Linh

ƯU TIÊN PHÁT TRIỂN CÔNG NGHIỆP HÓA DẦU TỪ KHÍ THIÊN NHIÊN

Tại Hội thảo “Ưu tiên phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí thiên nhiên tại Việt Nam”, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ dành tối thiểu 20% sản lượng khí để phát triển các dự án hóa dầu. Hội thảo đã tập trung phân tích, đánh giá cơ hội về thị trường, nguyên liệu, xu hướng công nghệ, đặc biệt là định hướng chế biến sâu khí, tích hợp chế biến khí và lọc hóa dầu để gia tăng chuỗi giá trị, nâng cao sức cạnh tranh của các công trình/dự án thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí.



Ông Phan Đình Đức - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu khai mạc Hội thảo. Ảnh: Như Trang

Ngày 28/7/2015, tại trụ sở Viện Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo “Ưu tiên phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí thiên nhiên tại Việt Nam”. Tham dự Hội thảo có đại diện Văn phòng Chính phủ, Tổng cục Năng lượng - Bộ Công Thương, Bộ Kế hoạch Đầu tư, Bộ Tài chính, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên. Hội thảo đã tập trung thảo luận các nội dung: Đánh giá về các nguồn khí, cơ chế giá khí cho việc phát triển các dự án hóa dầu từ khí; Định hướng phát triển hóa dầu từ khí thiên nhiên.

Hội thảo đã phân tích, đánh giá nguồn nguyên liệu khí cho từng khu vực, từng giai đoạn, cân đối giữa nhu cầu sử dụng cho các mục tiêu khác nhau và cơ chế giá khí cho các hộ tiêu thụ trong giai đoạn trước mắt, cũng như lâu dài, cơ chế giá khí cho mục tiêu phát triển hóa dầu. Đồng thời, các đại biểu tham dự Hội thảo đã phân tích, đánh giá các cơ hội phát triển về thị trường, nguyên liệu, xu hướng công nghệ, cơ chế chính sách... và đề xuất định hướng phát triển các sản phẩm hóa dầu tiềm năng từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên; đặc biệt là định hướng chế biến sâu khí, tích hợp chế biến khí và lọc hóa dầu để gia tăng chuỗi giá trị, nâng cao sức cạnh tranh của các công trình/dự án thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí.

Theo ông Đỗ Đông Nguyên - Trưởng Ban Khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, khả năng cung cấp khí từ các mỏ đang khai thác, đang và chuẩn bị đưa vào phát triển từ

nay đến năm 2035 đạt khoảng 333 tỷ m³. Từ năm 2025, sản lượng khí trung bình đạt trên 20 tỷ m³/năm. Sau khi hoàn thành nâng cấp hạ tầng tại khu vực mỏ Bạch Hổ và đưa hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 đi vào hoạt động, nguồn cung khí của khu vực Đông Nam Bộ có thể đáp ứng nhu cầu của thị trường ở mức 8,7 tỷ m³/năm (cao hơn so với hiện nay 0,5 - 1,3 tỷ m³/năm). Sau khi phát triển giai đoạn 2 mỏ Sư Tử Trắng và/hoặc mỏ Sao Vàng, Đại Nguyệt vào khai thác đồng thời với việc triển khai dự án đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2 thì sản lượng khí cung cấp cho các hộ tiêu thụ có thể lên đến 9,5 tỷ m³/năm, cao hơn so với nhu cầu của các hộ tiêu thụ hiện hữu. Do đó, khu vực Đông Nam Bộ có thể cân đối khí cho các dự án hóa dầu hoặc các hộ tiêu thụ mới với nguồn khí đảm bảo đến năm 2025.

Tại khu vực Tây Nam Bộ, mặc dù có chính sách ưu tiên cung cấp khí cho sản xuất điện song cần tính toán, so sánh hiệu quả kinh tế với việc phát triển dự án hóa dầu (ví dụ dành khoảng 100.000m³ để nâng công suất Nhà máy Đạm Cà Mau lên 110%, tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có). Tại khu vực Bắc Trung Bộ, nguồn cung cao hơn nhiều so với nhu cầu đặc biệt khi mỏ Cá Voi Xanh giai đoạn 2 đi vào phát triển khai thác. Việc cân đối khí cho phát triển hóa dầu tại khu vực này có nhiều triển vọng, khả thi.

Trong báo cáo “Định hướng phát triển hóa dầu từ khí thiên nhiên”, TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng Viện Dầu



Việc phát triển các dự án hóa dầu tại khu vực miền Trung có lợi thế: khả năng cung cấp khí với lượng lớn, lâu dài và có thể tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

khí Việt Nam cho rằng, Việt Nam đang chủ yếu sử dụng khí cho sản xuất điện (84%). Trong khi đó, các nước có nguồn tài nguyên khí thiên nhiên có xu hướng sử dụng nhiều khí để sản xuất các sản phẩm hóa dầu (tích hợp lọc - hóa dầu, chuỗi C_1 , olefins và aromatics), hỗ trợ các ngành công nghiệp mũi nhọn và xuất khẩu. Việc sử dụng khí cho hóa dầu làm tăng hiệu quả sử dụng khí hơn so với sử dụng cho điện và công nghiệp/dân dụng: ổn định, lâu dài, tạo giá trị gia tăng. PTT (Thái Lan), SCG (Singapore), SCG (Malaysia) có lợi nhuận ổn định ở mức cao nhờ phát triển mạnh lĩnh vực hóa dầu, đặc biệt từ chuỗi olefins, ngay cả khi giá dầu thô sụt giảm mạnh. Các nước ở khu vực Đông Nam Á đều có cơ chế giá khí cho hóa dầu thấp (ưu đãi từ giá trộn, tariff và lợi nhuận) để hỗ trợ, khuyến khích phát triển các dự án hóa dầu trong giai đoạn đầu, tạo khả năng cạnh tranh.

Trên cơ sở cân đối cung - cầu khí tại Việt Nam, TS. Nguyễn Anh Đức cho rằng, Tập đoàn nên sử dụng 3,6 - 4,2 tỷ m^3 khí/năm để sản xuất các sản phẩm hóa dầu. Trong đó, chủ yếu sử dụng khí tại miền Trung (50 - 70%) để sản xuất propylene và các hóa chất đặc biệt (2-EH, AA, 2-EHA): tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; khả năng cung cấp khí với lượng lớn, lâu dài; thành phần khí tương đối phù hợp cho chuỗi hóa dầu từ C_1 và sử dụng các công nghệ mới để chuyển hóa thành các olefins, nguyên liệu hóa dầu cơ sở. Khí khu vực Đông Nam Bộ có hàm lượng ethane cao, thuận lợi để tách ethane sản xuất ethylene từ đó sản xuất các sản phẩm giá trị cao như: EVA, MMA, SM, sản xuất PS, NH_3 và các dẫn xuất NH_4NO_3 , HNO_3 , MAs. Khí khu vực Tây Nam Bộ có thể sản xuất urea và các dẫn xuất (melamine).

Theo các chuyên gia tham dự Hội thảo, Việt Nam có trữ lượng khí đủ để phát triển công nghiệp hóa dầu, cần định hướng ưu tiên phát triển hóa dầu từ khí và coi đây là một trong những lĩnh vực phát triển quan trọng để đảm bảo sự phát triển bền vững trong thời gian tới. Dựa trên đặc điểm nguyên liệu, thị trường (cung - cầu, giá, khả năng tiêu thụ), các dự án phải hướng tới thị trường khu vực để đạt tính kinh tế quy mô và kéo dài chuỗi giá trị. Hiện phương án phát triển khai thác mỏ Cá Voi Xanh giai đoạn 1 đang được nghiên cứu và chủ yếu sử dụng cho nhà máy điện. Do đó, cần sớm có quy hoạch, nghiên cứu đầu tư về các dự án hóa dầu sử dụng khí tại khu vực miền Trung, đồng bộ với phương án/quy hoạch phát triển mỏ Cá Voi Xanh.

Hội thảo cho rằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần xây dựng kế hoạch chi tiết, xác định nhu cầu khí cho từng dự án, đồng thời đề xuất Chính phủ và các Bộ/Ngành có chính sách thu hút đầu tư các dự án hóa dầu từ khí: cam kết cung cấp khí ổn định cho các dự án khả thi; có cơ chế giá khí dài hạn phù hợp (giá khí thấp trong giai đoạn đầu, sau đó tương quan với giá LNG, đảm bảo khả năng trả vốn và lãi vay); đưa vào danh mục các dự án đặc biệt ưu đãi đầu tư.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết sẽ tiếp tục nghiên cứu, tăng cường hợp tác với các công ty dầu khí quốc tế/quốc gia, khai thác kinh nghiệm, công nghệ, thị trường quốc tế, nghiên cứu ứng dụng sáng tạo, cải tiến công nghệ và sản phẩm... để phát triển tổ hợp hóa dầu từ khí với quy mô lớn, đảm bảo hiệu quả kinh tế và khả năng cạnh tranh.

Việt Hà

ĐẶC TÍNH VĨA CHỨA VÀ MÔ HÌNH ĐỘ RỖNG KÉP MÔ PHÒNG KHAI THÁC ĐỐI TƯỢNG MÓNG NÚT NẸ MỎ CÁ NGỪ VÀNG

TS. Nguyễn Hải An¹, TS. Ngô Hữu Hải¹, ThS. Nguyễn Hoàng Đức¹
KS. Phạm Tuấn Dũng², KS. Phạm Thị Thủy², KS. Bùi Văn Lâm²
PGS. TS. Lê Xuân Lâm³, KS. Lê Huy Hoàng²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long

³Đại học Mỏ - Địa chất

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Trong thân móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng tồn tại ít nhất 2 hệ thống độ rỗng riêng biệt có thể được mô phỏng bằng cách phân loại các đới nứt nẻ dựa trên tỷ phần giữa nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ. Điều này có thể thấy được qua kết quả phân tích mẫu từ các giếng khoan ở các mỏ lân cận như mỏ Bạch Hổ, kết quả phân tích tài liệu thử giếng DST và số liệu khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng.

Ở Việt Nam, các nhà điều hành dầu khí đang sử dụng mô hình độ rỗng đơn để mô phỏng các động thái khai thác trong đối tượng móng nứt nẻ. Tuy nhiên, kết quả cho thấy các mô hình này không phản ánh đúng động thái khai thác thực tế của các thân dầu móng nứt nẻ, dẫn đến các dự báo không chính xác cho việc quản lý khai thác mỏ. Nhiều nhà điều hành dầu khí đã nghiên cứu xây dựng các kiểu mô hình khác nhau và có nhiều ý tưởng đổi mới, nhưng vẫn chưa có được mô hình thích hợp cho việc đánh giá và dự báo khai thác.

Thực tế cho thấy mô hình độ rỗng đơn không thể phản ánh được động thái khai thác của các đối tượng móng nứt nẻ, đặc biệt là mô phỏng độ ngập nước và dự báo. Trong khi đó, mô hình độ rỗng kép có thể mô phỏng chính xác sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép. Bài báo giới thiệu phương pháp và quy trình xây dựng mô hình độ rỗng kép để mô phỏng động thái khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng.

Từ khóa: Độ rỗng đơn, độ rỗng kép, đá móng nứt nẻ, mô hình mô phỏng khai thác, liên kết số liệu, mỏ Cá Ngừ Vàng.

1. Giới thiệu

Công tác nghiên cứu đặc trưng công nghệ mỏ và mô phỏng khai thác đối tượng móng granite nứt nẻ chứa dầu ở bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam đã được quan tâm phát triển từ những năm 90 của thế kỷ XX. Đa số các thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ bể Cửu Long đều có đặc trưng bởi lưu lượng khai thác ban đầu lớn, nhưng sau đó giảm rất nhanh và gần như không có thời kỳ khai thác ổn định ở mức hợp lý cho dòng của vỉa.

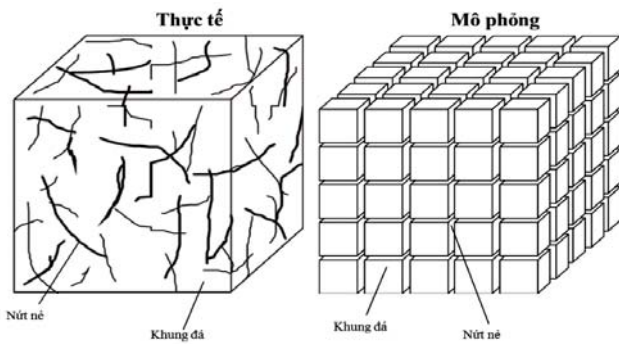
Mô hình mô phỏng số thường được sử dụng để lựa chọn phương án phát triển khai thác. Hiện nay, các nhà điều hành khai thác dầu từ các đối tượng móng nứt nẻ ở bể Cửu Long thường sử dụng mô hình độ rỗng đơn để mô phỏng khai thác, khớp lịch sử cũng như dự báo khai thác dài hạn. Mô hình độ rỗng đơn có ưu điểm là đơn giản, gọn nhẹ và không mất nhiều thời gian trong xây dựng và sử dụng mô hình. Tuy nhiên, các mô hình độ rỗng đơn thường cho kết quả dự báo khai thác không chính xác, đặc biệt là sự xuất hiện của nước trong giếng khai thác và mức độ sụt giảm rất mạnh của dòng

dầu ngay cả khi lưu lượng chung của giếng đã được điều chỉnh.

Trong khi đó, mô hình độ rỗng kép có nhiều ưu điểm, có thể áp dụng được các hệ số đặc trưng cho tác động hoặc chảy qua lại giữa đới vi nứt nẻ (hoặc các đới nứt nẻ lớn nhưng bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh) chứa dầu có độ thấm thấp với hệ thống nứt nẻ lớn, đóng vai trò dẫn dầu và chất lưu khác từ vỉa vào giếng. Mô hình độ rỗng kép có thể mô phỏng chính xác hơn mô hình độ rỗng đơn về sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở các đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép.

1.1. Mô hình mô phỏng vỉa độ rỗng kép

Khái niệm môi trường độ rỗng kép đã được Barenblatt và Zheltov đưa ra năm 1960 [4]. Theo đó, trong đá chứa nứt nẻ tồn tại: độ rỗng nguyên sinh là phần không gian rỗng giữa các hạt tạo đá (matrix) được hình thành từ thời kỳ lắng đọng; độ rỗng thứ sinh là phần không gian rỗng tạo bởi hệ thống nứt nẻ (fracture). Đến năm 1963, Warren và Root áp dụng mô hình độ rỗng kép để minh giải thử



Hình 1. Mô hình chuyển đổi phần tử vỉa chứa nứt nẻ vào mô phỏng số [4]

giếng của vỉa cát kết nứt nẻ [6]. Mô hình lý tưởng chuyển đổi để tính toán như trên Hình 1.

Dòng chảy của chất lưu từ môi trường rỗng giữa hạt tới hệ thống nứt nẻ được giả định thuộc điều kiện giả ổn định (pseudo-steady) và biểu diễn bằng hệ phương trình:

$$\nabla \times (k_f \nabla P_f) + \alpha_{mf} (P_m - P_f) = c_f \times \mu_o \times \phi_f \times \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad (1)$$

$$\nabla \times (k_m \nabla P_m) - \alpha_{mf} (P_m - P_f) = c_m \times \mu_o \times \phi_m \times \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (2)$$

Sau khi biến đổi, phương trình ứng dụng như sau:

$$\frac{k_{fx}}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial x^2} + \frac{k_{fy}}{\mu} \frac{\partial^2 P_f}{\partial y^2} - \phi_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = \phi_f C_f \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad (3)$$

Phương trình rút gọn:

$$\phi_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\alpha k_m}{\mu} (P_f - P_m) \quad (4)$$

Trong đó:

P: Tham số áp suất trung bình;

k: Độ thấm;

c: Độ nén;

ϕ : Tham số độ rỗng;

μ : Tham số độ nhớt;

α : Hệ số hình học, phụ thuộc vào khoảng cách trung bình của nứt nẻ;

m: Môi trường rỗng giữa hạt;

f: Môi trường rỗng nứt nẻ;

x, y: Phương tính toán dòng chảy.

Bằng phân tích thực nghiệm đối với chất lưu một pha chảy hướng tâm từ vỉa vào giếng, Warrent và Root đưa ra hàm liên kết (λ) của chất lưu giữa 2 môi trường rỗng:

$$\lambda = \alpha \frac{k_m r_w^2}{\sqrt{k_{ex} k_{ey}}} \quad (5)$$

Trong đó:

k_{ex}, k_{ey} : Độ thấm hiệu dụng theo phương x và y;

r_w : Bán kính giếng khoan.

Từ kết quả này, theo sự phát triển của toán - máy tính, mô hình độ rỗng kép được Kazemi [5] hiệu chỉnh cho phù hợp và đưa vào các chương trình tính toán và minh giải tài liệu khai thác cho các vỉa nứt nẻ chứa dầu khí, kể cả các phần mềm mô phỏng vỉa theo 3 chiều và đa thành phần. Các thuật toán mô phỏng quá trình vận động của chất lưu giữa các môi trường rỗng đang được áp dụng rộng rãi trong nhiều phần mềm thương mại của công nghiệp khai thác dầu khí, nhưng chủ yếu là sự vận động của chất lưu giữa môi trường nứt nẻ với môi trường rỗng giữa hạt. Trong đó, các đới nứt nẻ đóng vai trò dẫn dòng chất lưu tới giếng khai thác và liên kết với môi trường rỗng của khung đá, nơi chứa dầu chủ yếu của vỉa.

Các hàm liên kết biểu diễn sự vận động của chất lưu giữa 2 môi trường rỗng được đưa ra dựa trên số liệu thực nghiệm khi theo dõi và phân tích khai thác các vỉa nứt nẻ chứa dầu với cơ chế khai thác bằng bơm ép nước hoặc hỗ trợ năng lượng từ các vùng nước kề áp.

1.2. Đặc tính vỉa và các nghiên cứu về đá móng

Móng granite nứt nẻ là đối tượng chứa dầu khí đặc biệt với chiều dày lớn, dạng khối, không gian rỗng thứ sinh được thành tạo từ các nứt nẻ, dập vỡ bởi các đứt gãy kiến tạo. Không gian rỗng nguyên sinh rất nhỏ, gần như không chứa dầu và cũng không thể cho dòng dầu. Các đới nứt nẻ thường phân bố không đều, cơ chế dòng chảy của chất lưu trong các đới rất khác nhau và thường liên quan đến độ mở, kích thước, mật độ phân bố, hướng của các nứt nẻ cũng như thành phần khoáng vật, mức độ lấp nhét của khoáng vật thứ sinh. Cơ chế dòng chảy của chất lưu trong các đới nứt nẻ khác nhau và ảnh hưởng lẫn nhau nếu có liên thông thủy lực dẫn tới sản lượng dao động lớn giữa các giếng hoặc trong cùng một giếng nhưng ở các chế độ khai thác khác nhau.

Độ thấm của đá chứa biến đổi rất mạnh, từ không thấm ở các đới đá granite nguyên sinh tới hàng nghìn mD đối với vùng nứt nẻ mạnh. Giá trị độ thấm của các khoảng cho dòng phụ thuộc vào sự hiện diện của hệ thống nứt nẻ, tập trung tại các đới dập vỡ với mức độ giảm dần theo chiều sâu. Tính bất đồng nhất cao về độ thấm có ảnh hưởng tiêu cực đến hệ số thu hồi dầu do tác động làm giảm hệ số quét và đặc biệt đối với thân dầu trong móng nứt nẻ có sự tham gia của vùng nước kề áp hoặc có bơm ép nước duy trì áp suất.

Theo số liệu nghiên cứu mẫu lõi mỏ Bạch Hổ và mẫu mùn khoan tại các cấu tạo móng nứt nẻ trong bể Cửu Long, đá chứa được xếp vào loại độ rỗng kép với đặc trưng ở sự khác biệt rõ rệt về độ rỗng cũng như độ thấm giữa các môi trường rỗng. Không gian rỗng chứa chất lưu vỉa gồm có 2 thành phần chính là các nứt nẻ lớn và các đới vi nứt nằm cận kề. Trong đó, các khe nứt là yếu tố chính tạo khả năng cho dòng trong khi các khối vi nứt tuy có độ thấm không đáng kể nhưng lại đóng vai trò chủ yếu về khả năng chứa dầu của đá [1].

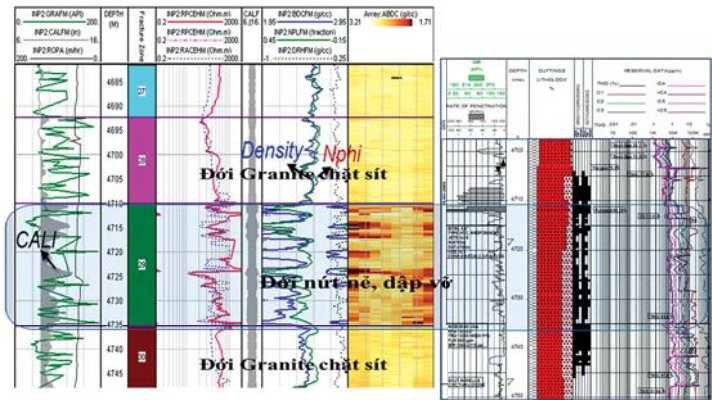
Các nứt nẻ lớn thường có độ mở trên 100µm, phổ biến từ 0,3mm đến 2 hoặc 3cm, được thành tạo do các hoạt động kiến tạo và nằm kể đứt gãy hoặc các đới xâm nhập, các dykes mạch. Độ rỗng trung bình của các đới nứt nẻ lớn chỉ khoảng 1 - 2%, nhưng độ thấm có thể đạt 20 Darcy.

Các đới vi nứt nằm lân cận các đới nứt nẻ lớn và lẫn sâu vào bên trong phần khối đá rắn chắc, chiếm tỷ phần chủ yếu (khoảng 60 - 80%) không gian rỗng của cả hệ khe nứt và tạo khoảng mở có kích thước nhỏ hơn 1mm, đa phần nằm trong khoảng 0,005 - 0,2mm. Giá trị trung bình của độ rỗng ở các đới vi nứt được tính toán vào khoảng 3 - 4%, nhưng độ thấm chỉ vào khoảng 1 - 5mD, và chịu ảnh hưởng của lực mao dẫn và tính dính ướt của đá nứt nẻ. Độ rỗng các đới vi nứt ảnh hưởng mạnh bởi chiều sâu cũng như khoảng cách tới vùng nứt nẻ lớn.

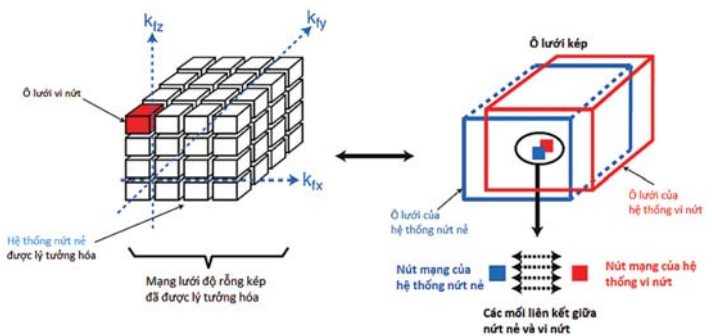
Số liệu nghiên cứu khảo sát thủy động trong giếng khai thác và địa vật lý giếng khoan trong các mỏ cho thấy mức độ bất đồng nhất cao ở quy mô toàn bộ thân dầu với sự phân bố xen kẽ các đới nứt nẻ với các đới đặc sít không thấm (Hình 2). Theo số liệu FMS/FMI, mật độ khe nứt theo dọc thân giếng khoan biến đổi từ 175 khe nứt/m (ở phần nóc vỉa) và giảm xuống còn 55 - 60 khe nứt/100m (ở phần đáy vỉa) với độ mở trung bình của các khe nứt là 950µm. Số liệu này còn cho thấy ở các khoảng cho dòng các nứt nẻ thường có đặc trưng liên tục, độ mở trên 1mm và mật độ không nhỏ hơn 5 nứt nẻ/m.

1.3. Đặc trưng hóa và mô hình mô phỏng khai thác với độ rỗng kép

Do chưa có phần mềm mô phỏng riêng cho thân dầu móng granite nứt nẻ nên động thái khai thác của thân dầu móng granite nứt nẻ phải mô phỏng bằng phần mềm mô phỏng thông thường, có bổ



Hình 2. Minh giải địa vật lý giếng khoan và kết quả FMI giếng CNV-2P [3]



Hình 3. Mạng lưới và liên kết nứt mạng nứt nẻ - vi nứt cho mô hình độ rỗng kép

sung một số công cụ chuyên biệt. Các tham số đặc trưng của đá móng được nghiên cứu và chuyển đổi, hiệu chỉnh cho phù hợp. Tuy nhiên, công tác mô phỏng khai thác vẫn còn tồn tại nhiều khó khăn, phức tạp như: lượng biến số tăng lên nhiều; 2 môi trường rỗng riêng biệt cần có hàm liên kết để mô phỏng dòng chất lưu chảy qua lại; tính bất đồng nhất cao và mức độ mô phỏng chi tiết tính chất đá chứa (kích thước ô lưới) của từng môi trường khác nhau nhiều.

Mô hình độ rỗng kép được đặc trưng bởi phép trung bình hóa các tham số địa chất và công nghệ mỏ vào trong các ô lưới của mô hình. Các tham số thông thường của vỉa chứa gồm: độ thấm, độ rỗng, chiều dày vỉa, độ nhớt chất lưu, hệ số thành hệ và độ nén của cả hệ. Hai tham số cần phải bổ sung: (i) λ - hệ số dòng chảy giữa 2 môi trường rỗng (giá trị cao có nghĩa là chất lỏng dễ dàng chảy từ vi nứt sang hệ thống nứt nẻ); ω - tỷ số mức độ chứa chất lưu của hệ thống nứt nẻ so với tổng thể tích rỗng của đá chứa. Cả hai thông số λ và ω đều được tính toán từ phân tích tài liệu thử giếng theo các công thức sau:

$$\lambda = \alpha \frac{k_{mic}}{k} r_w^2 \text{ và } \omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_{mic}} \quad (6)$$

α : Hệ số hình học, phụ thuộc vào hình dạng của các khối vi nứt nẻ và có đơn vị m^{-2} ;

Các chỉ số mic và f đại diện tương ứng cho hệ thống vi nứt và nứt nẻ.

Các biến áp suất và thời gian không thứ nguyên được sử dụng trong mô hình độ rỗng kép cũng không có sự khác biệt nhiều so với việc sử dụng trong mô hình vỉa đồng nhất thông thường. Mỗi quan hệ giữa áp suất, thời gian không thứ nguyên và giá trị áp suất, thời gian đo đặc được biểu diễn theo các công thức sau [5, 6]:

$$p_{wD} = \frac{k h (p_i - p_{wf})}{141,2 q B \mu} \text{ và } t_D = \frac{0,00633 k t}{[(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m] \mu r_w^2} \quad (7)$$

2. Thử nghiệm xây dựng mô hình 2 độ rỗng cho khối A mỏ Cá Ngừ Vàng

2.1. Quy trình xây dựng mô hình

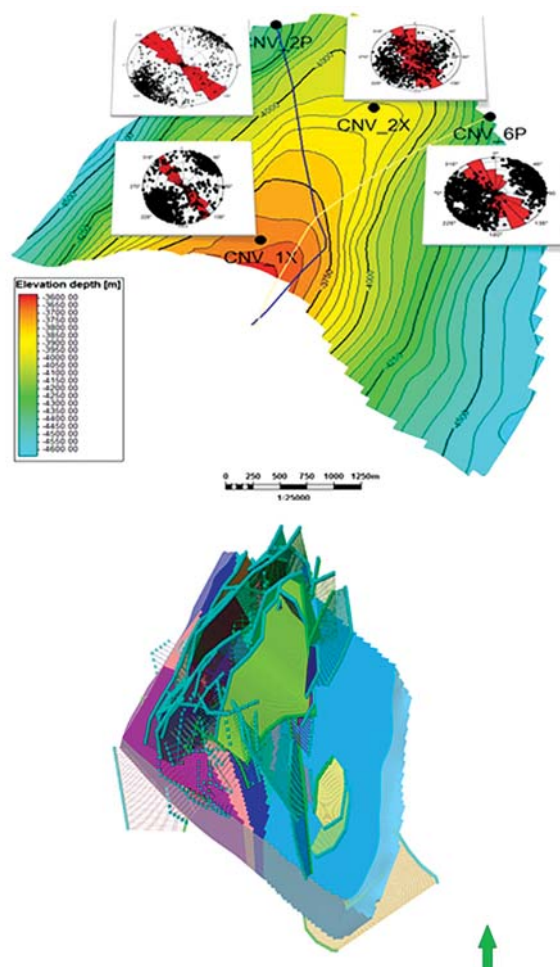
Mỏ Cá Ngừ Vàng hiện mới chỉ có đối tượng móng granite nứt nẻ đang khai thác dầu với diện tích 39km² tại điểm khép kín lớn nhất (13km x 3km) và đỉnh cấu tạo có độ sâu 3.666mTVDss. Đã có 4 giếng khoan thăm dò và thăm lượng được khoan trên toàn bộ diện tích đới nâng, gồm các giếng: CNV-1X, CNV-2X, CNV-3X và CNV-4X. Hiện nay, có 4 giếng đang khai thác dầu và 1 giếng bơm ép.

Thân đá móng granite nứt nẻ ở mỏ Cá Ngừ Vàng đã được đưa vào khai thác từ tháng 7/2008. Phần đá móng nứt nẻ của mỏ Cá Ngừ Vàng được chia cắt thành các khối nhỏ (A, B, C, D, E) bởi đứt gãy thuận theo hướng Tây Bắc - Đông Nam [2]. Các nghiên cứu địa chất kiến tạo được tiến hành từ năm 2001 đã cho thấy dưới tác động địa kiến tạo, cánh Tây của khối A là vùng khai thác chính của mỏ Cá Ngừ Vàng (Hình 4).

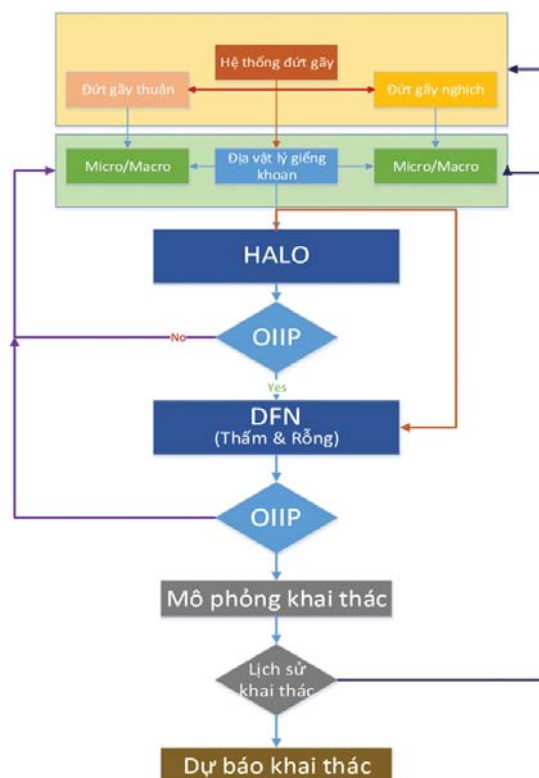
Từ các kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST và kết quả phân tích động thái khai thác có thể thấy thân dầu móng nứt nẻ mỏ Cá Ngừ Vàng là môi trường 2 độ rỗng. Mô hình mô phỏng khai thác độ rỗng đơn hiện nay không phản ánh chính xác động thái khai thác thực tế của mỏ [2, 3]. Trên cơ sở đó, mô hình độ rỗng kép đã được nghiên cứu xây dựng để phản ánh đúng bản chất môi trường dòng chảy trong hệ thống 2 độ rỗng của mỏ. Sơ đồ khối về quy trình xây dựng mô hình khai thác độ rỗng kép cho mỏ Cá Ngừ Vàng được trình bày trong Hình 5. Phân bố độ rỗng trong hệ thống vỉ nứt và nứt nẻ được thể hiện trong Hình 6.

2.2. Kết quả khớp số liệu lịch sử khai thác

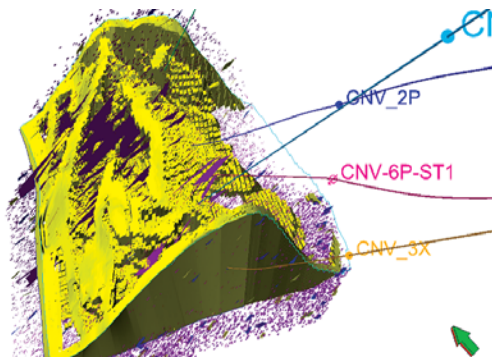
Quá trình tái lập lịch sử được thực hiện bằng cách tái lập các số liệu khai thác cơ bản (đến ngày 31/12/2012) như áp suất đáy giếng, lưu lượng dầu khai thác, lưu lượng nước bơm ép, tỷ số khí dầu khai thác GOR... Để



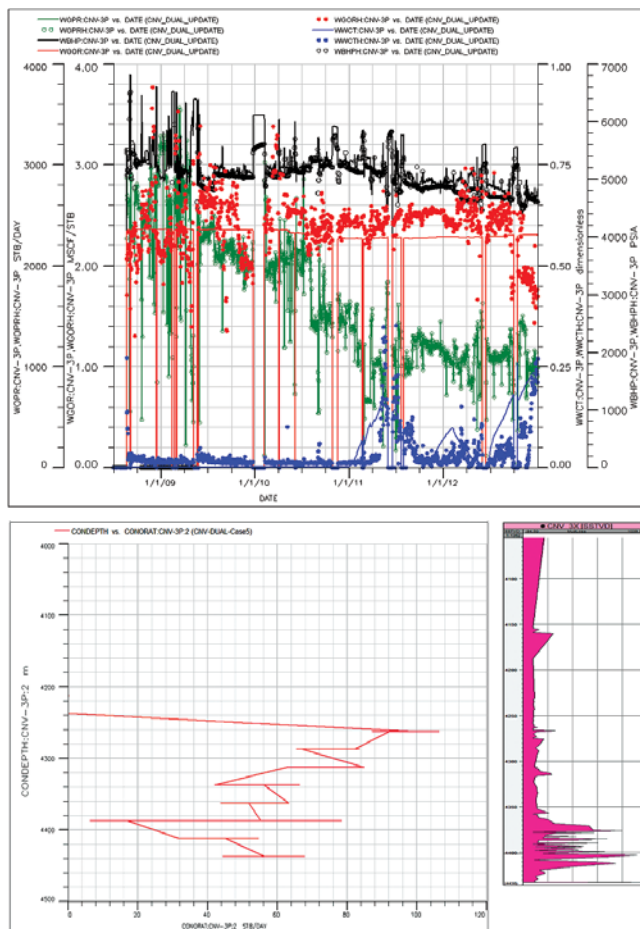
Hình 4. Bản đồ nóc móng và phân bố đứt gãy trong khối A mỏ Cá Ngừ Vàng [2]



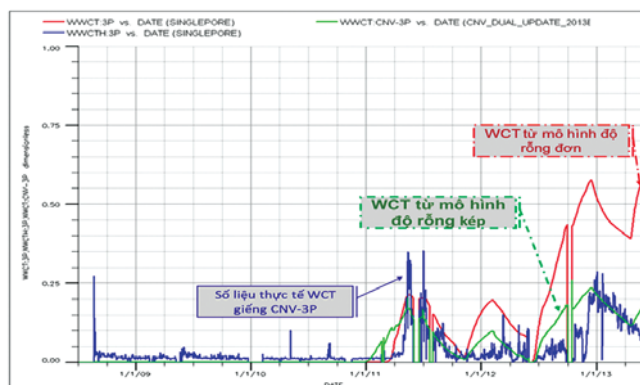
Hình 5. Quy trình xây dựng mô hình 2 độ rỗng cho mỏ Cá Ngừ Vàng [2, 3]



Hình 6. Mô hình địa chất và DFN khối A mỏ Cá Nù Vàng [3]



Hình 7. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng CNV-3P [2]



Hình 8. So sánh khả năng mô phỏng động thái ngập nước giếng CNV-3P giữa mô hình độ rỗng đơn và độ rỗng kép với số liệu thực tế khai thác

phản ánh chính xác động thái khai thác của mỏ, mô hình độ rỗng kép cũng tiến hành khớp lịch sử sự phân bố dòng theo số liệu khảo sát PLT và mất dung dịch khoan. Việc thay đổi, hiệu chỉnh sự phân bố độ rỗng và độ thấm được thực hiện trực tiếp trên mô hình địa chất 3D bằng phương pháp “krigging”.

Kết quả khớp tái lập lịch sử cho kết quả khớp số liệu áp suất và phân bố dòng chảy rất tốt. Đặc biệt, mô hình đã phản ánh chính xác động thái ngập nước ở giếng CNV-3P - giếng có hiện tượng nước xâm nhập trong quá trình khai thác (Hình 7). Như vậy, mô hình độ rỗng kép đã phản ánh chính xác hơn các động thái khác thác của mỏ, đặc biệt là về động thái ngập nước (Hình 7) và phân bố dòng chảy dọc thân giếng so với mô hình độ rỗng đơn.

3. Kết luận

Mô hình độ rỗng kép có thể áp dụng các hệ số đặc trưng cho tác động hoặc chảy qua lại giữa đới vi nứt nẻ (hoặc các đới nứt nẻ lớn nhưng bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh) chứa dầu có độ thấm thấp với hệ thống nứt nẻ lớn đóng vai trò dẫn dầu và chất lưu khác từ vỉa vào giếng. Mô hình độ rỗng kép có thể khắc phục nhược điểm hoặc sai số khi mô phỏng khai thác bằng mô hình độ rỗng đơn cho thu hồi dầu thứ cấp có bơm ép nước như mô phỏng tốt hơn nhiều về sự xuất hiện sớm của dòng nước trong giếng khai thác ở những đới nứt nẻ mạnh có liên thông với giếng bơm ép. Từ đó, mô hình độ rỗng kép có thể dự báo tốt hơn và chính xác hơn về khả năng cho dòng cũng như thu hồi cuối cùng của các giếng khai thác bị ảnh hưởng đáng kể do các đới thấm tốt liên thông trực tiếp tới giếng bơm ép hoặc vùng nước kể áp.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hải An. *Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO₂ cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen*. Luận án Tiến sĩ, Đại học Mỏ - Địa chất. 2012.
2. Nguyễn Hải An, Nguyễn Hoàng Đức, et al. *Building a dual-porosity/dual-permeability reservoir models for the Ca Ngu Vang naturally fractured basement reservoir*. Applied study for Hoan Vu JOC. 2010.
3. Bùi Thiệu Sơn và nnk. *Đánh giá hiện trạng khai thác - bài học và đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả khai thác tầng móng nứt nẻ các mỏ dầu khí*. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. 2014.
4. G.E Barenblatt, I.P. Zheltov, I.N. Kochina. *Basic concept in the theory of homogeneous liquids in fissured rocks*. Journal Application Math. 1960; 24: p 1286-1303.

5. H. Kazemi, Merrill. *Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoir*. SPE Journal. 1976; 16(6): p. 317-326.
6. J.E.Warren, P.J.Root. *The behavior of naturally fractured reservoirs*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1963; 3(3): p. 245 - 255.
7. K.Serra, A.C.Reynolds, R.Raghavan. *New pressure transient analysis methods for naturally fractured reservoirs*. Journal of Petroleum Technology. 1983; 35(12): p. 2271 - 2283.
8. M.J.Mavor, H.Cinco-Ley. *Transient pressure behavior of naturally fractured reservoirs*. SPE California Regional Meeting, Ventura, California. 18 - 20 April, 1979.

Characterisation and building of dual porosity model for production simulation of Ca Ngu Vang fractured basement reservoir

**Nguyen Hai An¹, Ngo Huu Hai¹, Nguyen Hoang Duc¹
 Pham Tuan Dung², Pham Thi Thuy², Bui Van Lam²
 Le Xuan Lan³, Le Huy Hoàng²**

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Hoang Long Joint Operating Company

³University of Mining and Geology

Summary

Ca Ngu Vang fractured granitic basement reservoir consists of at least two porosity-permeability systems that could be modelled by classifying fractured zones based on the proportion of micro fracture and macro fracture. It is indicated by: (i) the results of core analysis from wells of neighbouring fields such as Bach Ho basement reservoir; (ii) the DST and the production analysis results of Ca Ngu Vang wells.

In Vietnam, the operators have been using single porosity model to simulate production performance in fractured basement reservoirs. However, well behaviour shows difficulties in production prediction that usually leads to overestimation. Many operators have conducted researches, developed and built different modelling methods, even with dual porosity model. Although there are several innovative ideas, but still no appropriate model for production forecast and evaluation has been developed.

In fact, the single porosity model behaviour could not capture production data, especially water-breakthrough and production forecast. Therefore, the second concept of dual porosity model was used for modelling Ca Ngu Vang fractured basement reservoir. This paper focuses on the modelling methodology for setting up reliable production performance model of heterogeneous fractured granitic basement reservoir.

Key words: Single porosity, dual porosity, fractured basement reservoir, simulation model, integrated data, Ca Ngu Vang field.

PHÂN TẬP ĐỊA TẦNG VÀ XÁC ĐỊNH MÔI TRƯỜNG LẮNG ĐỘNG TRẦM TÍCH TUỔI MIOCENE SỚM - OLIGOCENE LÔ 09-3 BỂ CỬU LONG TRÊN CƠ SỞ NHỮNG ĐẶC TRƯNG CỦA NHÓM HÓA THẠCH TẢO (DINOCYSTS) NƯỚC NGỌT VÀ PHÂN TÍCH TƯƠNG HỮU CƠ

CN. Mai Hoàng Đảm, ThS. Chu Đức Quang

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dammh@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các kết quả phân tích về môi trường lắng đọng của các tập trầm tích có tuổi từ Miocene sớm đến Oligocene ở bể Cửu Long cho thấy, chủ yếu các trầm tích được thành tạo trong môi trường đầm hồ nước ngọt và đôi khi bị ảnh hưởng của quá trình lợ hóa. Vì vậy, việc sử dụng các phức hệ hóa thạch bào tử phần trở thành phương pháp nghiên cứu chủ đạo trong việc phân chia các tập trầm tích và xác định môi trường lắng đọng dựa trên cơ sở sự phát triển mang tính chu kỳ của các phức hệ tảo (dinocysts, Botryococcus, Pediastrum) nước ngọt. Bên cạnh đó, sử dụng phương pháp phân tích tương hữu cơ nhằm chính xác hóa môi trường lắng đọng và phần mềm CycloLog hỗ trợ việc chính xác hóa các chu kỳ trầm tích theo tài liệu cổ sinh.

Từ khóa: Tảo nước ngọt, tương hữu cơ, vật liệu hữu cơ, phức hệ hóa thạch, phân tập địa tầng, môi trường lắng đọng.

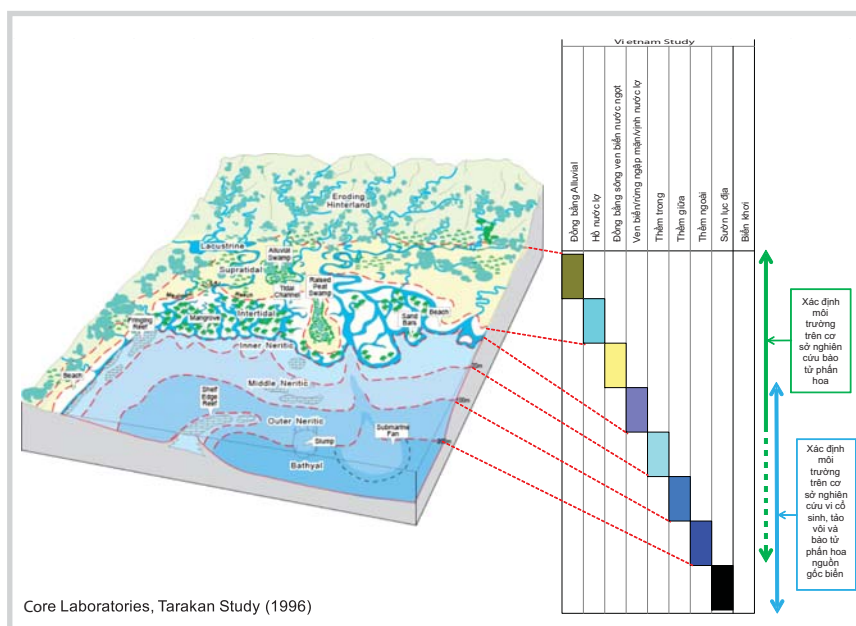
1. Giới thiệu

Việc phân chia địa tầng, tập và môi trường lắng đọng trầm tích được thực hiện bằng nhiều phương pháp khác nhau: sinh địa tầng, địa chấn, địa vật lý và thạch học trầm tích. Trong đó, sinh địa tầng là phương pháp truyền thống cung cấp đầy đủ các bằng chứng để luận giải về môi trường lắng đọng, phân chia các tập trầm tích cũng như tuổi tương đối. Từ kết quả phân tích cổ sinh kết hợp với phần mềm CycloLog hỗ trợ việc phân tập trầm tích dựa trên sự thay đổi của mực nước biển toàn cầu dẫn đến sự biến đổi của các phức hệ hóa thạch [1, 2, 3, 11].

Kết quả phân tích cổ sinh địa tầng các giếng khoan trong bể Cửu Long cho thấy các đặc trưng về phức hệ hóa thạch tương ứng với các thời kỳ phát triển của bể, đặc biệt thể hiện rõ trong trầm tích Oligocene là sự phát triển mang tính chu kỳ của các phức hệ hóa thạch tảo nước ngọt (dinocysts, Botryococcus, Pediastrum). Từ đó, xây dựng được mô hình các đới, phức hệ bào tử phần đặc trưng

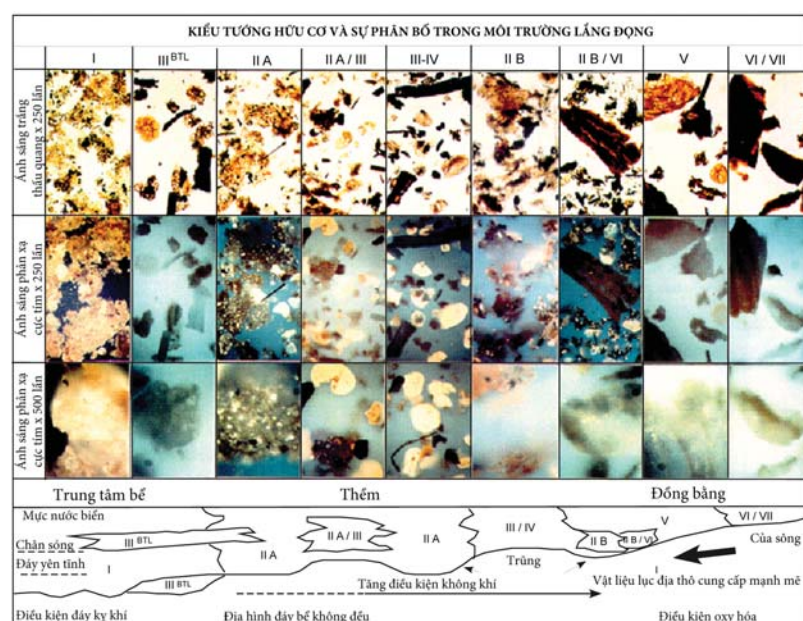
và gần như trùng khớp với các bề mặt địa chấn hiện nay đang sử dụng. Các phát hiện phức hệ bào tử phần đặc trưng này đã giúp ích rất nhiều cho liên kết các đơn vị địa tầng và phân tập trầm tích trong các giếng khoan mà tài liệu địa chấn và địa vật lý giếng khoan bị hạn chế sự phân định trong liên hệ địa tầng.

Thực tế, đối với các trầm tích thuộc Lô 09-3 cũng như trong bể Cửu Long, đối tượng tìm kiếm thăm dò các tích tụ dầu khí chủ yếu là các trầm tích Miocene sớm đến Oligocene được lắng đọng trong môi trường lục địa đến vùng chuyển tiếp. Do vậy, phương pháp nghiên cứu bào tử phần và tương hữu cơ đã trở thành công cụ chủ đạo và xuyên suốt trong việc xác định tuổi, phân tập và môi trường lắng đọng trầm tích.

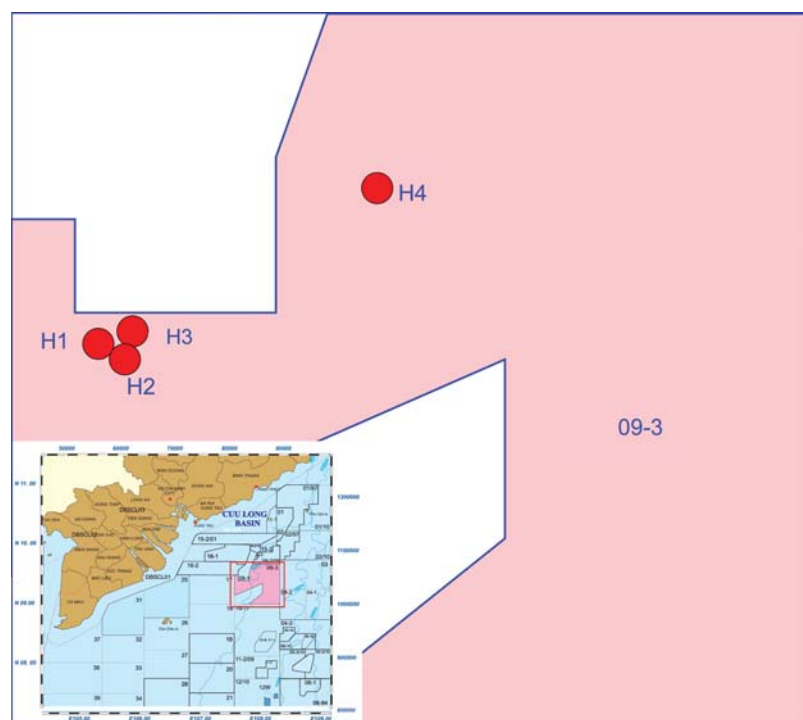


Hình 1. Mô hình các đơn vị môi trường lắng đọng trầm tích (theo dự án hợp tác VPI và CoreLab 2009)

Vật liệu hữu cơ chứa trong trầm tích là đối tượng nghiên cứu của phương pháp phân tích tương hữu cơ khi nghiên cứu bào tử phần. Các mảnh vật liệu hữu cơ (palynomaceral - PM) được phân loại dựa trên tính chất vật lý và độ nổi gồm: PM1, PM2, PM3, PM4 và loại vật liệu hữu cơ vô định hình (sapropel - SOM). Các điều kiện Eh và pH của môi trường lắng đọng trầm tích đã quyết định đến sự tồn tại của các loại mảnh hữu cơ trong đá trầm tích. Sử dụng quy luật sự phân bố của các loại mảnh vụn hữu cơ (PM) và phức hệ hóa thạch ưu thế nhằm chính xác vị trí môi trường lắng đọng cụ thể và trong phạm vi hẹp hơn. Sự phân bố của vật liệu hữu cơ cũng tuân thủ theo quy luật phân dị trầm tích (Hình 2).



Hình 2. Quy luật phân bố các kiểu hữu cơ trong bể trầm tích



Hình 3. Vị trí tương đối các giếng khoan trong Lô 09-3, bể Cửu Long

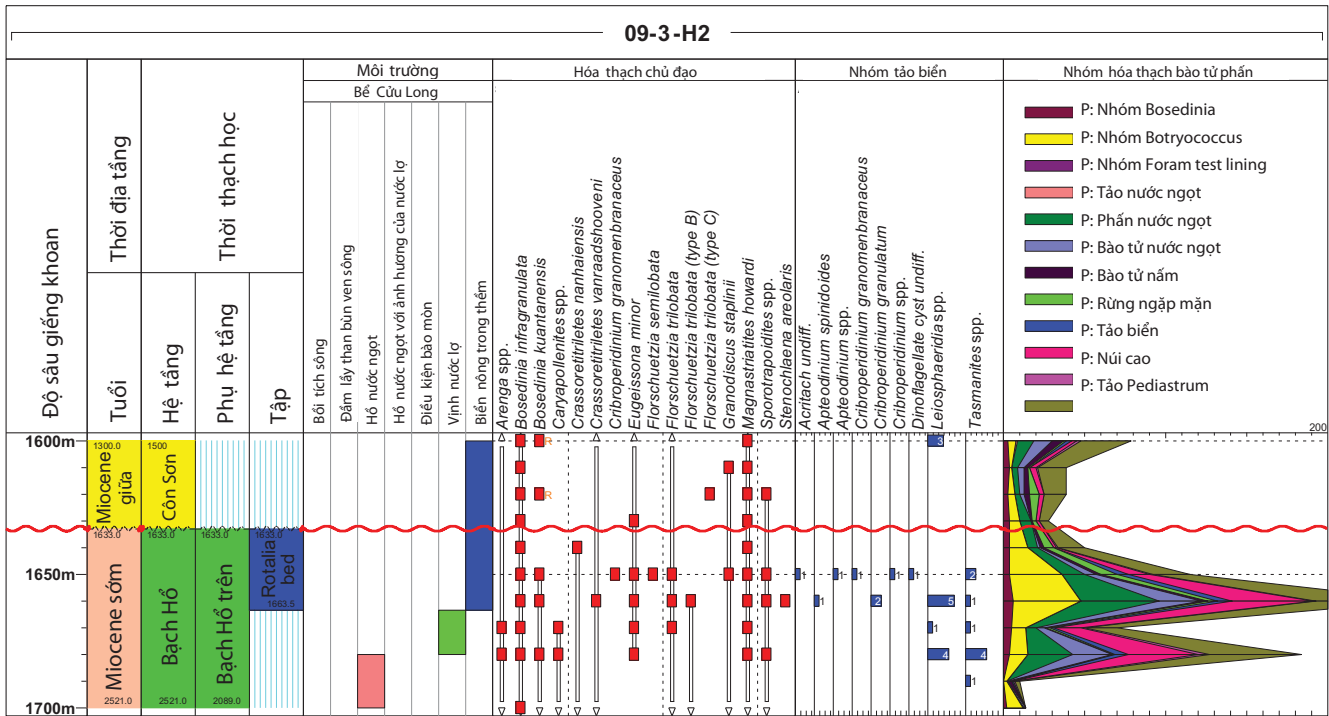
2. Đặc điểm môi trường lắng đọng và phân tập trầm tích Lô 09-3

Các trầm tích được thành tạo trong thời kỳ từ Miocene sớm đến Oligocene ở bể Cửu Long nói chung và Lô 09-3 nói riêng được lắng đọng chủ yếu trong môi trường lục địa đến vùng chuyển tiếp và kết thúc bằng pha trầm tích biển nông, đặc trưng bởi sự thành tạo tập sét biển "Rotalid bed" [3, 4]. Đây là thời kỳ các thành tạo trầm tích phát triển mạnh nhất ở các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam chỉ sau giai đoạn Pliocene - Đệ Tứ [5].

Cơ sở phân chia các tập trầm tích trong thời kỳ này chủ yếu dựa vào phức hệ hóa thạch bào tử phần có nguồn gốc thủy sinh như: *Bosedinia*, *Pediastrum*, *Botryococcus* và *Magnastriatites howardi*.

2.1. Thành tạo trầm tích hệ tầng Bạch Hổ (tuổi Miocene sớm)

Vào cuối Miocene sớm có sự xuất hiện của các pha trầm tích biển tiến, được đánh dấu bằng sự gia tăng các phức hệ rừng ngập mặn và hiện tượng biển xâm nhập trên phạm vi toàn bể Cửu Long hình thành tập sét đặc trưng có màu xanh, chứa phong phú các hóa thạch vi cổ sinh như: *Amonia spp.* (kích thước nhỏ) và sự xuất hiện đầu tiên của hóa thạch tảo (dinocysts) có nguồn gốc biển *Cribopteridinium granomenbranaceus* và phần hoa *Sporotrapoidites spp.* được tìm thấy ở hầu hết các giếng khoan ở bể Cửu Long. Ngoài ra, còn phát hiện phức hệ hóa thạch bào tử phần khá phong phú và các phức hệ hóa thạch (dinocysts) tảo có nguồn gốc biển như: *Cribopteridinium spp.*, *Apteodinium spp.*, *Spiniferites spp.*, *Systematophora spp.*, *Selenopemphix spp.* Tập sét chứa các phức hệ hóa thạch trên phủ khắp bể Cửu Long và tạo thành tầng chắn khu vực cho toàn bể (tầng sét Rotalid) [17]. Nóc của hệ tầng Bạch Hổ tương đương với NBS M2000 là bề mặt trầm tích hạt mịn theo minh giải đường cong gamma-ray (GR) bằng phần mềm CycloLog.



Hình 4. Tập sét biển nông “Rotalid bed” thành tạo vào cuối Miocene sớm tại giếng khoan 09-3-H2

Phức hệ hóa thạch bào tử phần được tìm thấy trong hệ tầng Bạch Hồ được phân chia thành 2 kiểu phức hệ rõ rệt, đặc trưng cho từng môi trường lắng đọng trầm tích khác nhau. Phức hệ bào tử phần trong phụ hệ tầng Bạch Hồ trên phản ánh quá trình lắng đọng trầm tích từ môi trường biển nông ven bờ chứa tầng sét “Rotalid bed” được phát hiện trong mặt cắt giếng khoan 09-3-H2 đến môi trường vũng vịnh nước lợ - hồ nước ngọt và kết thúc bằng môi trường hồ nước ngọt trong điều kiện lộ trần (exposed condition). Phức hệ bào tử phần tìm thấy trong phụ hệ tầng Bạch Hồ trên tương đối giàu hóa thạch và có xu thế nghèo dần xuống phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới, đặc biệt là nhóm hóa thạch trôi nổi (thủy sinh) như: *Bosedinia infragranulata*, *Botryococcus braunii*, *Botryococcus spp.*, *Pediastrum spp.*, *Marsilea spp.*

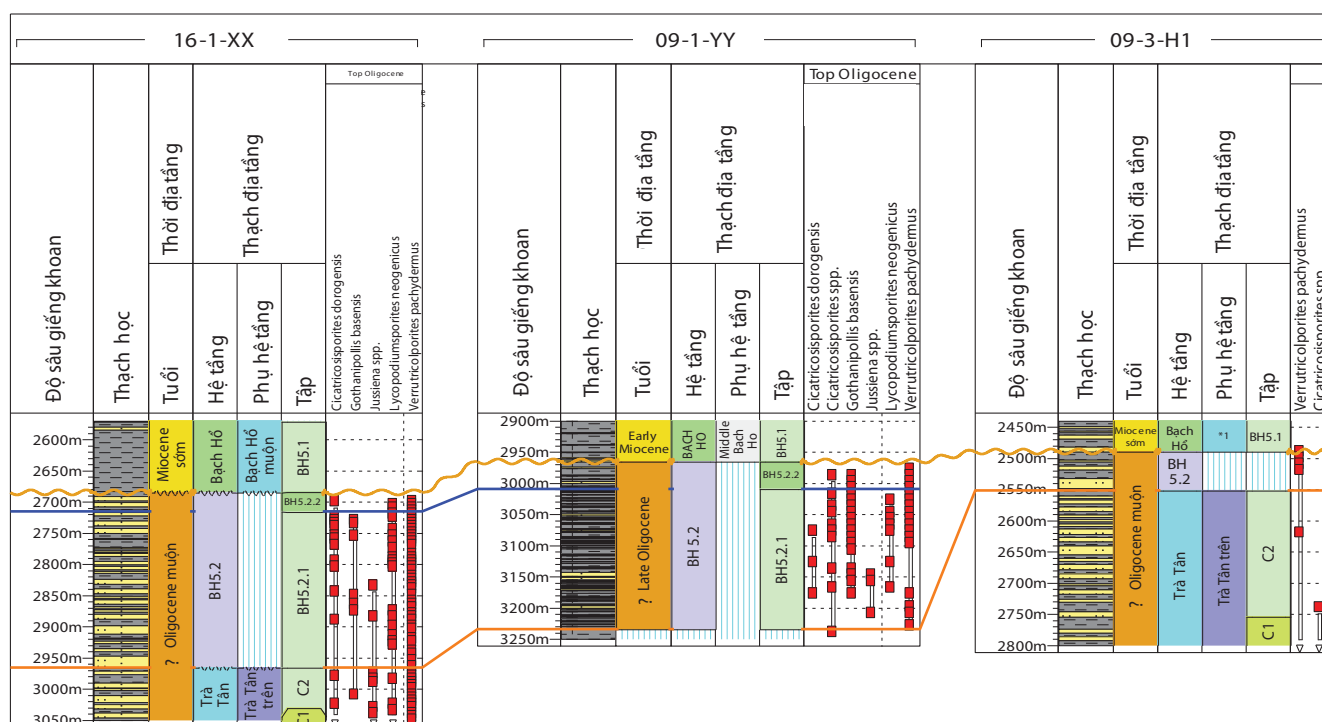
Phức hệ hóa thạch bào tử phần trong phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới rất nghèo có nguồn gốc nội lục của thực vật trên cạn và vật liệu hữu cơ trong trầm tích cũng rất nghèo, phản ánh môi trường lắng đọng trầm tích chủ yếu trong giai đoạn này là đồng bằng sông với năng lượng môi trường cao và tồn tại các giai đoạn ngắn là đầm lầy than bùn ven sông - hồ nước ngọt trong điều kiện lộ phơi của môi trường lắng đọng ven bờ. Trong phụ hệ tầng này, có thể phân định được phụ tập BH5.1 có nóc tương đương với NBS M1500 là bề mặt trầm tích hạt mịn và mặt cắt giếng khoan 09-3-H2 đại diện cho Lô 09-3 và nóc của nó thường lắng đọng trong môi trường hồ nước ngọt chứa

phức hệ hóa thạch đặc trưng *Magnastriatites howardi* và *Bosedinia infragranulata* tăng lên đáng kể trong mặt cắt.

2.2. Thành tạo trầm tích BH5.2 (tuổi Miocene sớm - Oligocene muộn (?))

Tập trầm tích BH5.2 lần đầu tiên được đặt tên bởi Hoàng Long JOC trong giếng khoan 16-1-TGT-1X (2005). Hiện nay, tập trầm tích BH5.2 được một số công ty dầu khí sử dụng và xếp vào đáy của hệ tầng Bạch Hồ có tuổi Miocene sớm. Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs), Viện Dầu khí Việt Nam đề nghị xếp tập trầm tích BH5.2 vào phần muộn nhất của Oligocene có tuổi Miocene sớm - Oligocene muộn (?), trên cơ sở phân tích mẫu bào tử phần hoa, phát hiện phức hệ hóa thạch xác định tuổi Oligocene muộn ở hầu hết các giếng khoan trong bể Cửu Long.

Quan điểm về ranh giới địa tầng Oligocene trên/ Miocene dưới được thể hiện rất khác nhau trong các nghiên cứu đã được công bố. Trong báo cáo “Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Việt Nam” (2001), tác giả Đỗ Bạt [4] đã xếp trầm tích thuộc đáy hệ tầng Bạch Hồ vào tuổi Oligocene nhưng ranh giới nóc của phần trầm tích này chưa được phân định rõ khi so sánh với mặt phản xạ trong bể Cửu Long. Theo cách phân chia địa tầng của tác giả Ngô Thường San [4], nóc của tập trầm tích Oligocene bể Cửu Long là nóc của hệ tầng Trà Tân. Tác giả Swiecicki và Maynard (2009) [16] xếp phần thấp nhất của hệ tầng Bạch Hồ vào tuổi Oligocene khi so sánh địa tầng - kiến tạo (tectonostratigraphy) với các bề trầm



Hình 5. Mặt cắt liên kết trầm tích tập BH5.2 và hóa thạch đặc trưng cho tuổi Oligocene muộn

tích trong khu vực Đông Nam Á. Tác giả Robert J. Morley khi tổng hợp địa tầng Lô 16-1 cho Hoàng Long JOC cũng xếp tập trầm tích BH5.2 vào nóc trầm tích Oligocene trên [14]. Căn cứ vào các kết quả nghiên cứu về địa tầng trên và sự xuất hiện của tổ hợp hóa thạch chủ đạo xác định tuổi Oligocene muộn, VPI-Labs xếp tập trầm tích BH5.2 vào nóc các trầm tích Oligocene trên (?) và phủ trên hệ tầng Trà Tân. Thực tế, các trầm tích tập BH5.2 phân bố khá rộng trong bể Cửu Long thấy rõ trên tài liệu địa vật lý giếng khoan và địa chấn nhưng có sự phân dị về môi trường trầm tích khá phức tạp. Môi trường hồ chỉ tồn tại trong các lô thuộc trung tâm bể, nhưng vùng ven rìa chủ yếu lắng đọng trong đồng bằng bồi tích sông.

Phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa được tìm thấy trong mặt cắt tập BH5.2 thường phong phú tảo *Bosedinia* (khoảng 50 - 60%), *Botryococcus* và *Pediastrum*, điều này thể hiện rõ ở các giếng khoan 09-3-H1 và 09-3-H2. Trong khi đó, các giếng 09-3-H3 và 09-3-H4 rất nghèo phức hệ hóa thạch này, chúng tỏ thuộc phần rìa bể được lắng đọng trong điều kiện môi trường năng lượng cao. Nóc của tập BH5.2 được tìm thấy các hóa thạch đặc trưng cho tuổi Oligocene muộn đó là hóa thạch *Verrutricolporites pachydermus*, *Jussiena spp.*, *Cicatricosisporites dorogensis* và tương đương với PBS O4500P là bề mặt trầm tích hạt thô.

Môi trường lắng đọng trầm tích chủ yếu là đầm hồ nước ngọt ven bờ, năng lượng cao, bởi sự có mặt của phức hệ đặc trưng nhóm tảo nước ngọt *Bosedinia*, *Botryococcus*

và *Pediastrum*. Thành phần vật liệu hữu cơ nghèo, tỷ lệ sapropel biến động mạnh từ rất nghèo đến 50%, chứng tỏ môi trường trầm tích hồ nước ngọt khá phức tạp.

Tuổi Oligocene muộn xác định cho tập trầm tích BH5.2 (Hình 5) cho thấy sự phân bố liên tục các hóa thạch: *Cicatricosisporites dorogensis*, *Cicatricosisporites spp.*, *Jussiena spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus* và *Verrutricolporites pachydermus* trong trầm tích các giếng khoan 16-1-XX, 09-1-YY và 09-3-H1 thể hiện trên mặt cắt Á vĩ tuyến (phía Tây sang phía Đông) từ Lô 16-1 đến Lô 09-1 và Lô 09-3.

2.3. Thành tạo trầm tích hệ tầng Trà Tân (tuổi Oligocene muộn)

Tuổi Oligocene muộn của hệ tầng Trà Tân được xác định trên cơ sở phức hệ các hóa thạch bào tử phần đặc trưng như: *Verrutricolporites pachydermus*, *Lycopodiumsporites neogenicus*, *Cicatricosisporites dorogensis*, *Jussiena spp.*, *Gothanipollis basensis* được tìm thấy ở hầu hết các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu cũng như toàn bể Cửu Long, xác định tuổi không trẻ hơn Oligocene muộn [12, 13].

Các trầm tích hệ tầng Trà Tân chứa phức hệ bào tử phần rất phong phú. Và đặc trưng bằng sự chuyển phức hệ hóa thạch thuộc nhóm tảo (dinocysts) nước ngọt *Bosedinia* đại diện cho trầm tích tập C (Trà Tân trên) sang phức hệ hóa thạch chứa tảo lục *Botryococcus* đại diện cho phần trên của tập trầm tích D (Trà Tân dưới).

- Thành tạo trầm tích phụ hệ tầng Trà Tân trên (tập trầm tích C)

Tập trầm tích C nghèo hóa thạch, giảm đáng kể so với tập D. Tuy nhiên, các hóa thạch nhóm tảo *Bosedinia* vẫn chiếm ưu thế từ 50 - 90%. Nóc của trầm tích tập C thường là tập sét kết chứa phong phú tảo *Bosedinia* và phù hợp với bề mặt NBS O4000. Đặc trưng của tập trầm tích C là phong phú hóa thạch nhóm tảo *Bosedinia*, đại diện cho 2 phụ chu kỳ trầm tích phát triển từ quá trình lợ hóa đến môi trường đầm hồ nước ngọt với các đặc điểm nhận diện các đơn vị địa tầng thường kết thúc bằng các pha phát triển mạnh mẽ của nhóm tảo *Bosedinia*.

+ Phụ tập trầm tích C2

Tập hợp hóa thạch nghèo nhưng hóa thạch nhóm tảo *Bosedinia* vẫn chiếm ưu thế, xuất hiện tương đối đều trong mặt cắt 09-3-H1, 09-3-H2 và phong phú ở mặt cắt 09-3-H4. Điều này cho thấy yếu tố hồ nước ngọt trong điều kiện lộ trần (exposed condition) nên phức hệ hóa thạch và lượng vật liệu hữu cơ chứa trong đá trầm tích thường thấp, thành phần sapropel thấp < 10% chỉ ra môi trường lắng đọng trầm tích trong hồ nước nông, năng lượng môi trường khá cao. Nóc của phụ tập trầm tích C2 tương đương với NBS O4000 là bề mặt trầm tích hạt mịn.

+ Phụ tập trầm tích C1

Đặc trưng chung của phụ tập này cũng tương tự như phụ tập C2 là sự phát triển của tảo *Bosedinia infragranulata*. Hóa thạch của nhóm tảo này có xu thế phát triển mạnh vào thời kỳ cuối của phụ tập trầm tích C1, phản ánh yếu tố hồ nước ngọt trong điều kiện lộ trần nên phức hệ hóa thạch và lượng vật liệu hữu cơ chứa trong đá trầm tích thường thấp. Tuy nhiên, vào cuối chu kỳ trầm tích có hiện tượng lợ hóa môi trường nước ngọt đánh dấu bằng sự có mặt của các hóa

thạch nước lợ như *Tasmanites spp.* và nhóm hóa thạch rừng ngập mặn: *Acrostichum aureum*, *Brownlowia spp.* thể hiện ở giếng khoan 09-3-H1 và 09-3-H2. Nóc của phụ tập trầm tích C1 tương đương với NBS O3500 là bề mặt trầm tích hạt mịn.

- Thành tạo trầm tích phụ hệ tầng Trà Tân dưới (tập trầm tích D)

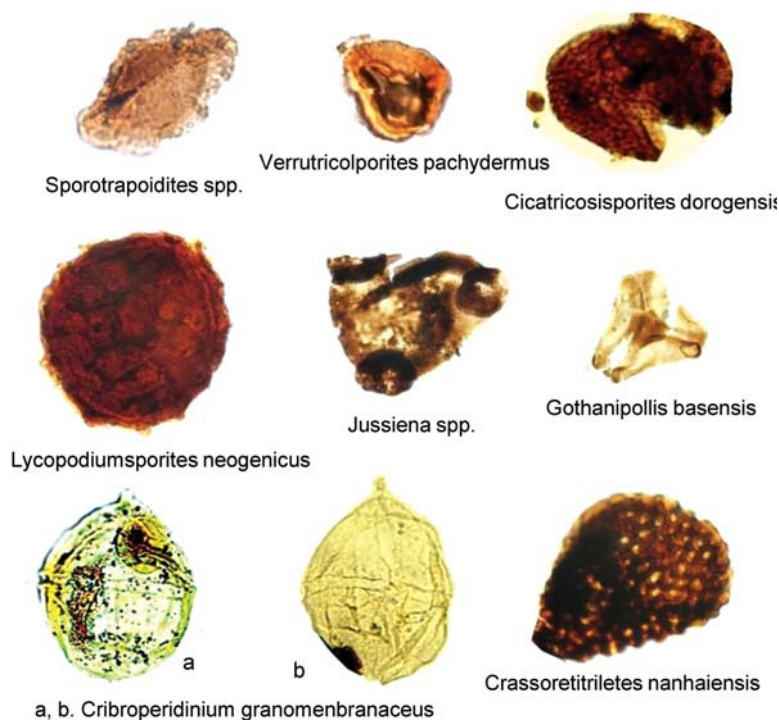
Trầm tích của phụ hệ tầng Trà Tân dưới chứa thành phần vật liệu hữu cơ chủ yếu là sapropel (Hình 7) được lắng đọng trong môi trường năng lượng thấp cho khả năng ưu thế về sinh dầu. Tập trầm tích D có đặc trưng là tỷ lệ phần trăm nhóm tảo *Botryococcus* trong phức hệ hóa thạch tăng lên rõ rệt so với tập trầm tích C.

+ Phụ tập trầm tích D2

Phức hệ hóa thạch đặc trưng cho phụ tập trầm tích D2 là sự phát triển mạnh mẽ (nở rộ/ bloom) của nhóm tảo lục *Botryococcus spp.* và *Botryococcus braunii* cùng với sự phong phú của hóa thạch bào tử phấn *Magnastriatites howardi* và *Potamogeton spp.* Vào cuối thời kỳ thành tạo phụ tập trầm tích D2, nhóm *Botryococcus* có xu hướng giảm mạnh cho đến kết thúc Oligocene. Đây là dấu hiệu quan trọng để phân chia ranh giới phụ tập D2 và D1. Nóc của phụ tập D2 tương đương với NBS O3000 là bề mặt trầm tích hạt mịn.

Trong thời kỳ đầu của thành tạo D2, các trầm tích được lắng đọng chủ yếu trong môi trường vũng vịnh nước lợ. Điều này được chứng minh bởi hiện tượng tăng số lượng hóa thạch có nguồn gốc nước lợ như *Tasmanites spp.*, *Leiosphaeridia spp.* và rừng ngập mặn *Acrostichum aureum*, *Brownlowia spp.* cho thấy môi trường trầm tích bị quá trình lợ hóa.

Phần dưới các trầm tích chuyển sang môi trường lắng đọng trong điều kiện hồ nước ngọt do sự tăng nhẹ của nhóm hóa thạch *Bosedinia* và xu thế kết thúc quá trình nở rộ của nhóm tảo *Botryococcus*. Hàm lượng hữu cơ chứa trong đá khá cao, thành phần sapropel phổ biến ở mức 60 - 80%, có nơi đạt 90%. Môi trường lắng đọng có năng lượng thấp.



Hình 6. Các hóa thạch chủ đạo được tìm thấy trong các giếng khoan Lô 09-3

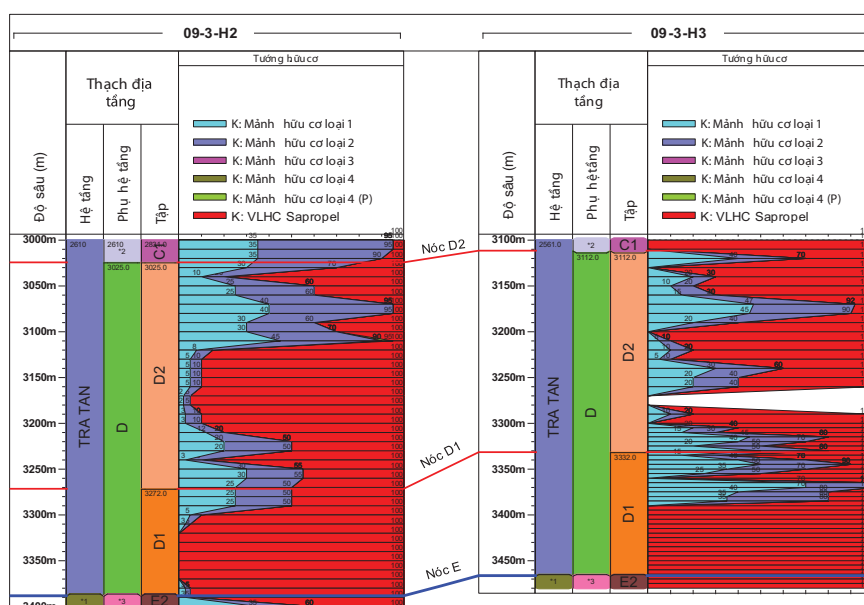
+ Phụ tập trầm tích D1

Phụ tập trầm tích D1 được phân định bằng phức hệ bào tử phần chứa thành phần hóa thạch nhóm tảo lục *Pediastrum*. Số lượng cá thể *Pediastrum* tăng cao vào thời kỳ giữa kéo dài đến cuối thành tạo D1 và giảm mạnh khi kết thúc thành tạo D1, đây là dấu hiệu để phân chia ranh giới giữa phụ tập D1 tập E. Ngoài ra, còn dấu hiệu nhận biết đáy của phụ tập D1 là sự kết thúc của hóa thạch phần *Verrutricolporites pachydermus*. Nhìn chung, tổng hóa thạch trong tập D1 thường thấp hơn phức hệ hóa thạch của phụ tập D2. Nóc của phụ tập D1 tương đương với NBS O2500 là bề mặt trầm tích hạt mịn. Thành phần sapropel 50 - 70%, thậm chí một số mặt cắt đến 100% SOM. Môi trường lắng đọng trầm tích chủ yếu là hồ nước ngọt khá sâu, lắng đọng trong điều kiện năng lượng thấp. Trong mặt cắt một số giếng khoan, phần trên của phụ tập trầm tích này có yếu tố bị lợ hóa thể hiện bởi sự phổ biến của hóa thạch nước lợ như: *Tasmanites spp.*, *Leiosphaeridia spp* và vùng rừng ngập mặn *Acrostichum aureum*.

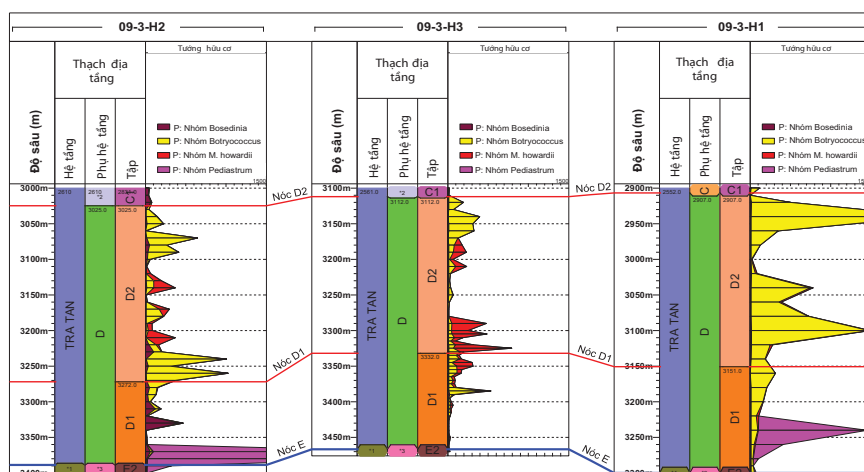
Nói chung, phức hệ hóa thạch sử dụng để phân tập và xác định môi trường trong Oligocen muộn chủ yếu gồm các nhóm chính như: *Bosedinia infragranulata*, *Botryococcus spp.*, *Pediastrum spp.*, *Magnastriatites howardi*, *Potamogeton spp* và nhóm *Dinoflagellate cyst undiff*. Trên cơ sở, sự phát triển có tính chu kỳ và sự phong phú chiếm ưu thế của các nhóm trên vào những thời kỳ khác nhau để phân định các tập và môi trường khác nhau (Hình 8).

2.4. Các trầm tích thuộc hệ tầng Trà Cú

Trong bể Cửu Long, hệ tầng Trà Cú phủ trực tiếp lên móng ở một số đối tượng hoặc có thể phủ lên các



Hình 7. Vật liệu hữu cơ ở tập D chủ yếu là sapropel được lắng đọng trong môi trường năng lượng thấp cho khả năng ưu thế về sinh dầu tại giếng khoan H2 và H3

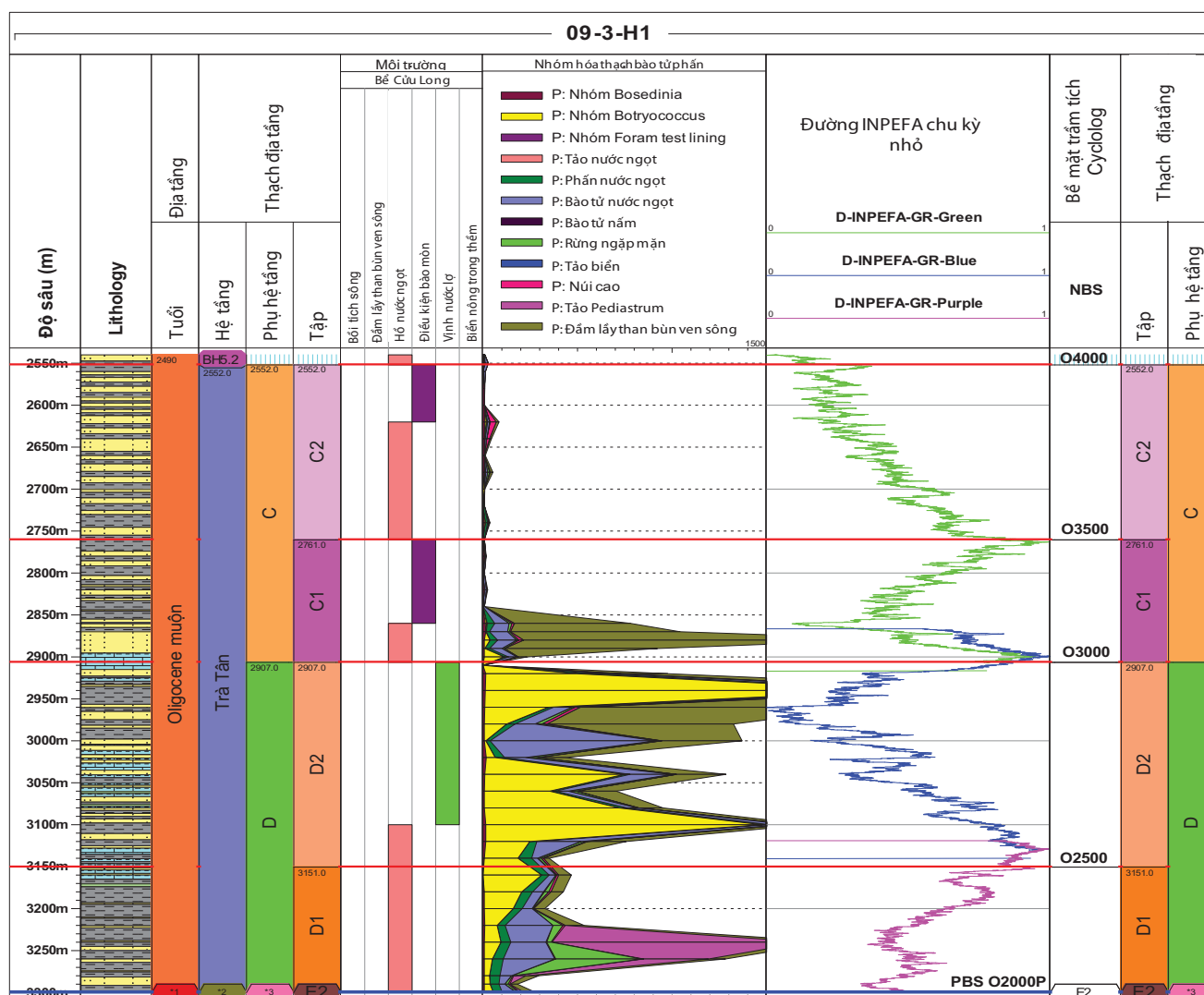


Hình 8. Sự phát triển có tính chu kỳ của nhóm tảo Botryococcus, Pediastrum đặc trưng cho tập D tại các giếng khoan H2, H3 và H1

trầm tích tuổi Eocene ở những trũng sâu. Các trầm tích hệ tầng Trà Cú trong bể Cửu Long thường lấp đầy các thung lũng trong móng khối tầng nên diện tích phân bố thường không đều và nhỏ hẹp.

Kết quả phân tích phát hiện được phức hệ hóa thạch bào tử phần *Crassoretitrites nanhaiensis*, *Crassoretitrites vanraadshooveni*, *Crassoretitrites spp.*, *Magnastriatites howardi*, *Cicatricosisporites dorogensis*, *Jussiena spp.* và *Bosedinia infragranulata*; vắng mặt phần *Verrutricolporites pachydermus*. Kết hợp với kết quả minh giải trên phần mềm CycloLog, các trầm tích này được xác nhận tuổi Oligocene sớm. Phức hệ hóa thạch đặc trưng này là cơ sở định tuổi cho toàn bộ các trầm tích thuộc hệ tầng Trà Cú trong bể Cửu Long [12, 13]. Các trầm tích của hệ tầng Trà Cú (phần Trà Cú trên) lấp đầy các trũng và phát triển trên diện rộng trong phạm vi nghiên cứu. Nóc của hệ tầng này tương đương với PBS O2000P bề mặt trầm tích hạt thô.

Môi trường lắng đọng trầm tích trong điều kiện hồ nước ngọt khá sâu đặc trưng bởi phức hệ tảo *Bosedinia infragranulata*, *Pediastrum spp.*, *Botryococcus*



Hình 9. Sự tương quan giữa các chu kỳ trầm tích (CycloLog) và sự phát triển của dinocysts nước ngọt trong hệ tầng Trà Tân giếng khoan 09-3-H1

		Tuổi		Địa tầng			Tập		Đời bào tử phấn (VPI)			Môi trường trầm tích				
				Hệ tầng	Phụ hệ tầng	Tầng			Đới	Phụ đới	Tướng palynology chủ yếu	Đồng bằng sông	Đầm lầy ven sông	Hồ nước ngọt	Rừng ngập mặn	Vịnh nước lợ
Miocene	Sớm	Bạch Hổ	Trên		Rotalid	B1.2	Cribroperidium Sporotrapoidites	Mảnh hữu cơ								
			Dưới			B1.1		Nghèo bào tử phần và vật chất hữu cơ	Botryococcus, Boeodinia.							
					BH5.1			Bosedinia-Mhowardi								
Miocene sớm - Oligocene		BH5.2					Forsuetzia trilobata									
Oligocene	Oligocene muộn	Trái Tân	Trên	C ₂	C	Cica. dorogensis -L. neogenicus-Jussiera		Veruticolporites pachydermus	Bosedinia, Botryococcus M. howardi							
									Bosedinia, Botryococcus Bosedinia, Botryococcus							
									Botryococcus, Bosedinia							
									Botryococcus, Bosedinia							
									Pediastrum							
Sapropel																
Móng																

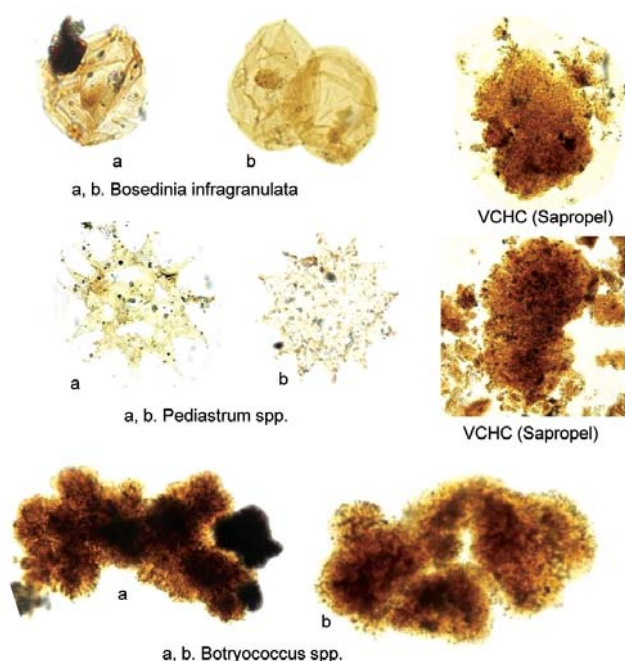
Hình 10. Bảng tóm tắt sinh địa tầng và môi trường lắng đọng Lô 09-3 bể Cửu Long

spp. và thành phần sapropel phổ biến từ 60 - 100% cho thấy môi trường lắng đọng trầm tích với điều kiện năng lượng thấp, yên tĩnh.

3. Kết luận

Hệ tầng Bạch Hổ có môi trường lắng đọng trầm tích thay đổi khá phức tạp với năng lượng cao từ biển nông ven bờ đến bồi tích sông ở toàn bộ khu vực nghiên cứu. Phức hệ hóa thạch bào tử phấn cũng như vật chất hữu cơ (palynomaceral chủ yếu là loại 1 và loại 2) rất nghèo nàn, có sự đan xen giữa các tập sét mỏng với các tập cát có bề dày lớn là đối tượng chứa quan trọng được chẩn bởi nóc hệ tầng là tập sét Rotalid.

Tập trầm tích BH5.2 được thành tạo chủ yếu trong môi trường đầm hồ nước ngọt ven bờ chứa các hóa thạch bào tử phấn hoa xác định tuổi Oligocene muộn. Nhìn chung, thời kỳ thành tạo các trầm tích hệ tầng Bạch Hổ và BH5.2 trên toàn diện tích Lô 09-3 là vùng lắng đọng trầm tích gần nguồn cung cấp là khối nâng Côn Sơn, với nguồn năng lượng cao là nguyên



Hình 11. Bảng tóm tắt sinh địa tầng và môi trường lắng đọng Lô 09-3 bể Cửu Long

nhân chủ yếu dẫn đến kết quả hóa thạch cũng như vật chất hữu cơ chứa trong trầm tích nghèo nàn.

Hệ tầng Trà Tân gồm thành tạo trầm tích tập C và D được lắng đọng chủ yếu trong môi trường đầm hồ nước ngọt. Thời kỳ thành tạo trầm tích tập C (phụ hệ tầng Trà Tân trên) có sự khác biệt môi trường trầm tích khu vực các giếng khoan H1, H2 và H3 gần nguồn cung cấp trầm tích nên năng lượng cao dẫn đến hóa thạch và vật chất hữu cơ chứa trong đá khá nghèo. Nhưng khu vực giếng khoan H4 lại là hồ nước ngọt thực thụ phát triển phong phú hóa thạch tảo *Bosedinia infragranulata*. Thời kỳ thành tạo tập trầm tích D (phụ hệ tầng Trà Tân dưới) phát triển toàn bộ khu vực Lô 09-3, môi trường trầm tích phát triển từ hồ nước ngọt lên vùng vịnh nước lợ với năng lượng môi trường thấp nên chứa phong phú hóa thạch bào tử phần chủ yếu là các loại dinocysts nước ngọt và giàu vật chất hữu cơ (80 - 90% sapropel). Vì vậy, tập trầm tích D được đánh giá là nguồn sinh hydrocarbon chủ yếu của khu vực.

Hệ tầng Trà Cú (tập E) được thành tạo trong môi trường đầm hồ nước ngọt được phát hiện trong cả bốn giếng khoan và phủ trực tiếp lên móng trước Đệ Tam. Phức hệ hóa thạch bào tử phần phong phú và giàu vật chất hữu cơ (90 - 100% sapropel) với thành phần thạch học hạt mịn thuận lợi cho khả năng sinh hydrocarbon và khả năng chắn cho các đối tượng chứa móng nứt nẻ.

Nhìn chung, môi trường lắng đọng trầm tích từ Miocene sớm đến Oligocene trong các giếng khoan nghiên cứu chủ yếu là lắng đọng trong môi trường hồ. Do

vậy, diện phân bố của các thân cát (đá chứa) có qui mô lớn và ổn định hơn. Đây cũng là các tiền đề quan trọng trong nghiên cứu các bẫy phi cấu tạo trên diện tích Lô 09-3 nói riêng và bể Cửu Long nói chung.

Các phức hệ tảo *Bosedinia*, *Pediatrum*, *Botryococcus* và *Magnastriatites howardi* là các thực vật thủy sinh có ý nghĩa quan trọng trong xác định môi trường trầm tích và là đặc điểm quan trọng trong phân tập trầm tích bể Cửu Long cho từng thời kỳ phát triển của mỗi hóa thạch này trong mặt cắt trầm tích giếng khoan.

Tài liệu tham khảo

1. Chu Đức Quang. *Môi trường lắng đọng, tương trầm tích và tương hữu cơ trong thời kỳ Miocene sớm - Oligocene muộn trên mỏ Sư Tử Đen, Lô 15.1 bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới". Hà Nội. 2005: trang 469 - 479.
2. Chu Đức Quang. *Một số kết quả nghiên cứu địa tầng kết hợp với phương pháp Cyclostratigraphy trong các bể trầm tích thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2010; 4: trang 29 - 35.
3. Chu Đức Quang, Nguyễn Thị Thắm. *Xác định tuổi địa chất của tập trầm tích G Lô 15-1/05 bể Cửu Long và mối tương quan giữa các phức hệ hóa thạch với chu kỳ phát triển trầm tích*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 12: trang 14 - 19.
4. Đỗ Bạt. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Việt Nam*. Hà Nội. 2001.
5. Hoàng Đình Tiến. *Những đặc điểm chính về kiến tạo các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam và biển Đông*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 4: trang 16 - 30.
6. J.H.Germeraad, C.A.Hopping, J.Muller. *Palynology of tertiary sediments from tropical areas*. Review of Palaeobotany and Palynology. 1968; 6(3-4): p. 189 - 348.
7. J.Muller. *A palynological contribution to the history of the mangrove vegetation*. In: L.M.Cranwell, Ancient Pacific Floras: The Pollen Story Hawaii. 1964. p. 33 - 42.
8. J.Muller. *Montane pollen from the Tertiary of NW Borneo*. Journal Blumea - Biodiversity, Evolution and Biogeography of Plants. 1966; 14(1): p. 231 - 235.
9. J.Muller. *Palynological evidence for change in geomorphology, climate and vegetation in the Miocene - Pliocene of Malesia*. In "The Quaternary Era in Malesia". 1972: p. 6 - 34.
10. Jim Cole. *Freshwater dinoflagellate cysts and*

acritarchs from Neogene and Oligocene sediments of the South China sea and adjacent areas. In "Neogene and Quaternary Dinoflagellate Cysts and Acritarchs". 1992: p.181 - 196.

11. Jim Cole. *Sinh tướng, địa tầng phân tập từ Oligocen đến Pliocen bể Cửu Long và Nam Côn Sơn Việt Nam*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ quốc tế "Dầu khí Việt Nam: Tăng tốc phát triển". 2010: trang 311 - 328.

12. R.J.Morley. *Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: Current status and new direction*. Bulletin of the Geological Society of Malaysia. 1991; 28: p. 1 - 36.

13. R.J.Morley. *Palynology of tertiary and quaternary sediments in Southeast Asia*. 6th Annual Convention Proceedings, Indonesian Petroleum Association. 1977; 1: p. 255 - 276.

14. Robert J.Morley. *Biofacies analysis of the Bach Ho*

and upper Tra Tan Formations, Te Giac Trang field, Cuu Long basin, offshore. Vietnam. Hoang Long JOC. 2009.

15. Robert J.Morley. *Origin and evolution of tropical rain forests*. Copyright 2000 by John Wiley & Son Ltd.

16. R.J.Morley, T.Swiecicki. *A sequence stratigraphic framework for the sunda region, based on integration of biostratigraphic, lithological and seismic data from Nam Con Son basin, Vietnam*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association. Thirty-Fifth Annual Convention & Exhibition, May 2011.

17. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.

18. VPI-Labs. *Báo cáo sinh địa tầng các giếng khoan 09-3-DM-1X, 09-3-DM-2X, 09-3-DM-3X, 09-3-SOI-2X, 09-1-GT-1X, 09-2/09-KNT-2X*.

Sequence stratigraphy and determination of Early Miocene - Oligocene sedimentation environments of block 09-3 in Cuu Long basin based on the characteristics of freshwater dinocyst groups and palynofacies analysis

Mai Hoang Dam, Chu Duc Quang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The analysis results of Early Miocene - Oligocene sedimentation environments in the Cuu Long basin show that the sedimentary material was mainly deposited in freshwater lacustrine environment and sometimes influenced by brackish water. The use of palynomorph assemblages therefore becomes the mainstream research method in sequence stratigraphy division and depositional environment determination based on the periodic development of freshwater assemblages (dinocysts, Botryococcus, Pediastrum). Simultaneously, palynofacies analysis is conducted to accurately determine the depositional environments and CycloLog software is used to standardise the sedimentary depositional cycles according to biostratigraphic data.

Key words: Freshwater dinocysts, palynofacies, sapropel organic matter, palynomorph assemblages, sequence stratigraphy, depositional environment.

NGHIÊN CỨU SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP MÔ HÌNH HÓA THỰC NGHIỆM NHẪM XÁC ĐỊNH ĐIỀU KIỆN TỐI ƯU CHO QUÁ TRÌNH TÁCH NƯỚC TỪ DẦU THÔ BẰNG CÔNG NGHỆ BỨC XẠ VI SÓNG

ThS. Lê Thị Thu Hương, ThS. Hoàng Linh, ThS. Hoàng Long
ThS. Trương Văn Dũng, KS. Lương Văn Tuyên
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: huonglt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã nghiên cứu chế tạo được 3 hệ nhũ tương nước/dầu từ dầu thô tầng Miocene, Oligocene trên và Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ với tỷ lệ dầu/nước = 60/40, sử dụng chất nhũ hóa Span 80, nồng độ 500ppm. Nghiên cứu sử dụng phần mềm quy hoạch thực nghiệm Modde 5.0 nhằm tối ưu hóa các điều kiện tách nước trong nhũ tương nước/dầu bằng công nghệ bức xạ vi sóng. Kết quả thực hiện trên mô hình cho thấy, tại điều kiện tách nước tối ưu, hàm lượng nước còn lại trong dầu cao nhất là 0,5%.

Từ khóa: Nhũ tương nước/dầu, bức xạ vi sóng, tối ưu hóa.

1. Giới thiệu

1.1. Sự hình thành và ổn định nhũ tương nước/dầu trong dầu thô

Nhũ tương nước trong dầu thô là một hệ thống dị thể chứa ít nhất một pha lỏng không tan, phân tán dưới dạng các giọt trong một pha lỏng khác với đường kính khoảng từ 0,1 - 20µm. Các giọt chất lỏng này được làm bền bởi các tác nhân tạo nhũ như nhựa, asphaltene... và được gọi là pha phân tán. Chất lỏng bao quanh các giọt phân tán được gọi là pha liên tục. Nhũ tương nước trong dầu thô hình thành trong suốt quá trình khai thác dầu thô. Độ ổn định của nhũ tương phụ thuộc nhiều vào bản chất dầu thô và có thể tồn tại trong khoảng từ vài phút đến vài năm [1, 2].

Dầu thô trong một số trường hợp bao gồm dãy các hydrocarbon như paraffin, naphthalene, hợp chất thơm, phenol, các carboxylic acid, phức kim loại và các hợp chất dị tố chứa lưu huỳnh (S), nitrogen (N). Số nguyên tử carbon trong tất cả các thành phần này có thể từ 1 đến 50 hoặc nhiều hơn như asphaltene. Trong đó, một số hợp chất như nhựa, asphaltene, sáp và các naphthenic acid có khả năng hình thành lớp màng trên bề mặt liên diện dầu/nước, là các tác nhân làm ổn định nhũ hay được gọi là các hợp chất tạo nhũ tương tự nhiên trong dầu thô [3, 4].

Nhũ tương là sản phẩm không mong muốn bởi vì có một lượng nước phân tán chứa trong thiết bị vận hành và đường ống làm tăng chi phí đầu tư và vận hành. Ngoài ra, các đặc trưng và tính chất vật lý dầu thô thay đổi đáng

kể khi bị nhũ hóa. Tỷ trọng của dầu thô có thể tăng từ 0,800g/l lên đến 1,030g/l khi có nhũ. Sự thay đổi điển hình nhất là độ nhớt dầu thô có thể tăng từ vài mPa.giây lên đến 1.000mPa.giây, gây ra các tác hại chính như: làm tăng công suất bơm, ăn mòn bơm, hệ thống đường ống, ngộ độc xúc tác [5, 6].

Thành phần của dầu thô phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: nguồn gốc và vị trí nơi khai thác, độ sâu và độ tuổi của mỏ. Ngoài thành phần chính là hỗn hợp hydro và carbon, dầu thô còn chứa: S, N, O, Ni, Vanadium (V), Cu, Fe... Các thành phần chính trong nhũ tương dầu thô là: asphaltene, nhựa, sáp, hạt rắn và mặn của nước trong quá trình khai thác.

Asphaltene trong dầu thô có khối lượng mol từ 0,4 - 1,5kg/mol, không có điểm chảy xác định, không bay hơi, phân hủy ở nhiệt độ trên 300 - 400°C, không tan trong phân tử alkane, khối lượng phân tử thấp (như pentane hoặc heptane) nhưng tan được trong dung môi methylbenzene. Các phân tử asphaltene thường chứa các vòng thơm ngưng tụ có gắn các dị tố như N, S và O. Do có tính chất phân cực, asphaltene là chất hoạt động bề mặt có xu hướng hấp phụ ở bề mặt ranh giới và làm ổn định nhũ tương nước/dầu.

Nhựa là hợp chất không bay hơi, phân cực của dầu thô. Các thành phần này tan trong pentane, heptane và dung môi thơm như methylbenzene nhưng lại không tan trong propanol-2. Các dạng cấu trúc của phân tử nhựa tương tự hợp chất thơm. Tuy nhiên, phân tử nhựa có khối lượng phân tử cao hơn, độ phân cực lớn hơn, chứa nhiều dị tố hơn và tỷ lệ H/C thấp hơn so với hợp chất thơm. Thành

phần của nhựa có chứa C, H, O, N và các loại naphthenic acid. Phân tử nhựa có tỷ lệ H/C cao hơn vì vậy ít vòng thơm hơn phân tử asphaltene.

Sáp là các phân tử alkane có khối lượng phân tử lớn. Các phân tử sáp có thể kết hợp với gốc hydrocarbon của acid béo làm ổn định bề mặt ranh giới hai pha. Sự ổn định nhũ tương tăng khi các tinh thể sáp trong dầu thô tăng và giảm khi chúng bị hòa tan. Khi nhiệt độ tăng, các phân tử sáp bị hòa tan dần dần cho đến nhiệt độ gần 60°C sẽ hòa tan hoàn toàn trong dung dịch, do đó có thể tăng hiệu quả tách nước trong dầu thô.

Các chất rắn phân tán (như muối, tinh thể sáp và các hạt sét) có thể đóng vai trò ổn định nhũ tương. Tuy nhiên, vai trò chất rắn trong việc ổn định nhũ bị ảnh hưởng do kích thước của chúng. Trong quá trình khai thác, nhũ tương làm bền bởi chất rắn được hình thành tự nhiên do sự trộn lẫn dầu, nước và muối khoáng.

1.2. Tách nhũ tương nước/dầu bằng công nghệ sử dụng bức xạ vi sóng

Vi sóng là bức xạ điện từ có tần số trong khoảng 300MHz - 300GHz. Năng lượng vi sóng là bức xạ không ion hóa gây ra chuyển động phân tử nhờ dịch chuyển các ion và quay lưỡng cực nhưng không làm thay đổi cấu trúc phân tử và bước sóng thay đổi từ vài cm đến vài mm. Trong quá trình xử lý nhiệt thông thường, năng lượng được truyền cho vật liệu thông qua quá trình dẫn nhiệt, đối lưu và bức xạ nhiệt từ bề mặt của vật liệu. Trong khi đó, năng lượng vi sóng được truyền trực tiếp cho vật liệu thông qua tương tác phân tử với trường điện từ. Trong quá trình truyền nhiệt, năng lượng được truyền nhờ gradient nhiệt nhưng gia nhiệt nhờ vi sóng là quá trình chuyển năng lượng điện từ thành năng lượng nhiệt và là quá trình chuyển hóa năng lượng, chứ không đơn thuần là truyền nhiệt. Sự khác biệt trong cách truyền năng lượng có thể dẫn đến nhiều lợi ích tiềm năng để sử dụng vi sóng trong chế biến vật liệu. Vì vi sóng có thể xuyên qua vật liệu nên nhiệt có thể được tạo ra tại mọi điểm trong khối vật liệu. Quá trình truyền nhiệt không dựa trên sự khuếch tán nhiệt từ bề mặt và có thể đạt được rất nhanh và gia nhiệt đồng đều cho các vật liệu dày [5].

Sử dụng nhiệt vi sóng để phá nhũ tương nước/dầu đã thu hút sự quan tâm nghiên cứu của các nhà khoa học từ những năm 70 của thế kỷ XX. Nhiệt vi sóng có thể phá vỡ nhũ tương, cho phép tách dầu và nước nhanh hơn dưới tác dụng của sóng điện từ. Sóng điện từ xuyên qua bề mặt được chuyển thành năng lượng nhiệt bên trong vật liệu theo một cách khác so với các phương pháp gia nhiệt

truyền thống. Phương pháp vi sóng đã tạo ra một quá trình gia nhiệt sạch, không gây ô nhiễm, cho sản phẩm chất lượng cao.

Công nghệ tách vi sóng cung cấp một công nghệ xử lý nhũ tương một cách nhanh chóng với giá thành thấp.

- Cải tiến được khâu vận hành thiết bị;
- Giảm giá thành;
- Sinh lợi nhiều, rút ngắn thời gian hoàn vốn.

Công nghệ tách vi sóng khác biệt với các phương pháp tách thông thường khác vì sử dụng phương pháp vật lý tốt hơn là phương pháp hóa học để phá vỡ sự bền vững của nhũ tương. Công nghệ tách vi sóng sử dụng sự rung nhanh của trường điện - điện từ và một ái lực để nạp năng lượng lựa chọn cho các phân tử phân cực, giúp bề gây sự bền vững của nhũ tương nước/dầu.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu và thiết bị

- Nguyên liệu: Nước biển và nước khai thác của mỏ Bạch Hổ, nước biển nhân tạo (với nước cất 2 lần và 1% NaCl), các muối hòa tan của Ca và Mg, chất hóa nhũ Span 80, mẫu dầu đại diện cho các tầng sản phẩm.

- Thiết bị: Dụng cụ thủy tinh (cốc, đĩa, ống đong), máy khuấy có xác định tốc độ vòng quay, tủ nhiệt, bể ổn định nhiệt, thiết bị tách nhũ bằng công nghệ bức xạ vi sóng.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

2.2.1. Tạo nhũ nước trong dầu thô

Chuẩn bị nhũ tương theo tiêu chuẩn ASTM D1401 (Mỹ). Hỗn hợp giữa dầu và nước biển theo tỷ lệ dầu thô/nước biển = 60/40 với sự bổ sung 500ppm chất tạo nhũ tương (Span 80), mẫu được đưa vào tủ nhiệt ở nhiệt độ 65°C và được ổn định nhiệt trong thời gian tối thiểu 30 phút. Hỗn hợp sẽ được khuấy trộn trong bể ổn định nhiệt trong 15 phút với vận tốc 1.500 vòng/phút.

Quan sát độ bền của mẫu nhũ tương: Mẫu được đặt kín, tránh để bay hơi nước và thành phần nhẹ có trong

Bảng 1. Hàm lượng asphaltene trong các mẫu dầu

Tầng sản phẩm	Mẫu dầu	Hàm lượng asphaltene (% khối lượng)
Miocene	Giếng 478	25
Oligocene trên	Giếng 1014	2,83 - 4,37
Oligocene dưới	Giếng 1120	1,96



Hình 1. Thiết bị tách nhũ tương công nghệ vi sóng

dầu. Quan sát và ghi lại số liệu về sự tách nước của mẫu nhũ tương trong khoảng thời gian 1 tiếng/lần cho quá trình phá vỡ nhũ tương. Sau khi quan sát, các mẫu được cho vào tủ nhiệt, duy trì ở nhiệt độ 65°C cho đến khi kết thúc thí nghiệm. Mẫu nhũ tương bền sẽ được sử dụng cho các thí nghiệm tách nước bằng công nghệ bức xạ vi sóng.

2.2.2. Tách nhũ tương nước/dầu bằng thiết bị bức xạ vi sóng

Cho 100ml mẫu nhũ tương vào bình chứa mẫu (kích thước 88 x 132mm), đặt trong thiết bị vi sóng dân dụng, công suất bức xạ vi sóng được đặt ở 3 mức (0,5kW, 1kW và 1,5kW) để đánh giá, với thời gian bức xạ khác nhau (từ 20 phút tới 60 phút). Ghi lại nhiệt độ và thời gian tách nước khỏi nhũ tương nước/dầu. Lượng nước được tách ra và ổn định được lắng xuống dưới đáy của bình thí nghiệm do trọng lực. Theo dõi và kiểm tra lượng nước tách ra khoảng 10 phút/lần cho tới khi lượng nước tách ra không đổi. Phần dầu sau khi tách nước được phân tích để xác định hàm lượng nước còn lại theo tiêu chuẩn ASTM D4006.

2.2.3. Thiết kế quy hoạch thực nghiệm

* Phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Nhóm tác giả sử dụng phương pháp quy hoạch hóa thực nghiệm để nghiên cứu, xây dựng các quy luật thực nghiệm nhằm giảm bớt số thí nghiệm. Một đa thức tổng quát (phương trình hồi quy) có thể mô tả cho bất kỳ hàm số nào. Đa thức có: đa thức bậc 1, bậc 2... bậc n. Tương ứng với các bậc của đa thức là độ chính xác của mô hình. Bậc càng cao thì mô hình mô tả càng chính xác quy luật và ngược lại:

$$y = \sum_i^n b_i x_i + \sum_{i < j}^n b_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j < k}^n b_{ijk} x_i x_j x_k + \dots + \sum_i^n b_{ii} x_i^2 + \dots$$

Trong đó:

- y: Hàm mục tiêu, mô hình nghiên cứu mô tả quy luật tìm được;

- x_i : Nhân tố hoặc sự kiện hay yếu tố ảnh hưởng lên hàm mục tiêu;

- b_i : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả định tính định lượng ảnh hưởng của các nhân tố x_i lên hàm mục tiêu;

- b_{ij} : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng đồng thời của 2 nhân tố x_i, x_j ;

- b_{ijk} : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng đồng thời của 3 nhân tố x_i, x_j, x_k ;

- b_{ii} : Hệ số hồi quy bậc 2, mô tả ảnh hưởng bậc 2 của nhân tố x_i lên kết quả thực nghiệm.

Hệ số hồi quy của phương trình hồi quy cho biết:

- Giá trị tuyệt đối b_i mô tả mức độ ảnh hưởng của nó: giá trị lớn nhất có ảnh hưởng mạnh, giá trị nhỏ nhất thì ảnh hưởng yếu hoặc không ảnh hưởng.

- Về dấu của hệ số b:

$b > 0$: Ảnh hưởng tích cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu tăng lên;

$b < 0$: Ảnh hưởng tiêu cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu giảm đi.

Ý nghĩa của hàm mục tiêu: Phương trình hàm mục tiêu hoặc phương trình hồi quy nhằm mô tả ảnh hưởng của các yếu tố ảnh hưởng lên quá trình bằng một phương trình. Khi tìm được hàm mục tiêu mô tả đúng thực nghiệm, sẽ tính trước được giá trị hàm mục tiêu, tức là tính được kết quả nghiên cứu mà không cần làm nghiên cứu.

Nguyên tắc tìm các hệ số hồi quy: có bao nhiêu ẩn (hệ số hồi quy b) thì ít nhất phải có bấy nhiêu phương trình (nếu không thì phương trình sẽ vô định hoặc vô nghiệm).

- Quy trình thực hiện tối ưu hóa

Phương pháp tối ưu hóa thống kê dựa trên quy hoạch ma trận nhiều yếu tố là phương pháp hiệu quả nhất nhằm tìm ra điều kiện tối ưu cho quá trình tách nhũ bằng công nghệ vi sóng thỏa mãn các yêu cầu kỹ thuật đề ra. Thời gian tách nhũ và các mức công suất sóng siêu cao tần là các biến thực nghiệm và hàm mục tiêu sẽ là hàm lượng nước còn lại trong dầu sau khi tách nhũ. Thời gian và công suất sóng siêu cao tần tối ưu để hàm lượng nước còn lại trong dầu đạt giá trị cực tiểu.

- Giải bài toán tối ưu theo các bước sau:

Bảng 2. Thiết kế quy hoạch thực nghiệm

Nhân tố	Biến mã hóa (X)			
	Nhân tố gốc	-1	0	1
Công suất sóng siêu cao tần (kW)	x1	0,5	1	1,5
Thời gian (phút)	x2	20	40	60

+ Tiến hành một số thí nghiệm thăm dò nhằm xác định miền khảo sát các điều kiện tiến hành tách nhũ phù hợp với yêu cầu kỹ thuật cũng như điều kiện áp dụng thực tế;

+ Xác định phương trình hồi quy theo quy hoạch ma trận các yếu tố toàn phần bằng phần mềm thống kê Modde 5.0;

+ Xác định mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 ;

+ Xác định điều kiện tối ưu cho quá trình tách nhũ bằng công nghệ bức xạ vi sóng;

+ Sử dụng phần mềm Modde 5.0 để vẽ mặt tối ưu cho quá trình tách nhũ.

Điều kiện tiến hành thí nghiệm: Khảo sát ảnh hưởng của 2 yếu tố độc lập: công suất sóng siêu cao tần (x1), thời gian (x2), tới hàm mục tiêu tỷ lệ lượng nước còn lại trong dầu (y):

- Thí nghiệm theo quy hoạch tối ưu hóa bằng phương trình hồi quy bậc hai.

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{12}x_1x_2$$

- Phương trình được xác định dựa trên kết quả kiểm tra chuẩn Fisher. Mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 cũng như việc xác định điều kiện tối ưu cho quá trình tách nhũ tương nước/dầu được xác định trên phần mềm Modde 5.0.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đánh giá khả năng bền nhũ tương nước/dầu trong dầu thô

Chất nhũ hóa Span 80 với nồng độ 500ppm được sử dụng để đánh giá khả năng bền nhũ với 3 loại dầu của mỏ Bạch Hổ. Kết quả về khả năng bền nhũ thông qua tỷ lệ nước tách ra của các mẫu nhũ tương theo thời gian được trình bày trong Bảng 3.

Kết quả về tỷ lệ nước tách ra của nhũ tương theo thời gian với sự có mặt của chất nhũ hóa Span 80 cho thấy khả năng bền nhũ với tỷ lệ dầu/nước = 40/60 là tương đối tốt. Các kết quả này chỉ ra tỷ lệ nước tách ra không đáng kể, với tỷ lệ nước tách ra sau 72 giờ là 0,2%; 0,3%

Bảng 3. Khả năng bền nhũ nước/dầu sử dụng Span 80 với tỷ lệ dầu/nước = 60/40

Thời gian (giờ)	Tỷ lệ nước tách ra của các mẫu nhũ tương theo thời gian (%)		
	Miocene (Giếng 478)	Oligocene trên (Giếng 1014)	Oligocene dưới (Giếng 1120)
1	0	0	0
6	0	0	0
12	0	0	0
18	0	0	0
24	0	0	0
30	0	0	0
36	0	0	0
42	0	0	0
48	0,0	0,1	0,1
54	0,1	0,1	0,2
60	0,1	0,2	0,2
66	0,2	0,3	0,3
72	0,2	0,3	0,4

Bảng 4. Kết quả thực nghiệm xác định phần tỷ lệ nước còn lại trong dầu

TT	Công suất (kW)	Thời gian (phút)	Tỷ lệ nước còn lại trong dầu (%)		
			Dầu khai thác từ giếng 1120	Dầu khai thác từ giếng 1014	Dầu khai thác từ giếng 478
1	0,5	20	6,1	6,1	7,2
2	1,0	20	4,5	3,2	4,5
3	1,5	20	3,0	3,7	5,0
4	0,5	40	3,2	2,2	3,2
5	1,0	40	2,0	1,1	1,1
6	1,5	40	0,8	1,7	1,2
7	0,5	60	2,6	1,6	1,5
8	1,0	60	1,6	0,6	1,6
9	1,5	60	0,3	0,9	1,2
10	1,0	40	1,1	1,1	1,2
11	1,0	40	1,2	1,2	1,1
12	1,0	40	1,1	1,1	1,1
13	1,0	40	1,0	1,0	1,0

và 0,4% tương ứng với dầu thô khai thác từ giếng 478, 1014, 1120.

3.2. Khảo sát điều kiện tách nhũ tối ưu bằng công nghệ sử dụng bức xạ vi sóng

Với từng loại dầu, nhóm tác giả tiến hành 13 thí nghiệm gồm 8 thí nghiệm ma trận yếu tố toàn phần và 5 thí nghiệm tại tâm (Bảng 4).

Từ kết quả ở Bảng 4, nhóm tác giả tiến hành tối ưu hóa các điều kiện tách nước cho dầu khai thác tại từng giếng trên phần mềm Modde 5.0. Theo đó, có thể viết phương trình hồi quy mô tả sự phụ thuộc của giá trị tỷ lệ nước còn lại trong dầu (y) vào các nhân tố: công suất sóng siêu cao tần (x1), thời gian tách nhũ (x2) cho dầu thô khai thác tại từng giếng như sau:

- Dầu khai thác từ giếng 1120 tầng Oligocene dưới:

$$Y = 1,39 - 1,3x_1 - 1,52x_2 + 1,4x_2^2$$

- Dầu khai thác từ giếng 1014 tầng Oligocene trên:

$$Y = 1 - 0,6x_1 - 1,65x_2 + x_1^2 + 0,96x_2^2 + 0,43x_1x_2$$

- Dầu khai thác từ giếng 478 tầng Miocene:

$$Y = 1,16 - 0,75x_1 - 2,07x_2 + 0,9x_1^2 + 1,75x_2^2$$

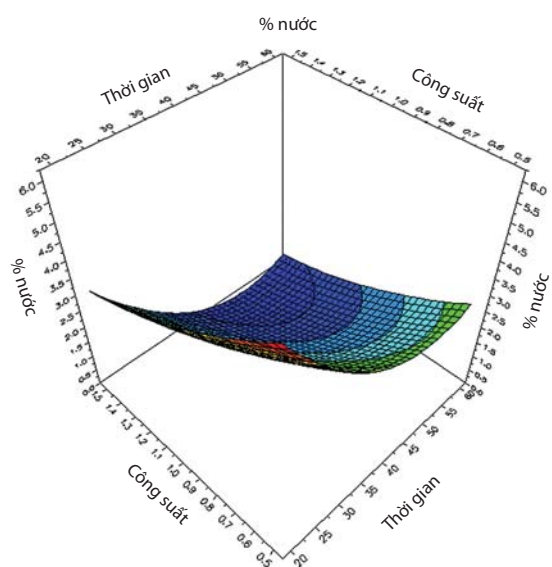
Phương trình hồi quy cho thấy sự tương tác của thời gian và công suất sóng siêu cao tần, sự ảnh hưởng đến khả năng tách nước của hệ nhũ tương nước/dầu.

Với dầu khai thác từ giếng 1120, mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị $R^2 = 0,97$ và độ tương thích của mô hình $Q^2 = 0,87$.

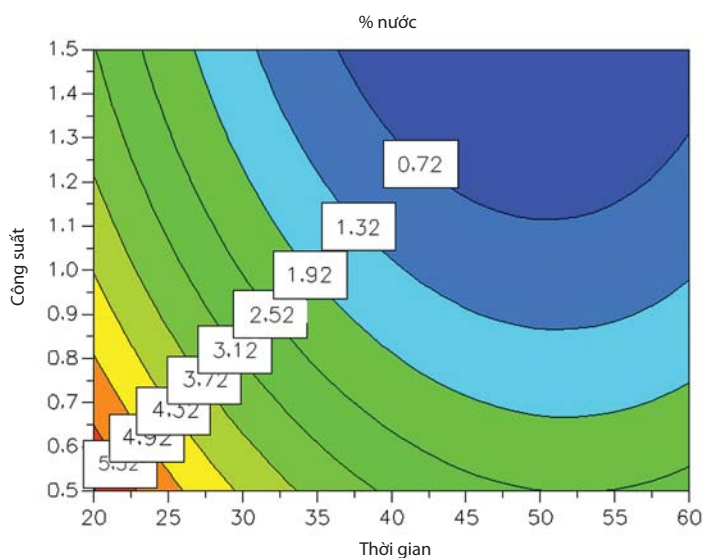
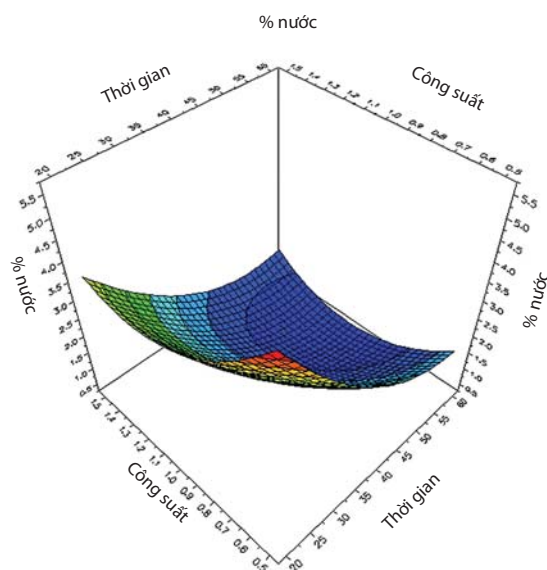
Với dầu khai thác từ giếng 1014, mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị $R^2 = 0,97$ và độ tương thích của mô hình $Q^2 = 0,72$.

Với dầu khai thác từ giếng 478, mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị $R^2 = 0,95$ và độ tương thích của mô hình $Q^2 = 0,97$.

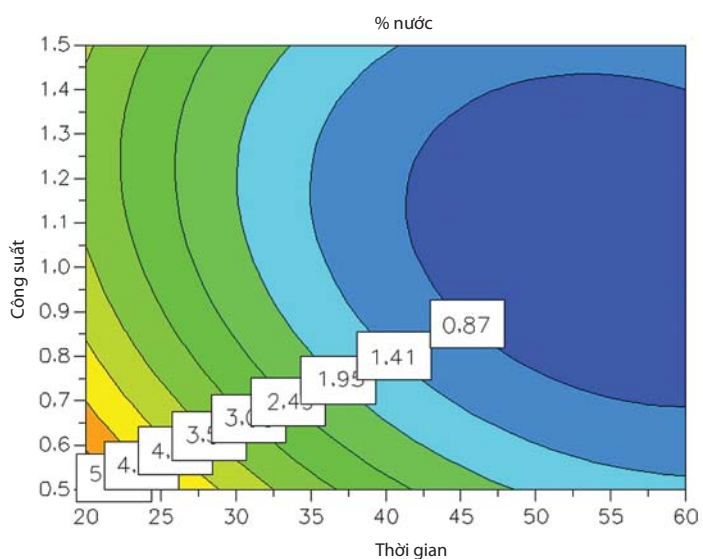
Xây dựng bề mặt tối ưu: Hình 2, 3, 4 là bề mặt tối ưu

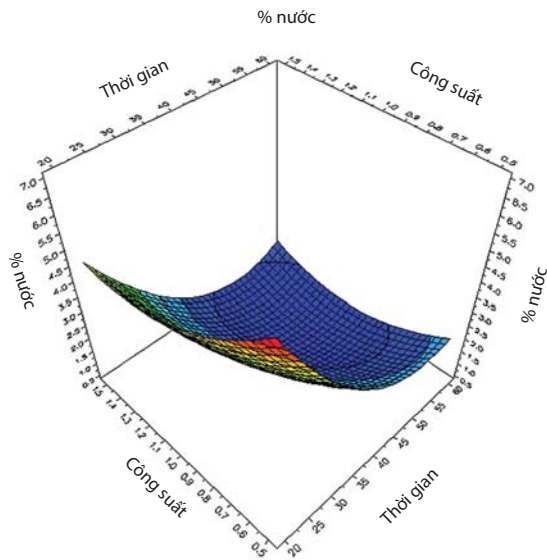


Hình 2. Bề mặt tối ưu cho quá trình tách nhũ đối với dầu thô khai thác từ giếng 1120 tầng Oligocene dưới

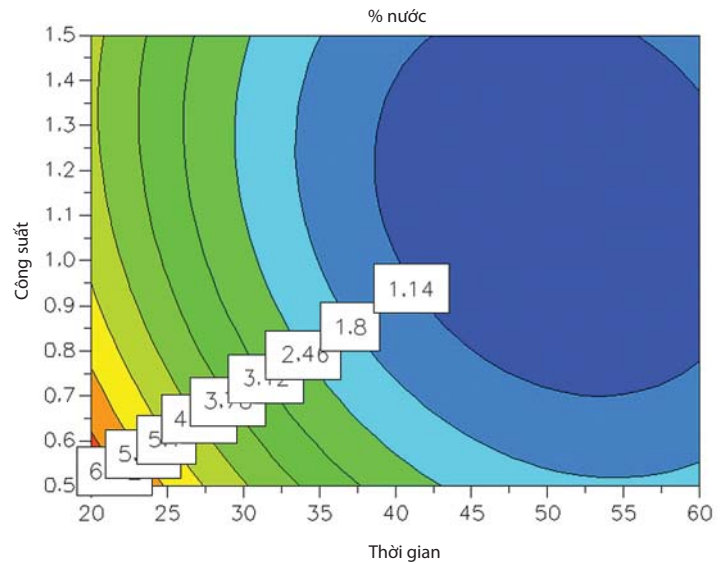


Hình 3. Bề mặt tối ưu cho quá trình tách nhũ đối với dầu thô khai thác từ giếng 1014 tầng Oligocene trên





Hình 4. Bề mặt tối ưu cho quá trình tách nhũ đối với dầu thô khai thác từ giếng 478 tầng Miocene



Bảng 5. Điều kiện tối ưu được chỉ ra bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Loại dầu thô	Điều kiện tối ưu	Công suất sóng siêu cao tần (kW)	Thời gian tách nhũ (phút)	Lượng nước còn lại trong dầu (%)
Giếng 1120		1,2	50	0,5
Giếng 1014		1,0	56	0,3
Giếng 478		1,2	50	0,5

cho quá trình tách nhũ đối với dầu thô khai thác tại từng giếng, biểu thị sự biến thiên tỷ lệ nước tách được theo công suất sóng siêu cao tần (x1), thời gian tách nhũ (x2).

Điều kiện tối ưu cho quá trình tách nhũ đối với dầu thô khai thác tại từng giếng bằng công nghệ sử dụng bức xạ vi sóng được thể hiện trong Bảng 5.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã tạo hệ nhũ tương nước dầu bền với tỷ lệ dầu/nước = 60/40 được áp dụng để nghiên cứu tách nhũ tương sử dụng kỹ thuật gia nhiệt vi sóng.

Đánh giá và xác định điều kiện tối ưu cho quá trình tách nhũ tương nước/dầu cho các loại dầu tại các giếng: 478 Miocene, 1014 Oligocene trên, 1120 tầng Oligocene dưới của mỏ Bạch Hổ như: Thời gian cần thiết để hoàn thành quá trình tách; công suất sóng siêu cao tần tối ưu; xác định khả năng tách nước tối đa cho các loại dầu.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, hàm lượng asphaltene có mặt trong dầu cũng ảnh hưởng tới quá trình tách nước từ các mẫu nhũ tương (hàm lượng asphaltene tại các giếng được xếp theo thứ tự tăng dần: giếng 1120 tầng Oligocene dưới, giếng 1014 tầng Oligocene trên, giếng 478 tầng Miocene đồng nghĩa với khả năng tách nhũ giảm dần).

Tài liệu tham khảo

1. Abdurahman H.Nour, Rosli Mohd Yunus, Zulkifly Jemaat. *Study on demulsification of water-in-oil emulsions via microwave heating technology*. Journal of Applied Sciences. 2006; 6(9): p. 2060 - 2066.
2. Manar El-Sayed Abdel-Raouf, Abdul-Raheim Mahmoud Abdul-Raheim, Abdel-Azim Ahmed Abdel-Azim. *Surface properties and thermodynamic parameters of some sugar- based ethoxylated amine surfactants: 1-Synthesis, characterization, and demulsification efficiency*. Journal of Surfactants and Detergents. 2011; 14: p.113 - 121.
3. Michael Stang, Heike Karbstein, Helmar Schubert. *Adsorption kinetics of emulsifiers at oil-water interfaces and their effect on mechanical emulsification*. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. 1994; 33(5): p. 307 - 311.
4. Géza Horváthz- Szabó, Jacob H.Masliyah, Janet A.W.Elliott, Harvey W.Yarranton, Jan Czarnecki. *Adsorption isotherms of associating asphaltenes at oil/water interfaces based on the dependence of interfacial tension on solvent activity*. Journal of Colloid and Interface Science. 2005; 283(1): p. 5 - 17.

5. Y.H.Hui. *Handbook of food science, technology and engineering*. Taylor and Francis. 2006; 3.
6. William J.Klaila. *Method and apparatus for controlling fluency of high viscosity hydrocarbon fluids*. US Patent RE31241E. 1983; 4: p. 582 - 629.
7. Lê Đức Ngọc. *Xử lý số liệu và kế hoạch hóa thực nghiệm*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2001.
8. Robert L.Mason, Richard F.Gunst, James L.Hess. *Statistical design and analysis of experiments*. Wiley-Interscience. 2003.

Study of experimental model to determine optimal conditions for water separation from crude oil using microwave radiation technology

**Le Thi Thu Huong, Hoang Linh, Hoang Long
Truong Van Dung, Luong Van Tuyen**
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The authors established three water/oil emulsions from crude oil in Miocene, Upper and Lower Oligocene of Bach Ho field with an oil-water ratio of 60:40, using Span 80 as an emulsifier, concentration of 500ppm. The study has used the software for statistical design and analysis of experiments (Modde 5.0) to optimise the conditions for separating water from water/oil emulsions by microwave radiation technology. The results show that the percentage of residual water in crude oil is not higher than 0.5% under the optimal conditions.

Key words: Water/oil emulsion, microwave radiation, optimisation.

THU HỒI NI TỪ XÚC TÁC THẢI CỦA NHÀ MÁY ĐẠM PHÚ MỸ ĐỂ TỔNG HỢP XÚC TÁC XỬ LÝ CO VÀ C₃H₆

TS. Lê Phúc Nguyên, KS. Nguyễn Thị Anh Thư
CN. Lương Ngọc Thủy, CN. Nguyễn Văn Hiếu
TS. Nguyễn Hoài Thu, ThS. Nguyễn Sura
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nguyenlp@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Phương án tiềm năng được đề xuất trong nghiên cứu này là thu hồi kim loại từ xúc tác thải từ các nhà máy đạm để tổng hợp xúc tác xử lý khí thải. Các thông số công nghệ của quá trình hòa tách để thu hồi kim loại Ni từ xúc tác thải của nhà máy đạm theo phương pháp hòa tách bằng dung dịch HNO₃ đã được khảo sát với các thông số gồm: điều kiện đốt cốc, kích thước hạt xúc tác thải, nồng độ acid sử dụng, tỷ lệ rắn/lỏng, nhiệt độ, thời gian hòa tách, tốc độ khuấy trộn. Kết quả cho thấy quy trình thu hồi cho độ thu hồi hơn 90% Ni với độ tinh khiết sản phẩm trên 90% trong 1 giờ. Muối Ni được thu hồi từ quá trình trên được sử dụng làm tiền chất cho quá trình tổng hợp xúc tác xử lý CO, C₃H₆ theo con đường oxy hóa hoàn toàn. Xúc tác được tổng hợp từ Ni thu hồi có hình thái và hoạt tính tương đồng với xúc tác được tổng hợp từ muối Ni thương mại. Nhiệt độ chuyển hóa trên 90% đối với CO, C₃H₆ của hai xúc tác khoảng 268°C ở GHSV > 100.000 h⁻¹.

Từ khóa: Xử lý CO, C₃H₆, xúc tác thải, nhà máy đạm, Ni, light-off.

1. Mở đầu

Hiện nay, tại các nhà máy đạm Phú Mỹ, đạm Cà Mau đang sử dụng khoảng 16 loại xúc tác với tổng khối lượng hơn 1000 tấn. Tùy vào mỗi loại xúc tác mà thời gian sử dụng có thể thay đổi từ 2 đến 10 năm. Đối với các nhà máy này lượng xúc tác chứa kim loại Ni chiếm từ 20% đến 30% trên tổng khối lượng xúc tác sử dụng. Các loại xúc tác này hoạt động ở nhiệt độ cao với sự hiện diện của nhiều tác nhân gây ngộ độc và cốc nên 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 dần hoạt tính sau đó được tái hoạt hóa và sử dụng lại. Nhưng trong thực tế, quá trình tái hoạt hóa không giúp xúc tác có được hoạt tính như ban đầu do các quá trình mất hoạt tính thường là bất thuận nghịch (ví dụ quá trình kết khối). Kết quả sau một thời gian (2 - 3 năm), xúc tác mất hoạt tính và phải được thải loại. Lúc này xúc tác thải được xếp vào hạng mục chất thải rắn công nghiệp nguy hại do có hàm lượng kim loại cao.

Có nhiều hướng nghiên cứu được phát triển nhằm thu hồi Ni từ xúc tác thải như: hòa tách [1 - 3], nung chảy [4, 5], điện phân [6 - 7], trao đổi ion [8]. Trong đó, phương pháp hòa tách được nghiên cứu rộng rãi nhất do sự đơn giản, rẻ tiền và hiệu suất thu hồi Ni cao. H₂SO₄ được nghiên cứu phổ biến để hòa tách Ni do acid này có giá thành thấp và khả năng hòa tách Ni tốt. Sản phẩm thu được trực tiếp là muối NiSO₄ [9]. Hiệu suất thu hồi có thể đạt được 85% [3].

Quy trình thu hồi hoàn toàn Ni bằng H₂SO₄ được xây dựng bởi Lee và cộng sự [2]. Nồng độ acid thường được nghiên cứu trong khoảng từ 10 - 50%, kích thước hạt nhỏ hơn 500mm, tỷ lệ rắn/lỏng (xúc tác thải/acid) dao động trong khoảng 1/1 xuống 1/12 [10]. Tuy vậy, việc sử dụng H₂SO₄ có nhiều nhược điểm, nhất là vấn đề ăn mòn cao.

Khí thải phát sinh trong quá trình vận hành các động cơ, lò đốt sử dụng nhiên liệu xăng, diesel... như CO, các hydrocarbon mạch ngắn (HC) và NO_x... là nguyên nhân chính gây ô nhiễm môi trường không khí. Nếu NO_x phải được khử về N₂ thì CO, HC cần được oxy hóa hoàn toàn thành CO₂ và H₂O. Kết quả nghiên cứu [11] trên hệ xúc tác 2 kim loại là Pd và Ni cho thấy Ni là tác nhân có khả năng xúc tác cho quá trình oxy hóa hoàn toàn CO và HC. Tiền chất Ni được sử dụng cho quá trình tổng hợp là Ni(NO₃)₂·6H₂O, tuy nhiên các tác giả vẫn chưa cho thấy hiệu quả xử lý CO, HC trên hệ Ni riêng lẻ [11]. Ngoài ra, Ni cũng được sử dụng rất nhiều trong các hệ xúc tác xử lý khí thải như thành phần phụ gia [12].

Trên các cơ sở này, nhóm tác giả thực hiện giải pháp mang tính toàn diện cho việc xử lý môi trường là thu hồi Ni từ xúc tác thải của các nhà máy đạm để làm tiền chất tổng hợp xúc tác xử lý khí thải. Với định hướng sử dụng Ni làm tiền chất tổng hợp xúc tác thì tiền chất muối nitrate được sử dụng rộng rãi nhất do muối này dễ phân hủy trong quá trình tổng hợp [11]. Vì vậy, quá trình thu hồi Ni từ xúc tác thải cần phải tiến hành với tác nhân là HNO₃ chứ không phải các acid khác thường được sử dụng để thu hồi

Ni (như HCl, H_2SO_4). Ngoài ra, trong quá trình tổng hợp, Ni thực tế ở dạng Ni^{2+} , do đó chất lượng quan trọng của Ni để tổng hợp chính là độ tinh khiết của dung dịch Ni^{2+} .

Kết quả nghiên cứu của Oza và cộng sự về quá trình hòa tách thu hồi Ni bằng dung dịch HNO_3 từ xúc tác thải Ni/Al_2O_3 cho thấy quá trình hòa tách bao gồm khá nhiều bước như: nghiền, rây phân loại hạt xúc tác, đốt cốc sau đó mới cho xúc tác tiếp xúc với acid để tách Ni [13]. Tuy nhiên, trong nghiên cứu này có một số điểm cần làm rõ như ảnh hưởng của điều kiện đốt cốc, nghiền, khuấy trộn và các thông số trong quá trình hòa tách đến hiệu quả của quá trình hòa tách. Trong nghiên cứu [13], Oza đã lựa chọn ngẫu nhiên các thông số này. Điều kiện tiến hành thí nghiệm ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả của quá trình hòa tách [14], do đó cần khảo sát để tìm ra thông số phù hợp nhằm tiết kiệm thời gian, chi phí và năng lượng.

Như vậy, việc thu hồi Ni từ xúc tác thải của các nhà máy lọc hóa dầu thông qua việc hòa tách Ni bằng acid là khả thi. Đồng thời, hướng sử dụng Ni thu hồi để tổng hợp xúc tác xử lý khí thải về khía cạnh môi trường và kinh tế là có tiềm năng do sử dụng nguyên liệu là chất thải rắn để tạo ra các sản phẩm có giá trị cao. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã khảo sát tìm thông số phù hợp cho quá trình hòa tách thu hồi Ni từ xúc tác thải của nhà máy đạm bằng dung dịch acid HNO_3 : điều kiện đốt cốc, nghiền, khuấy trộn, nồng độ acid sử dụng, tỷ lệ rắn/lỏng, nhiệt độ, thời gian hòa tách. Sau đó, đánh giá khả năng sử dụng Ni thu hồi so với việc sử dụng Ni tinh khiết trong tổng hợp xúc tác xử lý CO và C_3H_6 .

2. Thực nghiệm

Xúc tác thải dùng để thu hồi Ni có tên thương mại là RKS-2-7H của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Thành phần xúc tác như sau: Ni 8,51% khối lượng, Mg 8,61% khối lượng, Al 23,15% khối lượng, O 59,73% khối lượng. Acid dùng để hòa tách: HNO_3 đậm đặc (Trung Quốc).

Quá trình hòa tách được thực hiện như sau: Cân lượng xác định xúc tác thải (có thể trải qua quá trình đốt cốc ở nhiệt độ $540^\circ C$ hoặc không) cho vào dung dịch HNO_3 nồng độ từ 1 - 2,5M theo tỷ lệ rắn/lỏng từ 1/30g/ml - 1/5g/ml trong bể hòa tách bằng thủy tinh. Nhiệt độ hòa tách từ $80 - 106^\circ C$. Tốc độ khuấy trộn được điều chỉnh trong khoảng từ 0 - 600 (vòng/phút). Quá trình hòa tách được thực hiện trong 30 phút đến 2 giờ. Phần hơi acid bốc lên được dẫn qua bể NaOH hấp thụ trước khi thải ra ngoài. Sau khi hòa tách, tách riêng phần lỏng và rắn. Phần rắn được rửa bằng nước cất 3 lần, thu lấy dung dịch rửa và hòa trộn với phần lỏng được sản phẩm lỏng chứa muối Ni

thu hồi. Hàm lượng các nguyên tố Ni^{2+} , Al^{3+} và Mg^{2+} được xác định bằng phương pháp ICP (Inductivity Coupled Plasma). Phần rắn được thải bỏ theo các quy định về quản lý chất thải rắn. Các thí nghiệm lặp lại 3 lần, lấy giá trị trung bình. Sai số của phép tính hiệu suất thu hồi được tính theo phương pháp thống kê với độ tin cậy của kết quả là 95% ($Z_p = 1,96$). Sai số của phép tính hiệu suất thu hồi Ni bằng $\pm 0,93\%$.

Hòa muối $Ni(NO_3)_2$ thu hồi được ở trên với muối $Mn(NO_3)_2$ (hóa chất tinh khiết Merck) trong môi trường nước, sau đó hỗn hợp được khuấy trộn với $\gamma-Al_2O_3$ (hóa chất tinh khiết Merck) để tổng hợp chất xúc tác xử lý CO và hydrocarbon theo phương pháp đồng kết tủa. Khối lượng các muối nitrate của Mn (II), Ni (II) được tính toán sao cho tỷ lệ khối lượng của mỗi oxide tương ứng trong mẫu xúc tác là 20% khối lượng. Tổng khối lượng của hỗn hợp xúc tác là 100% khối lượng. Dung dịch dùng để điều chỉnh pH là NH_3 . Hỗn hợp sau đó được cô cạn ở nhiệt độ $90^\circ C$, sấy ở nhiệt độ $110^\circ C$ trong 12 giờ và nung ở nhiệt độ $550^\circ C$ trong 4 giờ trong môi trường khử ($30\%H_2 : 70\%N_2$). Xúc tác thu được được ký hiệu là NiMn/Al-TH. Bên cạnh đó, nhóm tác giả cũng tổng hợp 1 mẫu so sánh với quy trình và thành phần tương tự, chỉ khác ở tiền chất sử dụng là muối $Ni(NO_3)_2$ tinh khiết (hóa chất tinh khiết Merck). Mẫu này được ký hiệu là NiMn/Al-TK.

Các tính chất hóa lý của xúc tác sau tổng hợp gồm: thành phần pha (thiết bị Bruker D8 Advance), hình thái của xúc tác như diện tích bề mặt, thể tích lỗ xốp cùng phân bố kích thước lỗ xốp (thiết bị Micromeritics). Phương pháp huỳnh quang tia X được áp dụng trong nghiên cứu này với mục đích xác định hàm lượng Ni trong xúc tác thải trước khi thu hồi. Thí nghiệm được thực hiện trên thiết bị S4 Pioneer (Bruker).

Hoạt tính xúc tác trên phản ứng oxy hóa CO, C_3H_6 thành CO_2 , H_2O được khảo sát nhờ một hệ thống xúc tác tầng cố định. Phản ứng được tiến hành với tỷ lệ hỗn hợp khí $CO:C_3H_6:O_2:N_2 = 0,8:0,05:20:79$ với áp suất khí quyển. Tổng lưu lượng hỗn hợp khí là 10 lít/giờ với 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 $400^\circ C$ trong 2 giờ trong dòng khí N_2 . 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 nhiệt độ $50 - 500^\circ C$ với tốc độ gia nhiệt là $5^\circ C/phút$. Quá trình light-off CO chính là khảo sát độ chuyển hóa CO thành CO_2 theo từng nhiệt độ. Nồng độ các khí trong sản phẩm bao gồm CO, CO_2 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 nhiệt độ 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.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của một số điều kiện thực nghiệm đến hiệu suất của quá trình thu hồi Ni

Nhóm tác giả tập trung khảo sát các thông số liên quan đến điều kiện tiền xử lý xúc tác thải và điều kiện khuấy trộn, tỷ lệ rắn/lỏng trước để làm cơ sở xác định các biến độc lập trước khi tiến hành quy hoạch thực nghiệm cho quá trình thu hồi Ni.

3.1.1. Kích thước hạt

Trong nghiên cứu của Oza [13], điều kiện kích cỡ hạt xúc tác được lựa chọn ngẫu nhiên trong khoảng 1 - 2mm. Tuy nhiên, quá trình nghiền xúc tác liên quan đến năng lượng tiêu hao nên cần có khảo sát để lựa chọn kích thước phù hợp.

Ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đến hiệu suất thu hồi sản phẩm muối Ni trong 1 giờ hòa tách được thể hiện ở Hình 1. Kết quả cho thấy kích thước hạt $d < 200\mu\text{m}$ làm giảm hiệu suất hòa tách Ni ($< 86\%$), việc nghiền quá nhỏ hạt xúc tác có thể làm giảm hiệu quả quá trình hòa tách. Có thể do xúc tác được tổng hợp bằng phương pháp tẩm Ni lên bề mặt pha nền nên quá trình nghiền đã làm các phần pha nền bên trong không chứa Ni bị vỡ và tiếp xúc với acid, làm giảm hiệu quả hòa tách Ni. Qua khảo sát này cho thấy việc nghiền xúc tác là không cần thiết do sự khác biệt giữa hiệu suất hòa tách ở các kích thước khác nhau không lớn và việc giữ nguyên kích thước ban đầu giúp tiết kiệm chi phí.

3.1.2. Điều kiện đốt cốc

Theo nghiên cứu của Oza [13], quá trình đốt cốc được mặc định thực hiện ở nhiệt độ 600°C trong 5 giờ. Đây cũng là một bước tiêu hao năng lượng, do đó nhóm tác giả tiến hành khảo sát hiệu quả của quá trình thu hồi ở 2 trường hợp đốt cốc và không đốt cốc trong 1 giờ hòa tách.

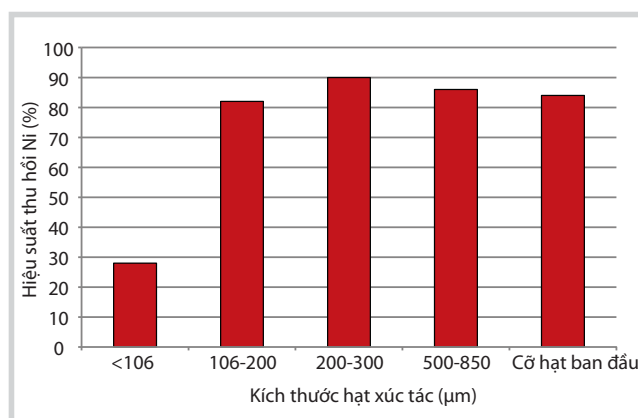
Ảnh hưởng của quá trình đốt cốc đến hiệu suất thu hồi Ni ở các nồng độ acid khác nhau được thể hiện trong Hình 2. Điểm đặc biệt là quá trình đốt cốc gây bất lợi cho quá trình hòa tách. Khi thực hiện quá trình đốt cốc trong không khí ở nhiệt độ 550°C thì hiệu suất thu hồi Ni lại

giảm từ 7 - 9%. Kết quả này có thể do đốt cốc là một quá trình phát nhiệt và dẫn đến các quá trình kết khối trên bề mặt xúc tác, gây khó khăn cho quá trình phản ứng giữa kim loại và acid. Do đó, quá trình hòa tách sẽ được nhóm tác giả tiến hành trực tiếp trên xúc tác thải mà không cần thực hiện quá trình đốt cốc.

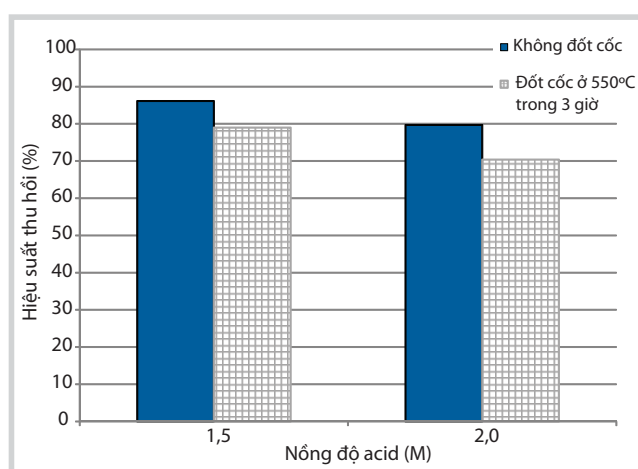
3.1.3. Tốc độ khuấy

Trong nghiên cứu, Oza đã khảo sát tốc độ khuấy trong khoảng 300 - 800 vòng/phút [13]. Kết quả cho thấy tốc độ khuấy không ảnh hưởng đến hiệu quả của quá trình thu hồi. Với đối tượng là xúc tác thải từ Nhà máy Đạm Phú Mỹ, nhóm tác giả đã khảo sát ảnh hưởng của tốc độ khuấy đến hiệu suất thu hồi và độ tinh khiết muối Ni với khoảng khảo sát từ 0 - 600 vòng/phút, thời gian hòa tách 1 giờ (Hình 3).

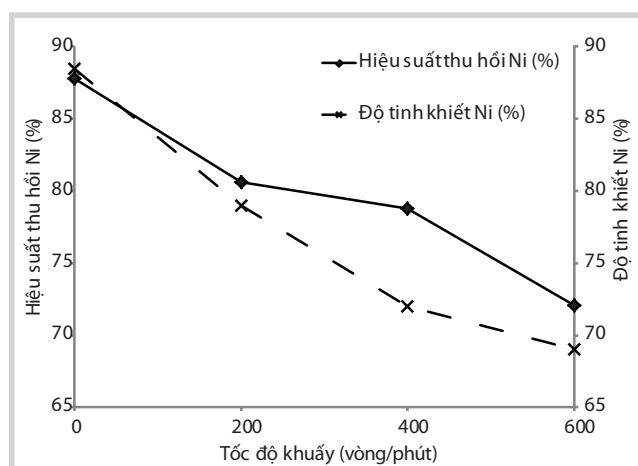
Theo đó, tốc độ khuấy làm giảm mạnh hiệu suất hòa tách và độ tinh khiết của sản phẩm. Việc tăng tốc độ



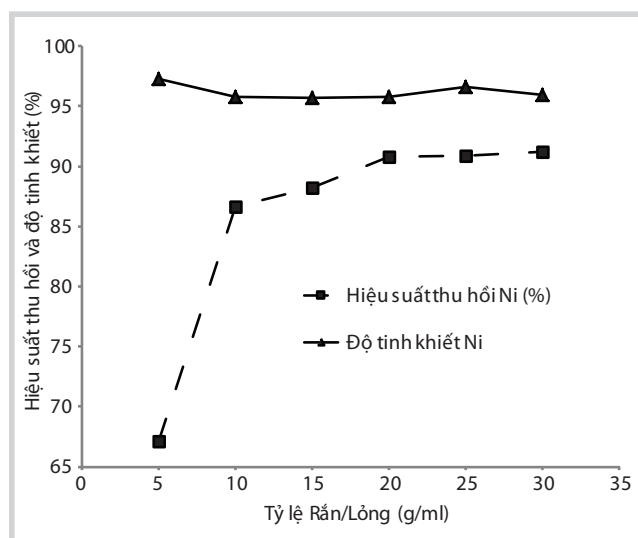
Hình 1. Kết quả ảnh hưởng của kích thước hạt xúc tác đến hiệu suất thu hồi sản phẩm muối Ni. (Điều kiện hòa tách: xúc tác không đốt cốc, nồng độ acid sử dụng: 2M, tốc độ khuấy 200 vòng/phút, tỷ lệ rắn/lỏng: 1/10, nhiệt độ hòa tách: 100°C trong 1 giờ)



Hình 2. Ảnh hưởng của quá trình đốt cốc (ở 550°C, 3 giờ) đến hiệu suất thu hồi Ni (Điều kiện hòa tách: xúc tác không nghiền, nồng độ acid sử dụng: 1,5M và 2M, tốc độ khuấy 200 vòng/phút, tỷ lệ rắn/lỏng: 1/10, nhiệt độ hòa tách 100°C trong 1 giờ)



Hình 3. Ảnh hưởng tốc độ khuấy đến hiệu suất thu hồi và độ tinh khiết muối Ni. (Điều kiện hòa tách: xúc tác không đốt cốc, không nghiền, nồng độ acid sử dụng: 1,5M, tỷ lệ rắn/lỏng: 1/20, nhiệt độ hòa tách: 100°C trong 1 giờ.)



Hình 4. Kết quả ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lỏng đến hiệu suất thu hồi và độ tinh khiết của sản phẩm muối Ni. (Điều kiện hòa tách: xúc tác không đốt cốc, không nghiền, không khuấy, nồng độ acid 1,5M, nhiệt độ hòa tách 100°C trong 1 giờ)

khuấy làm vỡ các hạt xúc tác và tăng sự hòa tan phần Al trong pha nền. Điều này gây bất lợi đối với quá trình hòa tan của Ni và làm cho sản phẩm có độ tinh khiết thấp hơn. Kết quả nhóm tác giả thu được là trong điều kiện không khuấy vẫn có thể giúp quá trình hòa tách đạt hiệu suất thu hồi và độ tinh khiết khá cao (khoảng 90%).

3.1.4. Tỷ lệ xúc tác/dung dịch acid (tỷ lệ rắn/lỏng)

Tỷ lệ xúc tác/dung dịch acid phù hợp là một thông số quan trọng ảnh hưởng đến tính hiệu quả của việc sử dụng acid cho quá trình thu hồi. Trong thí nghiệm này, nhóm tác giả cố định điều kiện hòa tách như mô tả ở Hình 4 nhằm đánh giá và lựa chọn tỷ lệ rắn/lỏng phù hợp.

Sự thay đổi hiệu suất thu hồi và độ tinh khiết muối Ni theo sự giảm dần tỷ lệ rắn/lỏng trong 1 giờ (Hình 4). Với

tỷ lệ rắn/lỏng = 1/5g/ml giảm xuống 1/20g/ml, thì hiệu suất thu hồi Ni tăng từ 67% lên gần 90%. Khi tiếp tục tăng lượng acid với tỷ lệ rắn/lỏng dưới 1/20g/ml thì hiệu suất thu hồi gần như không thay đổi (khoảng 90%). Xét về độ tinh khiết của sản phẩm, các kết quả có giá trị tương đối cao, trên 95%. Vì lý do tỷ lệ rắn/lỏng thấp (dưới 1/20) thì thể tích của thiết bị phản ứng phải lớn và vấn đề xử lý acid dư. Do đó, tỷ lệ rắn/lỏng 1/20g/ml được lựa chọn là điều kiện phù hợp nhất.

3.2. Tối ưu hóa điều kiện thực nghiệm thu hồi Ni

Từ kết quả thí nghiệm khảo sát ảnh hưởng các yếu tố công nghệ đến quá trình hòa tách có thể thấy xúc tác để nguyên hạt ban đầu không cần nghiền và quá trình hòa tách không khuấy trộn cho hiệu suất thu hồi tốt hơn. Bên cạnh đó, tỷ lệ rắn/lỏng trong khoảng 1/30g/ml - 1/10g/ml không ảnh hưởng nhiều đến hiệu quả của quá trình hòa tách, do đó có thể xem các thông số như kích cỡ hạt, tốc độ khuấy, tỷ lệ rắn lỏng là các biến độc lập.

Như vậy, bài toán đặt ra là tìm điều kiện hòa tách phù hợp (nồng độ acid (Z_1 , M), nhiệt độ (Z_2 , °C) và thời gian hòa tách (Z_3 , phút)) để có hiệu suất thu hồi Ni (Hàm mục tiêu - Y_{hs}) và độ tinh khiết sản phẩm muối Ni (Hàm mục tiêu - Y_{tk}) đạt giá trị lớn nhất.

Phương pháp thực hiện là giải bài toán tối ưu theo phương pháp Tiêu chuẩn toàn cục (Global criterion) [15]. Bước 1: Giải bài toán tối ưu cho từng mục tiêu Y_{hs}^* (giá trị hiệu suất cực đại) và Y_{tk}^* (giá trị độ tinh khiết cực đại) và xác định các tập giá trị tương ứng (Z_1, Z_2, Z_3) $_{hs}^*$ và (Z_1, Z_2, Z_3) $_{tk}^*$. Bước 2: Giải bài toán đa mục tiêu dựa trên nguyên tắc tìm giá trị Y_{hs}^{opt} và Y_{tk}^{opt} sao cho các giá trị này gần với giá trị Y_{hs}^* và Y_{tk}^* nhất thông qua việc tìm giá trị min $Z(Y_{hs}, Y_{tk})$.

$$\min Z = \sum \left(\frac{Y_{hs}^* - Y_{hs}}{|Y_{hs}^*|} \right)^p + \sum \left(\frac{Y_{tk}^* - Y_{tk}}{|Y_{tk}^*|} \right)^p \quad (1)$$

Trong đó, $p = 1$ hoặc $p = 2$ (phụ thuộc vào phương án lựa chọn kết quả tối ưu).

Sau đó, tiến hành kiểm tra mức độ đạt được so với giá trị Y_{hs}^* và Y_{tk}^* thông qua giá trị % giữa Y_{hs}^{opt}/Y_{hs}^* và Y_{tk}^{opt}/Y_{tk}^* .

Bước 1: Giải bài toán tối ưu cho từng mục tiêu

Nhóm tác giả tiến hành thí nghiệm theo phương pháp leo dốc đúng với 3 yếu tố được khảo sát: nồng độ acid (Z_1 , M), nhiệt độ (Z_2 , °C) và thời gian hòa tách (Z_3 , phút) để tìm để tìm Y_{hs}^* và Y_{tk}^* .

Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y_{hs} = b_o + b_1 Z_1 + b_2 Z_2 + b_3 Z_3 + b_{12} Z_1 Z_2 + b_{13} Z_1 Z_3 + b_{23} Z_2 Z_3 + b_{11}(Z_1^2 - \lambda) + b_{22}(Z_2^2 - \lambda) + b_{33}(Z_3^2 - \lambda) \quad (2)$$

Với $b_o, b_1, b_2, \dots, b_{33}$: Các hệ số của phương trình hồi quy.

Xúc tác thải không đốt cốc và để nguyên cỡ hạt ban đầu cho vào dung dịch HNO_3 nồng độ từ 1 - 2,5M theo tỷ lệ rắn/lỏng 1/20g/ml trong bể hòa tách bằng thủy tinh. Nhiệt độ hòa tách từ 80°C - 106°C và không khuấy trộn. Quá trình hòa tách được thực hiện trong khoảng 30 - 75 phút. Phần lỏng sau khi hòa tách được phân tích xác định hàm lượng Ni^{2+} bằng phương pháp ICP, sau đó tính hiệu suất thu hồi dựa vào thành phần Ni ban đầu trong xúc tác.

Lập ma trận quy hoạch thực nghiệm và xác định các hệ số của phương trình hồi quy với mục tiêu khảo sát 3 yếu tố ảnh hưởng, số thí nghiệm cần phải tiến hành $N = 15$ [16].

Từ đó, xác định được phương trình hồi quy mô tả thực nghiệm.

Nhóm tác giả tiến hành thêm 3 thí nghiệm ở tâm. Sự có nghĩa của các hệ số phương trình hồi quy được kiểm định theo phân bố Student với mức ý nghĩa $p = 0,05$ và bậc tự do $f = 2$. Sau đó, sự tương thích của phương trình hồi quy được kiểm tra theo tiêu chuẩn Fisher. Kết quả thực nghiệm của hiệu suất thu hồi Ni (Y_{hs}) và độ tinh khiết (Y_{tk}) được bố trí trên bảng ma trận mở rộng (Bảng 2).

Với x_1, x_2, x_3 lần lượt là biến mã hóa của biến thực Z_1, Z_2, Z_3 .

Bảng 1. Khoảng biến thiên của thí nghiệm

Yếu tố, $Z_{(i)}$	$a_{(i)}$	$b_{(i)}$	Z_o	Delta Z
Z_1 (C, M)	1	2,5	1,75	0,75
Z_2 (T, $^\circ\text{C}$)	80	106	93	13
Z_3 (t, phút)	30	75	52,5	22,5

Bảng 2. Kết quả quy hoạch thực nghiệm hiệu suất (Y_{hs}) và độ tinh khiết (Y_{tk}) của quá trình hòa tách thu hồi Ni từ xúc tác thải

TN	x_0	x_1	x_2	x_3	$x_1 x_2$	$x_1 x_3$	$x_2 x_3$	$x_1^2 - \lambda$	$x_2^2 - \lambda$	$x_3^2 - \lambda$	Z_1	Z_2	Z_3	Y_{hs}	Y_{tk}
1	1	1	1	1	1	1	1	1/4	1/4	1/4	2,5	106	75	93,1	89,2
2	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1/4	1/4	1/4	1	80	75	77,2	94,5
3	1	1	-1	1	-1	1	-1	1/4	1/4	1/4	2,5	80	75	81,5	90,1
4	1	-1	1	1	-1	-1	1	1/4	1/4	1/4	1	106	75	83,3	93,7
5	1	1	1	-1	1	-1	-1	1/4	1/4	1/4	2,5	106	30	80,1	92,6
6	1	-1	-1	-1	1	1	1	1/4	1/4	1/4	1	80	30	73,4	95,5
7	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1/4	1/4	1/4	2,5	80	30	78,3	94,8
8	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1/4	1/4	1/4	1	106	30	75,2	95,6
9	1	1,2	0	0	0	0	0	3/4	-3/4	-3/4	2,66	93	53	88,3	90,1
10	1	-1,2	0	0	0	0	0	3/4	-3/4	-3/4	0,84	93	53	79,2	93,4
11	1	0	1,2	0	0	0	0	-3/4	3/4	-3/4	1,75	109	53	87,1	92,4
12	1	0	-1,2	0	0	0	0	-3/4	3/4	-3/4	1,75	77	53	78,4	92,3
13	1	0	0	1,2	0	0	0	-3/4	-3/4	3/4	1,75	93	80	92,3	90,7
14	1	0	0	-1,2	0	0	0	-3/4	-3/4	3/4	1,75	93	25	79,2	92,2
15	1	0	0	0	0	0	0	-3/4	-3/4	-3/4	1,75	93	52,5	88,1	93,4

Vậy, qua quá trình khảo sát, đã xác định được phương trình hồi quy của Y_{hs} có dạng:

$$Y_{hs} = 82,3 + 3,2Z_1 + 2,9Z_2 + 4Z_3 + 1,8Z_2Z_3 - 2,8(Z_1^2 - 0,75) - 3,5(Z_2^2 - 0,75) \quad (3)$$

Điều này cho thấy nồng độ acid, nhiệt độ hòa tách và thời gian hòa tách đều tỷ lệ thuận với hiệu suất thu hồi Ni.

Tính toán tương tự phương trình hồi quy của Y_{tk} có dạng:

$$Y_{tk} = 92,7 - 1,5Z_1 - 1,2Z_3 \quad (4)$$

Điều này cho thấy nồng độ acid và thời gian hòa tách đều tỷ lệ nghịch với độ tinh khiết sản phẩm muối Ni. Nhiệt độ không ảnh hưởng đáng kể đến độ tinh khiết.

Từ các mối quan hệ giữa điều kiện hòa tách (nồng độ acid (Z_1 , M), nhiệt độ (Z_2 , $^\circ\text{C}$), thời gian hòa tách (Z_3 , phút)) và hàm mục tiêu hiệu suất thu hồi Ni (Y_{hs}) max, độ tinh khiết sản phẩm muối Ni (Y_{tk}) max như phương trình (I) và (II). Giá trị Y_{hs}^* và Y_{tk}^* được giải nhờ sự hỗ trợ của phần mềm Excel - Solver trong vùng giới hạn nghiên cứu (Bảng 1) như sau:

$Y_{hs}^* = 94,4\%$ với:

$Z_1^* = 2,2\text{M}$

$Z_2^* = 102^\circ\text{C}$

$Z_3^* = 79,5$ phút

$Y_{tk}^* = 95,9\%$ với:

$Z_1^* = 0,9\text{M}$

$Z_2^* = 77^\circ\text{C}$

$Z_3^* = 26$ phút

Bước 2: Giải bài toán tối ưu đa mục tiêu thông qua việc tìm giá trị $\min Z(Y_{hs}, Y_{tk})$

Xét $p = 1$. Lúc đó $\min Z$ có dạng

$$\min Z = \sum \frac{Y_{hs}^* - Y_{hs}}{|Y_{hs}^*|} + \sum \frac{Y_{tk}^* - Y_{tk}}{|Y_{tk}^*|} \quad (5)$$

Kết quả tối ưu được giải nhờ sự hỗ trợ của phần mềm Excel - Solver như sau:

$$Z_1^{\text{opt}} = 2M; Z_2^{\text{opt}} = 102^\circ\text{C}; Z_3^{\text{opt}} = 80 \text{ phút};$$

$$Y_{hs}^{\text{opt}} = 94,2\% \text{ (mức độ đạt được } 94,2/94,4 = 99,8\%);$$

$$Y_{tk}^{\text{opt}} = 90,8\% \text{ (mức độ đạt được } 90,8/95,9 = 94,7\%);$$

Tương tự, xét $p = 2$. Lúc đó $\min Z$ có dạng

$$\min Z = \sum \left(\frac{Y_{hs}^* - Y_{hs}}{|Y_{hs}^*|} \right)^2 + \sum \left(\frac{Y_{tk}^* - Y_{tk}}{|Y_{tk}^*|} \right)^2 \quad (6)$$

Kết quả tối ưu được giải nhờ sự hỗ trợ của phần mềm Excel - Solver như sau:

$$Z_1^{\text{opt}} = 1,6 M; Z_2^{\text{opt}} = 102^\circ\text{C}; Z_3^{\text{opt}} = 80 \text{ phút};$$

$$Y_{hs}^{\text{opt}} = 92,9\% \text{ (mức độ đạt được } 92,9/94,4 = 98,4\%);$$

$$Y_{tk}^{\text{opt}} = 91,6\% \text{ (mức độ đạt được } 91,6/95,9 = 95,4\%);$$

Như vậy, thông qua việc giải bài toán tối ưu đa mục tiêu ta thu được kết quả sau:

- Nếu chọn hiệu suất là thông số ưu tiên thì điều kiện hòa tách như sau: nồng độ acid 2M; nhiệt độ hòa tách 102°C và thời gian 80 phút. Tương ứng với điều kiện này, hiệu suất tối ưu đạt 94,2% và độ tinh khiết muối Ni 90,8%.

- Nếu chọn độ tinh khiết là thông số ưu tiên thì điều kiện hòa tách như sau: nồng độ acid 1,6M; nhiệt độ hòa tách 102°C và thời gian 80 phút. Tương ứng với điều kiện này, độ tinh khiết muối Ni 91,6% và hiệu suất tối ưu đạt 92,9%.

3.3. Ứng dụng muối Ni thu hồi để tổng hợp xúc tác xử lý CO và C_3H_6

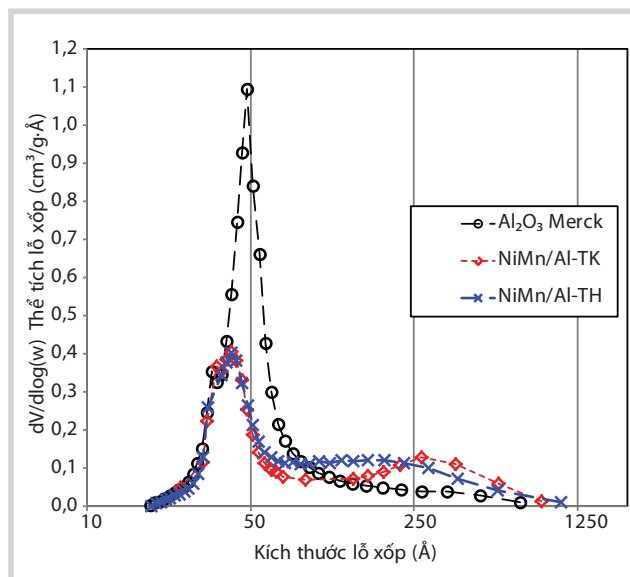
3.3.1. Tính chất hóa lý của xúc tác

Trong một nghiên cứu khác của nhóm tác giả, hệ xúc tác có thành phần 20% khối lượng Ni, 20% khối lượng Mn trên nền $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ đã được phát triển và cho thấy hiệu quả rất tốt cho quá trình xử lý CO theo con đường oxy hóa hoàn toàn thành CO_2 [17]. Do đó, để thấy được đầy đủ tính chất và khả năng ứng dụng của muối Ni thu hồi, nhóm tác giả tiến hành tổng hợp xúc tác theo thành phần này.

Bảng 3 thể hiện kết quả diện tích bề mặt (S_{BET}) và thể tích lỗ xốp của các mẫu xúc tác. Trong bảng này, nhóm tác giả trình bày các kết quả của chất mang $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ và 2 loại xúc tác có thành phần 20% khối lượng Ni, 20% khối

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

Mẫu xúc tác	S_{BET} (m^2/g)	Thể tích lỗ xốp (cm^3/g)
$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	130,0	0,250
20Ni20Mn/Al - thương mại	81,0	0,190
20Ni20Mn/Al - thu hồi	79,5	0,178



Hình 5. Kết quả phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu xúc tác

lượng Mn trên nền $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, trong đó kim loại Ni đi từ 2 nguồn muối Ni thu hồi (ký hiệu xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi) và muối Ni thương mại (ký hiệu xúc tác 20Ni20Mn/Al - thương mại). Kết quả cho thấy diện tích bề mặt, thể tích lỗ xốp của 2 hệ xúc tác 20Ni20Mn/Al tinh khiết, 20Ni20Mn/Al - thu hồi chênh lệch không đáng kể.

Các kết quả phân tích phân bố kích thước lỗ xốp ở Hình 8 cho thấy sự có mặt Ni đã làm giảm dần thể tích và kích thước lỗ xốp đặc trưng của Al_2O_3 . Kim loại Ni đã được kết tủa trong các lỗ xốp kích thước 5nm đặc trưng của Al_2O_3 . Do đó làm giảm thể tích lỗ xốp từ $0,25\text{cm}^3/\text{g}$ xuống còn $0,18\text{cm}^3/\text{g}$. Sự giảm thể tích lỗ xốp này diễn ra tương tự ở mẫu xúc tác tổng hợp từ Ni tinh khiết và Ni thu hồi.

3.3.2. Hoạt tính của xúc tác xử lý CO, C_3H_6 tổng hợp từ Ni thu hồi

Năng lượng hoạt hóa biểu kiến (E) của các quá trình xử lý CO, C_3H_6 trên các hệ xúc tác điều chế từ muối thu hồi và từ muối thương mại được suy ra từ phương trình biểu diễn mối quan hệ tốc độ phản ứng - nồng độ tác chất và phương trình Arrhenius cùng giả thiết ở độ chuyển hóa thấp, hệ khảo sát xem như thiết bị phản ứng dạng vi phân (differential reactor). Phương pháp tính toán năng lượng hoạt hóa biểu kiến đã được nhóm tác giả trình bày trong nghiên cứu [18].

Năng lượng hoạt hóa biểu kiến (E) được tính toán thông qua phương trình sau:

$$\ln\left[\frac{(1-X)^{1-a}-1}{a-1}\right] = \ln k_o + \left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (7)$$

Trong đó:

X: Độ chuyển hóa của tác chất ở nhiệt độ T;

a: Bậc phản ứng;

Theo kết quả nghiên cứu của Berlowitz [19] 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 là 425 - 550°K (tương ứng với nhiệt độ 152 - 277°C) [19]. 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 106 - 123°C, tương ứng với độ chuyển hóa < 10%.

Như vậy, phương trình (7) áp dụng cho CO có dạng:

$$\ln\left[\frac{1-(1-X)^2}{2}\right] = \ln k_o + \left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (8)$$

Theo kết quả nghiên cứu của Morooka [20, 21], thông thường bậc của C₃H₆ dao động từ 0 đến 1 (do giai đoạn chậm nhất quyết định tốc độ phản ứng là giai đoạn hấp phụ propylene). Nghiên cứu của Morooka tiến hành với khoảng nồng độ C₃H₆ từ 0,2 - 3,5% và độ chuyển hóa dưới 15%. Để tính năng lượng hoạt hóa cho phản ứng oxy hóa propylene, nhóm tác giả tiến hành khảo sát trong khoảng nhiệt độ 183 - 228°C tương ứng với độ chuyển hóa < 15%, bậc phản ứng C₃H₆ được chọn là 0.

Như vậy, phương trình (7) áp dụng cho C₃H₆ có dạng:

$$\ln[X] = \ln k_o + \left[\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (9)$$

Dựa trên phương trình 8 và 9, nhóm tác giả xây dựng các đồ thị biểu diễn $\ln[(1-(1-X)^2)/2]$ theo $(1/T_o - 1/T)$ và $\ln(X)$ theo $(1/T_o - 1/T)$. Hệ số góc của đồ thị chính là giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của quá trình chuyển hóa CO, C₃H₆ thành CO₂ tính ở vùng độ chuyển hóa thấp hơn 10% và 15%.

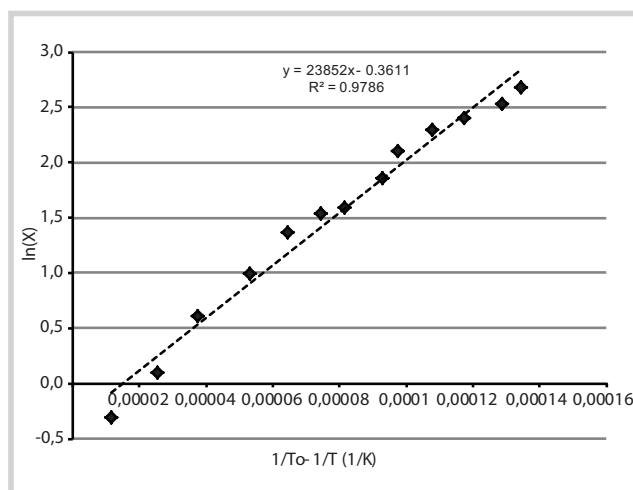
Ví dụ việc xác định năng lượng hoạt hóa biểu kiến của quá trình khảo sát light-off C₃H₆ trên xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi được thực hiện như sau:

- Bước 1: Chọn các giá trị nhiệt độ, độ chuyển hóa cho giai đoạn bắt đầu có quá trình oxy hóa C₃H₆ thành CO₂ đến độ chuyển hóa là 15%;

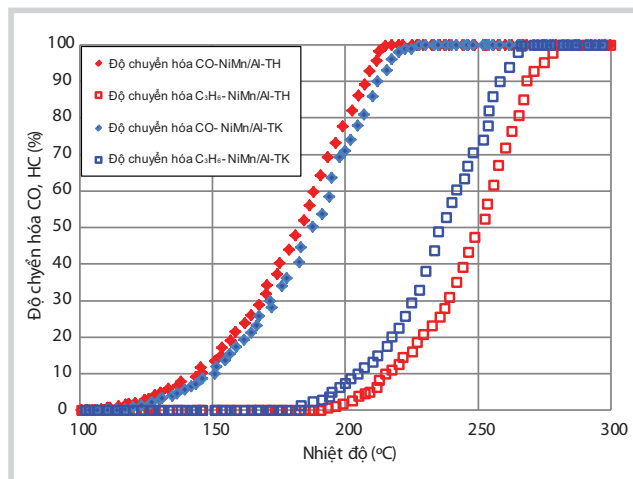
- Bước 2: Tiến hành vẽ đồ thị $\ln(X)$ theo $(1/T_o - 1/T)$ như Hình 6. Giá trị hệ số góc tương ứng với E/R, từ đó tính được năng lượng hoạt hóa (biểu kiến). Hình 9 cũng thể hiện giá trị hệ số xác định bội R².

Kết quả so sánh hoạt tính xử lý CO và C₃H₆ của xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi và xúc tác 20Ni20Mn/Al - thương mại được trình bày trong Hình 7. Các giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của phản ứng oxy hóa CO và C₃H₆ được thể hiện trong Bảng 4.

Hình 7 cho thấy khả năng xử lý CO của mẫu xúc tác NiMn/Al-TH điều chế từ muối Ni thu hồi tốt hơn so với xúc tác NiMn/Al-TK điều chế từ muối Ni tinh khiết. Tuy nhiên đối với C₃H₆, khả năng xử lý của mẫu điều chế từ muối Ni tinh khiết lại tốt hơn so với mẫu điều chế từ muối Ni thu



Hình 6. Ví dụ về đồ thị biểu diễn $\ln(X)$ 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 7. Kết quả khảo sát light-off CO, C₃H₆ trên 2 mẫu xúc tác sử dụng tiền chất Ni thu hồi (NiMn/Al-TH) và sử dụng tiền chất Ni tinh khiết (NiMn/Al-TK).

Bảng 4. Các giá trị năng lượng hoạt hóa biểu kiến của 2 mẫu xúc tác 20Ni20Mn/Al - thương mại và xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi trong phản ứng oxy hóa CO và C₃H₆

Xúc tác	Năng lượng hoạt hóa biểu kiến (KJ/mol)
Xử lý CO	
Xúc tác 20Ni20Mn/Al - thương mại	123
Xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi	105
Xử lý C₃H₆	
Xúc tác 20Ni20Mn/Al - thương mại	154
Xúc tác 20Ni20Mn/Al - thu hồi	198

hồi. Tuy nhiên, sự khác biệt giữa 2 mẫu là không lớn. Xét về khả năng chuyển hóa hoàn toàn CO và C₃H₆, cả hai loại xúc tác đều chuyển hóa trên 90% CO ở nhiệt độ 212°C và trên 90% C₃H₆ ở nhiệt độ 268°C.

Kết quả tính toán năng lượng hoạt hóa biểu kiến của quá trình oxy hóa hoàn toàn CO, C₃H₆ thành CO₂ tương ứng với mỗi loại xúc tác được trình bày trong Bảng 4. Năng lượng hoạt hóa biểu kiến trong phản ứng oxy hóa CO của xúc tác điều chế từ muối Ni thu hồi (105KJ/mol) thấp hơn năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni tinh khiết (123KJ/mol). Đối với phản ứng oxy hóa C₃H₆, giá trị năng lượng hoạt hóa có xu hướng ngược lại, năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni thu hồi (198KJ/mol) cao hơn năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni tinh khiết (154KJ/mol). Đối với cả hai loại xúc tác thì năng lượng hoạt hóa biểu kiến khi oxy hóa CO đều thấp hơn năng lượng hoạt hóa biểu kiến khi xử lý C₃H₆.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã lựa chọn được các thông số công nghệ phù hợp cho quá trình hòa tách thu hồi kim loại Ni từ xúc tác thải của nhà máy đạm như sau: không đốt cốc, giữ nguyên kích thước hạt ban đầu, không khuấy trộn, nhiệt độ hòa tách 100°C trong 1 giờ, nồng độ acid 1,5M, tỷ lệ xúc tác/acid = 1/20g/ml. Quá trình hòa tách vẫn cho độ thu hồi hơn 90% Ni với độ tinh khiết sản phẩm trên 90% nhưng đơn giản, phù hợp với các đối tượng là xúc tác thải tại Việt Nam hơn so với các quy trình hiện có trên thế giới. Kết quả phân tích hình thái của xúc tác cho thấy xúc tác tổng hợp từ Ni thu hồi có tính chất tương đương với xúc tác tổng hợp từ Ni thương mại. Về hiệu quả xử lý, xúc tác tổng hợp từ muối thu hồi và muối thương mại đều có hoạt tính tốt, nhiệt độ chuyển hóa trên 90% đối với CO, C₃H₆ ở nhiệt độ 268°C. Năng lượng hoạt hóa biểu kiến trong phản ứng oxy hóa CO của xúc tác điều chế từ muối Ni thu hồi (105KJ/mol) thấp hơn năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni tinh khiết (123KJ/mol). Tuy nhiên, đối

với phản ứng oxy hóa C₃H₆, giá trị năng lượng hoạt hóa có xu hướng ngược lại, năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni thu hồi (198KJ/mol) cao hơn năng lượng hoạt hóa biểu kiến của xúc tác điều chế từ muối Ni tinh khiết (154KJ/mol).

Như vậy, việc thu hồi Ni từ xúc tác thải để làm tiền chất tổng hợp xúc tác xử lý khí thải là hướng đi rất tiềm năng nhằm giảm ô nhiễm môi trường đồng thời làm tăng giá trị sử dụng của xúc tác. Điều kiện tiến hành thí nghiệm ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả của quá trình hòa tách, do đó cần lựa chọn các thông số phù hợp nhằm tiết kiệm thời gian, chi phí và năng lượng.

Tài liệu tham khảo

1. 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(4): p. 365 - 375.
2. Jin Young Lee, S.Venkateswara Rao, B.Nagaphani Kumar, Dong Jun Kang, B.Ramachandra Reddy. *Nickel recovery from spent Raneynickel catalyst through dilute sulfuric acid leaching and soda ash precipitation*. Journal of Hazardous Materials. 2010; 176(1 - 3): p. 1122 - 1125.
3. Juferi Idris, Mohibah Musa, Chun-Yang Yin, Ku Halim Ku Hamid. *Recovery of nickel from spent catalyst from palm oil hydrogenation process using acidic solutions*. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2010; 16(2): p. 251 - 255.
4. Roberto Giovanini Busnardo, Natalia Giovanini Busnardo, Gustavo Nascimento Salvato, Julio Carlos Afonso. *Processing of spent NiMo and CoMo/Al₂O₃ catalysts via fusion with KHSO₄*. Journal of Hazardous Materials. 2007; 139(2): p. 391 - 398.
5. Yun Chen, Qiming Feng, Yanhai Shao, Guofan Zhang, Leming Ou, Yiping Lu. *Research on the recycling of valuable metals in spent Al₂O₃-based catalyst*. Minerals Engineering. 2006; 19(1): p. 94 - 97.
6. Yi-Chieh Lai, Wen-Jhy Lee, Kuo-Lin Huang, Chung-Mou Wu. *Metal recovery from spent hydrodesulfurization catalysts using a combined acid-leaching and electrolysis process*. Journal of Hazardous Materials. 2008; 154(1 - 3): p. 588 - 594.
7. Archana Agrawal, D.Bagchi, S.Kumari, V.Kumar, B.D.Pandey. *Recovery of nickel powder from copper bleed electrolyte of an Indian copper smelter by electrolysis*. Powder Technology. 2007; 177(3): p. 133 - 139.

8. K.Dzulkefly, M.J.Haron, Wen Huei Lim, Chin Chan Woon. *Recovery of Nickel from spent hydrogenation catalyst using chelating resin*. Journal of Oleo Science. 2002; 51(12): p. 749 - 751.
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(1 - 2): p. 1 - 26.
10. N.M.Al-Mansi, N.M.Abel Monem. *Recovery of nickel oxide from spent catalyst*. Waste Management. 2002; 22(1): p. 85 - 90.
11. Yulia Hilli, Niko M.Kinnunen, Mika Suvanto, Auli Savimaki, Kauko Kallinen, Tapani A.Pakkanen. *Preparation and characterization of Pd-Ni bimetallic catalysts for CO and C₃H₆ oxidation under stoichiometric conditions*. Applied Catalysis A: General. 2005; 497: p. 85 - 95.
12. C.L.Thomas. *Catalytic processes and proven catalysts*. Academic Press. 1970: p. 26 - 35.
13. Rachit Oza, Nikhil Shah, Sanjay Patel. *Nickel recovery from spent Ni/Al₂O₃ catalysts using nitric acid solution*. Asian Journal of Water, Environment and Pollution. 2011; 8(3): p. 51 - 58.
14. 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(1 - 3): p. 24 - 37.
15. Z.Goldstein. *Notes on multi-objective decision making*. ISDS 440.
16. Nguyễn Cảnh. *Quy hoạch thực nghiệm*. Nhà xuất bản Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 1993.
17. Lê Phúc Nguyên, Bùi Vĩnh Tường, Phạm Tôn Việt Bách, Lương Ngọc Thủy, Nguyễn Thị Minh Hiếu, Nguyễn Quốc Thiết. *Nghiên cứu biến tính hệ xúc tác Ni/Al₂O₃ bằng Mn ứng dụng cho quá trình oxy hóa CO thành CO₂*. Tạp chí Xúc tác và Hấp phụ. 2013; 2 (2): trang 150 - 156.
18. Lê Phúc Nguyên, Bùi Vĩnh Tường, Nguyễn Hoài Thu, Nguyễn Sura, Lương Ngọc Thủy. *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 Ni/γ-Al₂O₃ đến khả năng xử lý CO*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 1: trang 42 - 51.
19. Paul J.Berlowitz, Charles H.F.Peden, D.Wayne Goodman. *Kinetics of CO oxidation on single-crystal Pd, Pt, and Ir*. The Journal of Physical Chemistry. 1988; 92(18): p. 5213 - 5221.
20. Yoshihiko Morooka, Atsumu.Ozaki. *Regularities in catalytic properties of metal oxides in propylene oxidation*. Journal of Catalysis. 1966; 5(1): p. 116 - 124.
21. Yoshihiko Morooka, Atsumu Ozaki. *Application of the power rate law to the compensation effect observed in propylene oxidation over metal oxides*. Journal of Catalysis. 1968; 10(1): p. 84 - 86.

Nickel recovery from spent catalyst of Phu My Fertilizer Plant to prepare environmental catalyst for treatment of CO-C₃H₆

Le Phuc Nguyen, Nguyen Thi Anh Thu, Luong Ngoc Thuy
 Nguyen Van Hieu, Nguyen Hoai Thu, Nguyen Sura
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

In this study, a very promising way was proposed to recover nickel from spent catalysts of fertilizer plants to synthesise material for exhaust-gas treatment. This method, which was essentially Ni extraction using HNO₃ acid, was analysed by investigating the following process parameters: decoking, acid concentration, temperature time of digestion, solid/liquid ratio, particle size and stirring rate. Results showed that under the suitable conditions of leaching, it was possible to achieve a nickel recovery of over 90% with a purity of over 90% in 1 hour. The recovered Ni was then used as a precursor for synthesising the catalysts for treatment of CO-HC. Compared with the catalyst prepared from commercially available nickel nitrate, this material exhibits similar physical properties and performances. It is feasible to achieve over 90% conversion of CO, C₃H₆ at 268°C, GHSV > 100.000 h⁻¹.

Key words: CO treatment, spent catalysts, fertilizer plant, Ni, light-off CO.

NGHIÊN CỨU CẢI TIẾN HỆ THỐNG XỬ LÝ NƯỚC THẢI CỦA NHÀ MÁY NHIÊN LIỆU SINH HỌC DUNG QUẤT

TS. Vũ Công Thắng², ThS. Nguyễn Đăng Khoa¹, ThS. Lê Thống Nhất¹
ThS. Lê Quốc Thắng¹, ThS. Nguyễn Minh Khoa¹, KS. Phạm Thành Đạt¹
TS. Phạm Thị Đậu¹, TS. Lê Thúy Ái¹, ThS. Dương Trường Giang¹
CN. Võ Quan Huyện¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: thangvc@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Thách thức lớn nhất trong quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học từ sắn lát là khía cạnh môi trường do phải xử lý một lượng lớn nước thải có hàm lượng chất hữu cơ cao, pH thấp, nhiều chất lơ lửng, đậm màu, nhiệt độ cao... Trên cơ sở phân tích mẫu nước thải và nghiên cứu thiết kế, chế độ vận hành của hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học (Bio-ethanol) Dung Quất, nhóm tác giả đã đề xuất phương án cải hoán tổng thể dựa trên nguyên tắc bảo đảm chức năng thiết kế và nâng cao hiệu quả của các đơn nguyên để xử lý nước thải đạt yêu cầu của quy chuẩn thải.

Từ khóa: Dung Quất, bioethanol, xử lý nước thải, yếm khí, cải hoán.

1. Giới thiệu

Việc sử dụng nhiên liệu sinh học thay xăng thực sự bùng nổ vào những năm 70 của thế kỷ XX khi khủng hoảng nguồn cung dầu mỏ. Theo báo cáo của F.O. Licht, 47% nhiên liệu sinh học trên thế giới được sản xuất từ mía đường, 53% từ nông sản có chứa tinh bột (bắp, sắn lát và lúa mì). Tổng sản lượng nhiên liệu sinh học trong năm 2012 đạt 85,2 tỷ lít. Mỹ và Brazil tiếp tục là 2 nước sản xuất cồn nhiên liệu lớn nhất thế giới và có tốc độ tăng trưởng sản lượng ổn định [9].

Thách thức lớn nhất trong quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học từ sắn lát là khía cạnh môi trường do phải xử lý một lượng lớn nước thải có hàm lượng chất hữu cơ cao, pH thấp, nhiều chất lơ lửng, đậm màu, nhiệt độ cao... Trước năm 1970, nguồn nước thải này chủ yếu dùng để tưới tiêu, làm phân bón hữu cơ vì thành phần chất thải giàu dinh dưỡng nitrogen (N), phosphor (P) và chất hữu cơ [7]. Tuy nhiên, lại gây ô nhiễm ở khu vực canh tác và tầng nước ngầm. Nhiều phương pháp xử lý khác được đưa ra thay thế như làm khô bã rượu, làm thức ăn gia súc, hay đốt để thu hồi potassium carbonate (K_2CO_3)... Hiện nay, xử lý nước thải trên cơ sở phân hủy sinh học được đánh giá là phương pháp hiệu quả, kinh tế, thích hợp cho loại chất thải giàu hữu cơ này.

Thái Lan là nước xuất khẩu sắn lớn nhất thế giới với 4 triệu tấn sắn củ và 4,5 triệu tấn sắn lát mỗi năm. Đến năm 2012, trong số 24 nhà máy cồn sắn (không kể 8 nhà máy cồn với nguyên liệu hỗn hợp sắn/rỉ đường/mía đường) đã

được cấp phép xây dựng ở Thái Lan đã có 11 nhà máy đi vào hoạt động, nâng tổng công suất của các nhà máy loại này lên tới 3.000m³/ngày đêm (0,9 triệu m³/năm) [2, 8].

Thái Lan chủ yếu áp dụng công nghệ xử lý nước thải cồn sắn của Ấn Độ (Hình 1) trong đó các chất hữu cơ trong nước thải sẽ được phân hủy yếm khí ở các bể phản ứng sinh học (UASB, EGSB, CSTR...) để thu hồi khí sinh học sau đó được phân hủy tiếp ở các hệ thống hồ sinh thái (hiếu khí, tùy nghi hay bay hơi...). Nước sau xử lý có thể tái sử dụng hay dùng để tưới cây. Với phương pháp này, cần một diện tích mặt hồ lớn và khu xử lý gần nơi canh tác (ví dụ Nhà máy cồn sắn Rajburi có tổng diện tích mặt hồ là 94.256m², thời gian lưu thủy lực tại các hồ này là 6 tháng), nhưng bù lại chi phí xử lý nước thải sẽ rất thấp [10].

Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất có công suất thiết kế 100.000m³/năm, sử dụng nguyên liệu sắn lát. Hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy do Liên danh Elcom và Yalian thiết kế (Hình 2), bố trí trên diện tích 1,2ha, công suất dòng thải trong điều kiện bình thường là 2.500m³/ngày đêm (nước bã rượu là 2.000m³/ngày đêm), sau khi xử lý đạt quy chuẩn QCVN 40:2011/ BTNMT cột B.



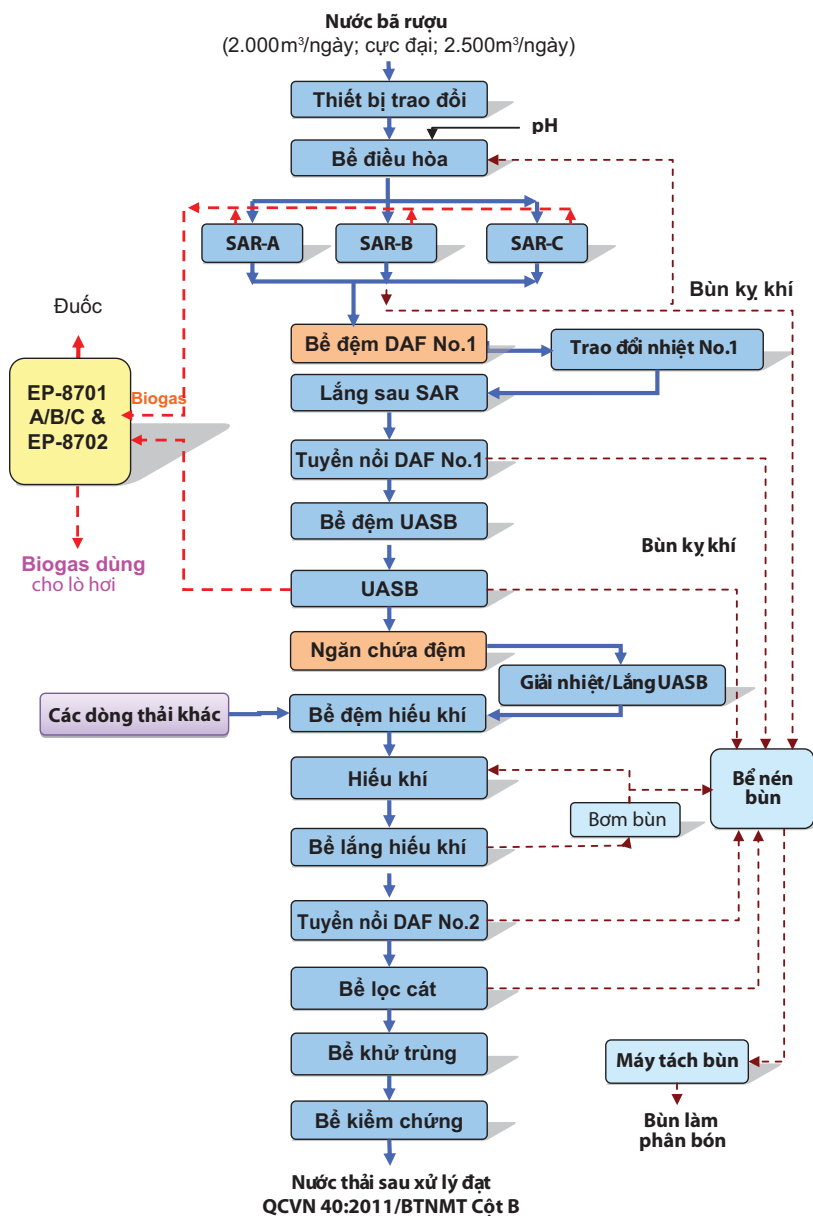
Hình 1. Các mô hình xử lý nước thải cồn sắn - rỉ đường phổ biến ở Thái Lan

Trong quá trình chạy thử, hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy đã được bổ sung bộ khử mùi bằng than hoạt tính, 4 bể lắng, song vẫn chưa đạt yêu cầu về công suất xử lý, chất lượng nước thải sau xử lý, một số thiết bị quan trọng thường xuyên hỏng hóc (bể tuyển nổi áp lực - DAF,

máy ép ly tâm...). Nhà máy đã đề nghị bổ sung thêm các hồ khẩn cấp và hồ hoàn thiện với dung tích mỗi hồ 60.000m³. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã khảo sát phân tích mẫu nước thải, đánh giá hiệu quả xử lý và đề xuất phương án cải hoán hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất.

2. Đánh giá hiệu quả xử lý của hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy trong quá trình chạy thử

Để đánh giá hiệu quả xử lý của các đơn nguyên trong hệ thống xử lý nước thải, nhóm tác giả đã thực hiện 10 đợt khảo sát phân tích mẫu (từ tháng 8/2012 - 12/2013). Kết quả khảo sát cho thấy trong quá trình chạy thử hệ thống xử lý đã có một số thay đổi theo chiều hướng tích cực: tải trọng tăng dần, một số đơn nguyên hoạt động có chiều hướng tốt hơn như mật độ bùn và hoạt tính bùn của các bể phản ứng yếm khí SAR đều tăng, khắc phục được hiện tượng phát tán mùi hôi (H₂S) từ các thiết bị trao đổi nhiệt, từ thiết bị tuyển nổi khí hòa tan DAF1, hiệu quả xử lý TSS được nâng lên do đã bổ sung 4 bể lắng, nguyên liệu sản đầu vào đã được kiểm soát. Tuy nhiên, các đơn nguyên vận hành chưa đạt công suất thiết kế: các bể SAR vận hành đạt 80% khử COD, BOD (công suất thiết kế là 90%), bể UASB vận hành đạt 50% khử COD, BOD (công suất thiết kế là 80%), bể hiếu khí vận hành đạt 50% khử COD, BOD (công suất thiết kế là 80%), hệ thống vận hành không ổn định, xảy ra hiện tượng sốc tải



Hình 2. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất trước cải hoán

Bảng 1. Kết quả khảo sát, đánh giá chất lượng xử lý của các đơn nguyên

Thông số	Đơn vị	Nước thải đầu vào	Kỵ khí cấp 1 SAR	Kỵ khí cấp 2 UASB	Hiếu khí	Tuyển nổi/lọc cát	Nước thải đầu ra	QCVN 40:2100/B TNTM
Nhiệt độ	°C	58	50	38	33	30	30	40
pH	-	4,2	6,5	6,4	7,2	7,1	6,9	5,5 - 9
COD	mg/l	56.178	10.218	2.988	710	583	257	150
BOD ₅	mg/l	20.528	2.248	536	181	-	14	75
TSS	mg/l	11.207	3.796	1.322	-	138	50	100
Tổng nitrogen	mg/l	374	-	-	187	-	130	40
Tổng phosphor	mg/l	167	-	-	70	-	11	4
Màu	Pt-Co	3.320	-	-	1.808	1.327	277	150

(bùn trào, bùn nổi), lưu lượng khí sinh học (biogas) tăng giảm thất thường, hệ thống hoạt động không đồng bộ, phải dừng nhiều lần làm cho quá trình vận hành thử kéo dài, chế độ vận hành ở một số đơn nguyên chưa đạt giá trị thiết kế như tỷ lệ bùn cần thiết (ở các đơn nguyên SAR, UASB, hiếu khí), tỷ lệ dinh dưỡng mất cân đối (bể hiếu khí) và đáng quan tâm nhất là chất lượng nước thải sau xử lý chưa đạt yêu cầu.

Hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất dựa trên công nghệ phân hủy vi sinh. Trong đó, lên men kỵ khí đóng vai trò then chốt là một lựa chọn hợp lý, phù hợp với loại chất thải giàu hữu cơ. Công nghệ này được tất cả các nhà máy cồn sản trên thế giới cũng như trong nước sử dụng. Tuy nhiên, trong thiết kế, vận hành, chất lượng máy móc, trang thiết bị còn một số hạn chế sau:

2.1. Thiết kế

Việc chọn cấu hình thiết bị yếm khí 1 pha khiến hệ thống xử lý nước thải khó đạt hiệu quả xử lý cao, nhất là ở mức 90%. Các hệ thống xử lý nước thải hoạt động có hiệu quả tốt như của nhà máy cồn sản - ri đường Lampung, Indonesia (công nghệ của GWE), nhà máy cồn sản - ri đường Rajburi, Thái Lan (công nghệ của Papop) đều là 2 pha. Thực tế, bể điều hòa trước SAR được thiết kế ngoài chức năng điều hòa còn thực hiện 1 phần acid hóa nhưng trong quá trình chạy thử do phát sinh mùi, chức năng này không được thực hiện.

Chọn chế độ làm việc ưa nóng (55°C) cho bể SAR mặc dù có hiệu suất cao nhưng khó vận hành, nhất là trong trường hợp hay phải dừng lại tái khởi động nhiều lần, vì khuẩn yếm khí nhạy cảm với thay đổi của nhiệt độ, khả năng kết hạt của bùn kém.

Sai sót về công nghệ trong việc sục không khí vào nước thải ở khu vực kỵ khí (bể điều hòa, thiết bị tuyển nổi DAF1) hoặc trong thiết bị có chức năng khử N (bể đệm trước hiếu khí), tính toán chưa chính xác thiết bị hấp phụ H₂S bằng than hoạt tính dẫn đến các thiết bị này mất hiệu quả ngay sau 1 - 2 ngày làm việc, giá trị TSS dùng để thiết kế thấp hơn so với thực tế.

2.2. Vận hành

Vận hành không đồng bộ, không ổn định giữa các công đoạn trong hệ thống xử lý nước thải và giữa các phân xưởng trong nhà máy làm cho quá trình chạy khởi động kéo dài.

Lượng bùn giống cấp quá ít cho các bể yếm khí (SAR,

UASB) (200 tấn, so với 4.000 tấn của Nhà máy Bio-ethanol Bình Phước), khiến quá trình chạy khởi động kéo dài.

Những đơn nguyên phía trước (SAR, UASB) hoạt động không đạt thiết kế dẫn đến dồn tải trọng và làm quá tải các đơn nguyên phía sau.

2.3. Phân tích

Một số chỉ tiêu phân tích không chính xác, nhất là COD dẫn đến có những đánh giá và đề xuất không chuẩn xác về hệ thống xử lý nước thải.

2.4. Thiết bị

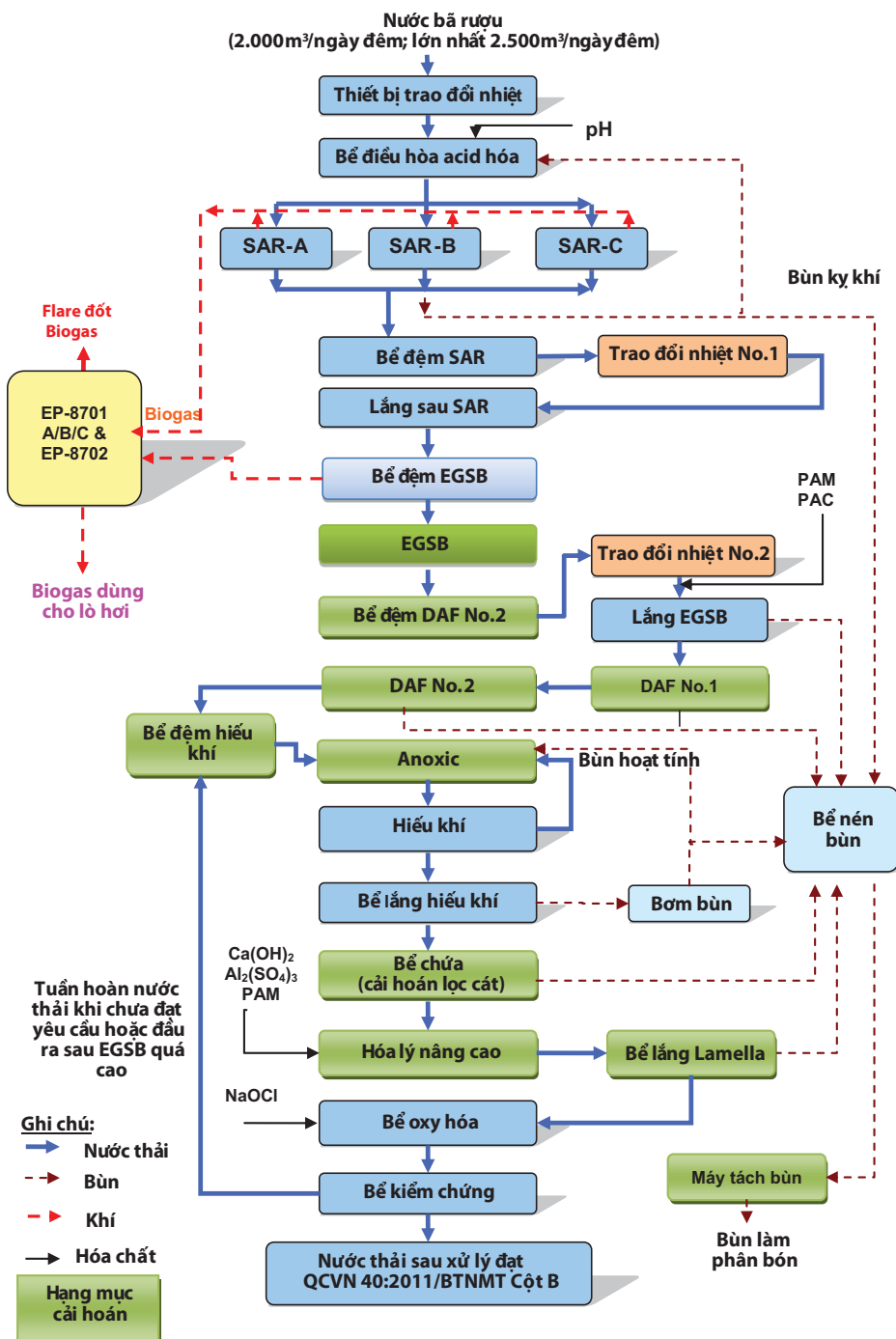
Chất lượng không bảo đảm khiến một số thiết bị trọng yếu hay bị hỏng hóc (ép ly tâm, máy tuyển nổi, bơm khí...).

3. Giải pháp cải hoán hệ thống xử lý nước thải Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất

Trong quá trình chạy khởi động, đã có một số phương án cải hoán được đề xuất cho hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất.

Nhóm nghiên cứu của PGS.TS. Lê Văn Cát (Viện Hóa học) cho rằng hệ thống xử lý này sẽ đáp ứng được trong trạng thái hoạt động ổn định của dây chuyền sản xuất cồn và của hệ thống xử lý nước thải nhưng khó đáp ứng mục tiêu trong giai đoạn khởi động hệ thống, do vậy cần sử dụng thêm hóa chất PAM cho máy ép ly tâm, xây dựng thêm bể điều hòa chứa nước bã rượu (25.000m³), bể điều hòa trước SAR chỉ thực hiện chức năng điều hòa (bỏ chức năng acid hóa một phần), quay vòng vi sinh tràn ra từ bể xử lý yếm khí (SAR) bằng biện pháp lắng, loại bỏ thiết bị tuyển nổi DAF1 do không thích hợp, tạo hạt vi sinh có kích thước đủ lớn để chống bị cuốn trôi khỏi bể UASB, cấp khí gấp đôi cho bể hiếu khí, từ 180m³/giờ lên 360m³/giờ (thực tế các máy cấp khí đều đã quá tải), khử màu bằng keo tụ hay oxy hóa, bổ sung hồ sinh học (20.000m³), rửa mùi với dung dịch kiềm.

GWE (Đức) đã thiết kế, lắp đặt hơn 300 hệ thống xử lý nước thải ở hơn 60 quốc gia để xuất giải pháp bổ sung bể các bể đệm mới (600 + 200 + 420m³) với thời gian lưu 14 giờ, chuyển từ chế độ làm việc của SAR từ ưa nóng sang chế độ ưa ấm, lắp thêm bộ tách 3 pha Supercep để tuần hoàn bùn yếm khí, giữ nguyên máy tuyển nổi DAF1 để loại TSS sau Supercep, cải hoán bể điều hòa (5.000m³), bể UASB (3.000m³) thành các bể hiếu khí cùng với 2 bể hiếu khí cũ (6.000m³) thành hệ thống các bể hiếu khí với tổng dung tích hơn 14.000m³.



Hình 3. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý đã cải hoán

Kuraray (Nhật Bản) chuyên cung cấp các loại giá thể cho các hệ thống xử lý nước thải sinh học, đưa ra các giải pháp tập trung vào khu vực hiếu khí trong đó cải hoán bể hiếu khí hiện hữu thành bể hiếu khí với giá thể PVA, có chức năng vừa khử BOD và N. Với việc bổ sung giá thể PVA hiệu suất xử lý có thể tăng thêm 50% mà không cần mở rộng mặt bằng. Sau bể hiếu khí PVA bổ

sung nối tiếp bể khử N (1.600m³) và bể khử BOD thứ 2 (300m³). Tại bể khử N có thêm cơ chất là methanol.

Trên cơ sở cho rằng TSS của nước thải bã rượu quá cao là nguyên nhân chính khiến hệ thống xử lý nước thải hoạt động không hiệu quả, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đề nghị bổ sung máy lọc ép khung bản thay cho máy ép ly

tâm hoạt động không hiệu quả, bổ sung thiết bị tách rắn - lỏng (Supercep của GWE) sau bể SAR để thu hồi bùn yếm khí và khử màu bằng phương pháp oxy hóa keo tụ (Fenton).

Duc Kiem LLC (Mỹ) đề nghị bổ sung hệ thống lọc trên cơ sở sử dụng màng lọc nano (NF) vào đầu ra của hệ thống xử lý nước thải hiện hữu. Loại màng lọc nano này có phủ lớp hạt diatomite với độ rỗng cao để giảm nghẹt, do vậy sẽ ít phải rửa hơn so với màng lọc truyền thống. Khoảng 70% lưu lượng thải sau lọc đạt yêu cầu có thể thải trực tiếp ra ngoài môi trường. Phần cặn lọc (30% lưu lượng) phải đưa trở lại hệ thống (dự kiến bể SAR) hoặc xử lý tiếp bằng phương pháp khác. Thực nghiệm biểu diễn được làm tại Nhà máy với khoảng 14 lít nước thải cho thấy hiệu quả lọc đối với COD, màu và TSS khá tốt, trong khi các chỉ số N, P còn cao, chưa đạt yêu cầu.

Nhóm tác giả đề xuất phương án cải hoán dựa trên nguyên tắc sau:

- Giải pháp chung là nâng hiệu quả xử lý ở các đơn nguyên phía trước để tránh dồn tải cho đơn nguyên phía sau;

- Bố trí lại một số đơn nguyên cho hợp lý hơn, trong đó các thiết bị tuyển nổi khí hòa tan (DAF1 và DAF2) được tập trung tại khu vực chuyển tiếp giữa khu vực yếm khí và hiếu khí;

- Cải hoán, hoàn thiện chế độ vận hành một số đơn nguyên;

- Bổ sung một số thiết bị và diện tích mặt bằng cần thiết.

Đối với từng đơn nguyên, việc cải hoán được thực hiện như sau:

- Công đoạn xử lý kỵ khí: Bể điều hòa trước SAR được cải tạo lại để thực hiện quá trình acid hóa một phần (như thiết kế ban đầu) để tăng hiệu quả xử lý kỵ khí cho hệ thống các bể SAR. Chế độ yếm khí được thực hiện bằng cách tuần hoàn bùn từ SAR và trộn nước thải bằng thiết bị phun tia. Các bể phản ứng yếm khí bậc 1 SAR vẫn duy trì chế độ vận hành ưa nóng, nhưng cần tăng thời gian khuấy trộn, có chế độ tuần hoàn bùn từ bể lắng sau SAR hoặc bổ sung thêm lượng vi sinh, bùn giống để bảo đảm bùn yếm khí đạt mức yêu cầu về mật độ ($9,2\text{kg/m}^3$) và hoạt tính ($0,5\text{gCOD/gVSS.ngày đêm}$). Bể phản ứng yếm khí bậc 2 UASB được cải hoán sang dạng đệm hạt bùn mở rộng EGSB (Expanded Granular Sludge Bed) tốc độ nước dâng được tăng lên ở mức 5 - 12m/giờ (thay vì 0,5 - 1m/giờ) nhằm tạo lớp đệm bùn yếm khí dày hơn, giảm không gian chết, loại bỏ các chất hữu cơ lơ lửng. Để thực hiện điều này, cần bổ sung bơm có công suất lớn và bố trí lại hệ thống ống cấp nước đáy bể. Các thí nghiệm của nhóm nghiên cứu cho thấy hiệu suất xử lý đối với COD của EGSB đạt 80% (so với 50% của UASB tại Nhà máy).

- Cụm bể lắng sau EGSB và các thiết bị tuyển nổi DAF1 và DAF2: Nhóm tác giả đề xuất tập trung các bể lắng và các thiết bị tuyển nổi DAF1 và DAF2 về vùng chuyển tiếp giữa khu vực yếm khí và khu vực hiếu khí. Cụm này cùng với bể đệm trước hiếu khí dung tích 2.500m^3 (mới) có chức năng loại bỏ triệt để các chất lơ lửng và một phần COD giúp giảm tải cho bể hiếu khí, góp phần giảm 50% N ở pha lơ lửng dưới dạng đạm thực vật, loại bỏ được ảnh hưởng của việc sử dụng các chất keo tụ, trợ lắng đến các khu vực yếm khí và hiếu khí, tăng cường khả năng đệm cho hệ thống hiếu khí.

- Xử lý sinh học hiếu khí: Nhóm tác giả cho rằng nguyên nhân chính dẫn đến 2 bể xử lý hiếu khí hiện hữu hoạt động không hiệu quả là do tải trọng hữu cơ, TSS, dinh dưỡng (N, P) đều vượt giá trị thiết kế, tỷ lệ không cân đối, bể đệm không khử được N do sục khí và tỷ lệ tuần hoàn bùn thấp, khả năng điều hòa kém (do dung tích quá nhỏ), nhất là phải tiếp nhận thêm 500m^3 các thải khác, do dư N dẫn đến hiện tượng nổi bùn ở bể lắng. Nhóm tác giả đề nghị bổ sung bể đệm hiếu khí mới dung tích 2.500m^3 . Bể đệm hiếu khí hiện hữu (500m^3) chuyển thành bể anoxic có chức năng khử N bằng cách dùng sục không khí như hiện nay, tỷ lệ tuần hoàn nội tại đưa về mức cao.

- Xử lý hóa lý nâng cao: Nhóm tác giả cho rằng để đạt tiêu chuẩn thải sau xử lý, cần thiết phải bổ sung công đoạn xử lý hóa lý nâng cao. Trên cơ sở các kết quả thực nghiệm trong phòng thí nghiệm, nhóm tác giả đề xuất áp dụng phương pháp keo tụ hóa học sử dụng Ca(OH)_2 , PAC, PAM với bể lắng loại Lamella.

- Khi cần thiết, có thể sử dụng bùn yếm khí từ Nhà máy men Mauri (Đồng Nai) và phân bò (tươi, khô) Bình Định bổ sung vào các bể sinh học yếm khí trong quá trình hoạt động, khởi động, tái khởi động hệ thống xử lý.

- Xử lý bùn: Đề nghị bổ sung thêm bể nén bùn (400m^3) và máy ép bùn ($25\text{m}^3/\text{giờ}$) vì các thiết bị hiện hữu đã quá tải.

Trên cơ sở định hướng này, nhóm tác giả đã đưa ra các thông số thiết kế kỹ thuật cho từng đơn nguyên, sơ đồ công nghệ và bản vẽ mặt bằng phương án cải hoán, danh mục, quy cách thiết bị và bồn bể. Ước tính chi phí cho phương án cải hoán khoảng 22 tỷ đồng.

4. Kết luận

Trên cơ sở khảo sát đánh giá toàn diện thực trạng hoạt động của hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất, nhóm tác giả đã đưa ra giải pháp cải hoán tổng thể dựa trên nguyên tắc bảo đảm chức năng thiết kế và nâng cao hiệu quả của các đơn nguyên phía trước tránh dồn tải cho phía sau, thay đổi chế độ làm việc của một số đơn nguyên, bổ sung thêm những công đoạn xử lý nâng cao. Ưu điểm của phương án này là tận dụng được các bồn bể thiết bị hiện hữu, chỉ cần bổ sung một số trang thiết bị, việc cải hoán chủ yếu dựa trên việc sắp xếp lại và hợp lý hóa chế độ làm việc của từng đơn nguyên của hệ thống.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Phước. *Xử lý nước thải sinh hoạt và công nghiệp bằng phương pháp sinh học*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2009.
2. Vũ Công Thắng, Nguyễn Đăng Khoa. *Một số vấn đề trong xử lý nước thải của quá trình sản xuất cồn sắn*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và phát triển bền vững. 2013: trang 803 - 808.
3. Hideki Harada, Shigeki Uemura, Ann-Cheng Chen, Jayabalasingham Jayadevan. *Anaerobic treatment of a recalcitrant distillery wastewater by a thermophilic UASB reactor*. Bioresource Technology. 1996; 55(3): p. 215 - 221.

4. Huynh Ngoc Phuong Mai. *Integrated treatment of Tapioca processing industry wastewater based on environmental bio-technology*. PhD thesis, Wageningen University, Netherlands. 2006.
5. Metcalf, Eddy. *Wastewater engineering treatment and reuse, 4th edition*. Tata McGraw-Hill, New Delhi. 2003.
6. PTSC. *B0 - Basis of design for methane recovery and WWTP*. 2010.
7. Y.Satyawali, M.Balakrishnam. *Wastewater treatment in molasses-based alcohol distilleries for COD and color removal: A review*. Journal of Environmental Management. 2008; 86(3): p. 481 - 497.
8. Klanarong Sriroth, Sittichoke Wanlapatit, Kuakoon Piyachomkwan. *Cassava bioethanol*. www.intechopen.com.
9. F.O.Licht. *F.O. Licht's world ethanol and biofuels report*. 2013; 12(2).
10. UNFCCC. *CDM-PDD Version 3 - Advanced wastewater management at rajburi ethanol plant*. 2012.

Research to improve wastewater treatment system of Dung Quat biofuel plant

Vu Cong Thang², Nguyen Dang Khoa¹, Le Thong Nhat¹
Le Quoc Thang¹, Nguyen Minh Khoa¹, Pham Thanh Dat¹
Pham Thi Dau¹, Le Thuy Ai¹, Duong Truong Giang¹, Vo Quan Huyen¹
¹Vietnam Petroleum Institute
²Petrovietnam University
 Email: thangvc@pvu.edu.vn

Summary

The biggest challenge in the production of biofuel from cassava is the treatment of a great volume of waste water with high organic content, low pH level, suspended solids and high temperature, etc. On the basis of analysing samples of wastewater and studying the design and operations of the wastewater treatment system of Dung Quat Bioethanol Plant, a plan of overall renovation was proposed by the research team based on the principles of ensuring the design functions and improving the efficiency of the units to meet the requirements of the regulation on wastewater.

Key words: Dung Quat, bioethanol, wastewater treatment, anaerobic, improve.

QUẢN LÝ CÁC GIAO DIỆN HỢP ĐỒNG TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN ĐẦU TƯ CÁC DỰ ÁN NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

KS. Trương Văn Thiện

Ban QLDA Điện lực Dầu khí Long Phú 1

Email: thientv@lp1pp.pvn.vn

Tóm tắt

Tham gia vào quá trình đầu tư xây dựng dự án nhà máy nhiệt điện, ngoài công ty dự án (đơn vị đầu tư), còn có các bên liên quan như: đơn vị quản lý hệ thống điện, nhà thầu xây dựng, các nhà cho vay, đơn vị mua điện, đơn vị cung cấp nhiên liệu, đơn vị vận hành và bảo trì nhà máy. Vai trò của từng bên liên quan được xác định thông qua các thỏa thuận, hợp đồng với công ty dự án trên cơ sở phân bổ các nghĩa vụ và rủi ro thực hiện của từng bên. Các hợp đồng được giao kết gồm: thỏa thuận đấu nối với hệ thống điện, hợp đồng xây dựng nhà máy điện, hợp đồng vay vốn, hợp đồng mua bán điện, hợp đồng mua nhiên liệu và hợp đồng vận hành và bảo trì. Sự thành công của dự án phụ thuộc chủ yếu vào việc thực hiện thành công hợp đồng của các bên liên quan và sự quản lý chặt chẽ của công ty dự án đối với các giao diện hợp đồng này.

Bài báo giới thiệu các đặc điểm chính của các hợp đồng trên, nhận diện các vấn đề giao diện và các rủi ro liên quan, đồng thời nêu rõ sự cần thiết quản lý hiệu quả các giao diện hợp đồng trên cơ sở phân bổ hợp lý các rủi ro và áp dụng các chế tài bồi thường thiệt hại.

Từ khóa: Quản lý các giao diện hợp đồng, dự án nhiệt điện.

1. Đặc điểm chính của các hợp đồng

Thỏa thuận đấu nối với hệ thống điện là văn bản có tính ràng buộc pháp lý giữa đơn vị quản lý lưới điện với công ty dự án (đơn vị đầu tư nhà máy điện), quy định quyền và nghĩa vụ của các bên liên quan đến điểm đấu nối, thiết bị đấu nối trong quá trình thực hiện đấu nối, đóng điện điểm đấu nối, nghiệm thu chạy thử và vận hành.

Theo Hiệp hội Quốc tế các Kỹ sư Tư vấn (FIDIC) có 3 dạng hợp đồng xây dựng nhà máy được áp dụng: hợp đồng xây dựng (contract for construction), hợp đồng nhà máy và thiết kế - xây dựng (contract for plant and design build) và hợp đồng EPC. Trong đó, hợp đồng EPC được các công ty dự án và các bên cho vay ưa chuộng và được áp dụng phổ biến khi xây dựng các nhà máy nhiệt điện do 3 đặc điểm chính sau: một đầu mối duy nhất chịu trách nhiệm thực hiện công trình là nhà thầu EPC; giá hợp đồng là trọn gói và ngày hoàn thành công trình được ấn định. Vì vậy, trong bài báo này, hình thức hợp đồng EPC được sử dụng khi đề cập đến hợp đồng xây dựng nhà máy.

Hợp đồng vay vốn là các hợp đồng giữa công ty dự án với các bên cho vay để tài trợ cho nhu cầu vốn của dự án. Các công ty dự án thường tìm kiếm vay vốn thông qua hình thức tài trợ dự án (project financing) từ các khoản vay. Các bên cho vay sẽ đánh giá dòng tiền và thu nhập của dự án như nguồn trả nợ và xem xét các tài sản, các

quyền và lợi ích của công ty dự án như vật thế chấp. Tuy nhiên, ở các nước đang phát triển, tài trợ dự án thường được hỗ trợ bởi sự bảo lãnh của chính phủ hoặc của công ty mẹ của công ty dự án. Để đạt được sự tài trợ cần thiết cho dự án, công ty dự án phải thỏa thuận các hợp đồng vay vốn với các bên cho vay, thường là các tổ chức cho vay đa phương và song phương, các cơ quan tín dụng xuất khẩu và các ngân hàng thương mại ở cả trong nước và nước ngoài. Các nội dung thường được bên cho vay quan tâm và yêu cầu đáp ứng để đánh giá mức độ khả tín của hợp đồng vay vốn: thời gian hoàn thành công trình được xác định; giá thành công trình là cố định; rủi ro công nghệ ở mức thấp hoặc không có; công suất, suất hao nhiệt được bảo đảm; có bồi thường thiệt hại nếu nhà thầu EPC chậm trễ hoàn thành và không đạt thông số vận hành bảo đảm; có bảo lãnh thực hiện hợp đồng của nhà thầu EPC; có giới hạn các trường hợp nhà thầu EPC có thể khiếu nại để gia hạn thời gian hoàn thành và phát sinh chi phí. Việc thu xếp vay vốn được tiến hành trong giai đoạn thực hiện đầu tư dự án và thường kéo dài khoảng 2,5 năm đối với các dự án nhà máy nhiệt điện.

Hợp đồng mua bán điện là hợp đồng được giao kết giữa công ty dự án với một công ty điện lực nhà nước (ở Việt Nam là Tập đoàn Điện lực Việt Nam/đơn vị mua buôn duy nhất) về việc mua bán điện giữa hai bên, nhằm bảo đảm dòng tiền thanh toán cho công ty dự án. Hợp đồng mua bán điện có một số đặc điểm chính như sau:

- Việc mua bán điện được thực hiện trên cơ sở mua bán công suất khả dụng và điện năng phát lên lưới điện. Giá điện được tính trên cơ sở khoản phí cố định (phí công suất) để trang trải các chi phí cố định của công ty dự án (gồm thu hồi vốn sở hữu của công ty dự án) và khoản phí biến đổi (phí điện năng) để trang trải các chi phí biến đổi của công ty dự án, chủ yếu là chi phí nhiên liệu;

- Các điều khoản cam kết của các bên:

- + Các cam kết của công ty dự án gồm: (1) có các nỗ lực hợp lý để thu xếp vốn vay cho dự án, (2) có các nỗ lực hợp lý để thương thảo các hợp đồng mua nhiên liệu, xây dựng nhà máy (EPC), (3) có các nỗ lực hợp lý để đạt được các giấy phép từ các cơ quan chính phủ, (4) vận hành nhà máy theo các lệnh điều độ của bên mua và theo tập quán phù hợp của ngành điện;

- + Các cam kết của bên mua gồm: (1) trang bị các phương tiện truyền tải và đấu nối trước hoặc ngay ngày vận hành thương mại; (2) hỗ trợ công ty dự án về các thủ tục xin các giấy phép từ các cơ quan chính phủ; (3) hỗ trợ công ty dự án trong giai đoạn công ty dự án thương thảo và thực hiện các hợp đồng tài trợ dự án; (4) hợp tác với công ty dự án đối với các quyền và nghĩa vụ của công ty theo hợp đồng mua bán điện.

- Đối với vấn đề thanh toán tiền điện: Theo thông lệ, hợp đồng mua bán điện có điều khoản yêu cầu bên mua mở thư tín dụng dự phòng vô điều kiện và không hủy ngang (tại ngân hàng được công ty dự án chấp thuận) nhằm đảm bảo bồi thường thiệt hại ngắn hạn cho công ty dự án trong trường hợp bên mua điện không thực hiện đúng nghĩa vụ hợp đồng, chẳng hạn như nợ thanh toán tiền điện quá hạn. Theo đó, điều khoản này của hợp đồng mua bán điện quy định thư tín dụng phải luôn được mở với số tiền bằng khoản tiền điện dự kiến được tính toán cho một giai đoạn ấn định trước;

- Có điều khoản nêu về phương thức thí nghiệm chạy thử để chứng minh các mức công suất, độ tin cậy và suất hao nhiệt theo hợp đồng, được kiểm chứng bởi một đơn vị tư vấn độc lập;

- Có điều khoản đề cập đến việc tác động lên giá điện trong trường hợp thay đổi luật áp dụng và có cơ chế điều chỉnh giá.

Hợp đồng mua nhiên liệu là hợp đồng được giao kết giữa công ty dự án với đơn vị cung cấp nhiên liệu, nhằm đảm bảo nguồn cung cấp nhiên liệu chắc chắn cho dự án. Đối với các nhà máy nhiệt điện chạy tải nền, công ty dự án thường ký hợp đồng mua nhiên liệu dài hạn. Một số đặc điểm chính của hợp đồng mua nhiên liệu:

- Nêu rõ đặc tính kỹ thuật nhiên liệu như: chất lượng thương phẩm của nhiên liệu, giới hạn các chất khoáng trong thành phần nhiên liệu (chẳng hạn lưu huỳnh), nhiệt trị tối thiểu của nhiên liệu, các tiêu chuẩn và quy trình thí nghiệm để kiểm tra đặc tính nhiên liệu;

- Có điều khoản về đo lường nhiên liệu, quy trình xác định lượng nhiên liệu cung cấp, phương pháp giao nhận nhiên liệu và điểm giao nhận;

- Có điều khoản chế tài quy định quyền của bên cung cấp nhiên liệu ngừng cung cấp khi bị nợ thanh toán quá hạn; quyền của công ty dự án từ chối nhận nhiên liệu nếu không đáp ứng đặc tính nhiên liệu theo hợp đồng; và có chế tài bồi thường thiệt hại khi có bên vi phạm các nghĩa vụ giao nhận nhiên liệu.

Hợp đồng vận hành và bảo trì là hợp đồng cung cấp dịch vụ vận hành và bảo trì nhà máy giữa công ty dự án với một đơn vị vận hành. Phạm vi công việc đầy đủ của hợp đồng thường bao gồm: vận hành, bảo dưỡng, quản lý và sửa chữa nhà máy và thay mặt cho công ty dự án vận hành phát điện theo điều độ của bên mua điện. Đặc điểm chính của hợp đồng vận hành và bảo trì gồm:

- Quy định rõ mục tiêu của hợp đồng: bảo đảm nhà máy được vận hành, bảo dưỡng đều đặn và đúng theo các yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu bảo hành của nhà chế tạo, đặc biệt đảm bảo chi phí vận hành và bảo trì tối thiểu; đảm bảo lợi nhuận ròng tối ưu của nhà máy theo hợp đồng mua bán điện; tối ưu hóa tuổi thọ hữu dụng của nhà máy, thiết bị; tối ưu hóa thời gian nhà máy vận hành và tạo doanh thu; tối đa hóa độ khả dụng, hiệu suất, công suất và độ tin cậy khởi động của nhà máy để sản xuất điện; vận hành được tổ máy/nhà máy ở các mức tính năng tối ưu và phát điện theo đúng các yêu cầu của hợp đồng mua bán điện; giữ gìn nhà máy ở trạng thái làm việc tốt và ngăn ngừa sự lão hóa sớm của thiết bị; sửa chữa/ khắc phục các hư hại, hỏng hóc của thiết bị nhà máy theo các biện pháp phù hợp được phê duyệt;

- Quy định rõ việc đơn vị vận hành thay mặt cho công ty dự án thực hiện các nghĩa vụ của công ty dự án liên quan đến vận hành và bảo trì nhà máy được quy định tại các hợp đồng mua bán điện và mua nhiên liệu. Ví dụ như: cung cấp các tính toán hệ số khả dụng hàng năm; cùng với bên mua điện xác nhận các chỉ số đồng hồ đo đếm điện năng, cung cấp các thông tin đó cho công ty dự án để lập hóa đơn thanh toán phí điện năng và công suất; xác định công suất tính dự kiến; xác định độ khả dụng và khả năng phát tối đa ngày của tổ máy/nhà máy cho ngày vận hành tiếp theo; tuân thủ các chỉ dẫn vận hành trong

quá trình vận hành bình thường và trong các tình huống khẩn cấp;

- Có điều khoản về sự đảm bảo của đơn vị vận hành về việc đạt được các mức công suất phát, suất hao nhiệt, hệ số khả dụng và các mức phát thải ra môi trường; có quy định cơ chế thưởng khuyến khích (incentive) cho đơn vị vận hành nếu đạt được các tính năng vận hành tổ máy/nhà máy (công suất, hiệu suất, hệ số khả dụng) cao hơn các mức tính năng được quy định; có cơ chế yêu cầu đơn vị vận hành bồi thường thiệt hại nếu các tính năng vận hành thực tế thấp hơn.

Với các đặc điểm hợp đồng nêu trên, để quản lý thực hiện tốt các hợp đồng nhằm đảm bảo sự thành công của dự án, công ty dự án cần chú trọng đến các vấn đề sau:

- + Lựa chọn các nhà thầu có năng lực, kinh nghiệm thực hiện các hợp đồng (EPC, mua nhiên liệu, vận hành và bảo trì), để kiểm soát và quản lý tốt nhất các rủi ro của họ theo đúng bản chất của từng hợp đồng này;
- + Đưa vào các thỏa thuận, hợp đồng các chế tài bồi thường thiệt hại, nhằm mục đích bù đắp các tổn thất mà bên bị vi phạm gánh chịu do hành vi vi phạm của bên kia;
- + Quản lý hài hòa các giao diện giữa các hợp đồng.

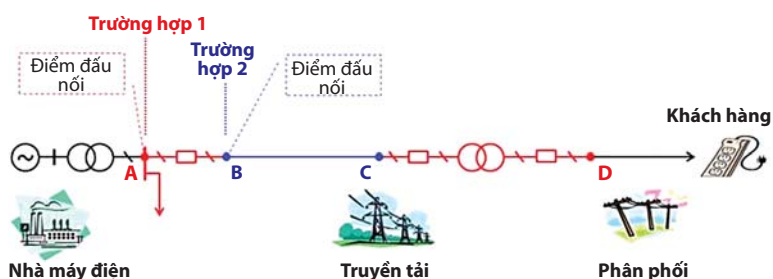
Việc quản lý hài hòa các giao diện hợp đồng được thực hiện trên cơ sở phân bổ hợp lý các rủi ro giữa các hợp đồng và áp dụng các chế tài bồi thường thiệt hại một cách tương thích giữa các hợp đồng, như được trình bày ở phần tiếp theo của bài báo.

2. Quản lý các giao diện hợp đồng

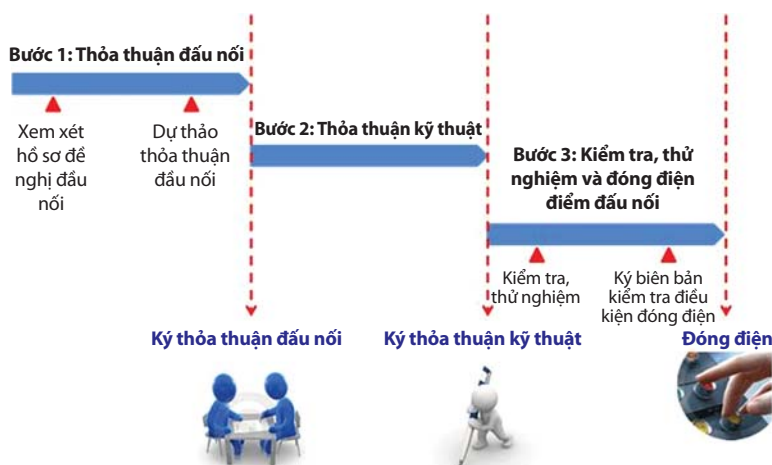
2.1. Vấn đề giao diện với hệ thống điện

2.1.1. Thủ tục đấu nối

Trách nhiệm của các bên liên quan đến việc đấu nối nhà máy điện với hệ thống điện (giữa công ty dự án với đơn vị quản lý lưới điện, giữa công ty dự án với nhà thầu EPC) được phân định trên cơ sở xác định điểm đấu nối (Hình 1): (1) điểm đấu nối là giao cách ly phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy



Hình 1. Xác định ranh giới điểm đấu nối giữa nhà máy điện và lưới điện



Hình 2. Các bước thỏa thuận đấu nối (nguồn: www.npt.com.vn)

điện (khi sân phân phối nhà máy điện đấu nối với nhà máy điện khác hoặc với lưới điện của đơn vị phân phối điện); (2) điểm đấu nối là giao cách ly đầu vào của ngăn lộ đầu vào thanh cái của sân phân phối nhà máy điện (khi sân phân phối nhà máy điện chỉ đấu nối với lưới điện truyền tải). Các bước thỏa thuận thủ tục đấu nối và thực hiện đấu nối được trình bày ở Hình 2.

Theo quy định hiện hành của Việt Nam, điểm đấu nối nhà máy điện với hệ thống điện được xác định trong giai đoạn lập báo cáo nghiên cứu khả thi (dự án đầu tư xây dựng công trình) và được đưa vào thỏa thuận đấu nối ký giữa công ty dự án và đơn vị quản lý lưới điện (Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia và Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia). Thỏa thuận đấu nối là cơ sở để công ty dự án tiến hành đàm phán hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam/đơn vị mua buôn duy nhất.

Trong giai đoạn lập thiết kế kỹ thuật, khi đã xác định rõ hơn các đặc tính kỹ thuật của vật tư thiết bị (ví dụ như: phối hợp role bảo vệ so lệch, kết nối thông tin, quy cách dây dẫn, phụ kiện điểm đấu nối), công ty dự án hoàn thiện hồ sơ đề nghị đấu nối gửi đơn vị quản lý lưới điện để thống nhất và ký thỏa thuận kỹ thuật. Các nội dung của thỏa thuận kỹ thuật sẽ được công ty dự án đưa vào hồ sơ mời thầu EPC để nhà thầu EPC chào các vật tư, thiết bị đáp ứng các yêu cầu đặc tính kỹ thuật đã được thống nhất với đơn vị quản lý lưới điện. Trong quá trình đàm phán hợp đồng EPC nếu có các sai lệch kỹ thuật so với thỏa thuận kỹ thuật, công ty dự án cần thỏa thuận lại với đơn vị quản lý lưới điện trước khi thống nhất với nhà thầu EPC.

Phạm vi công việc thực hiện đấu nối, kiểm tra, thử nghiệm và đóng điện điểm đấu nối thuộc trách nhiệm của công ty dự án theo các thỏa thuận đấu nối và thỏa thuận kỹ thuật với đơn vị quản lý lưới điện, nên được công ty dự án chuyển thành phạm vi công việc của nhà thầu EPC theo hợp đồng EPC.

2.1.2. Trách nhiệm xây dựng lưới điện đồng bộ

Việc đầu tư xây dựng lưới điện đồng bộ đấu nối với nhà máy điện thuộc nghĩa vụ của đơn vị quản lý lưới điện theo các thỏa thuận đấu nối và thỏa thuận kỹ thuật ký với công ty dự án. Công ty dự án cần được đảm bảo bằng sự cam kết của đơn vị quản lý lưới điện về việc hoàn thành lưới điện đồng bộ phù hợp với mốc tiến độ về sự sẵn sàng của lưới điện mà công ty dự án cam kết với nhà thầu EPC tại hợp đồng EPC. Việc chậm trễ hoàn thành lưới điện đồng bộ sẽ không thực hiện được việc nghiệm thu đóng điện sân phân phối, máy biến áp và không nhận được điện từ lưới điện để thử nghiệm các hệ thống, thiết bị nhà máy, dẫn đến không thể hòa đồng bộ tổ máy phát điện với hệ thống điện. Sự chậm trễ thuộc lỗi của đơn vị quản lý lưới điện này sẽ cấu thành nguyên nhân để nhà thầu EPC khiếu nại về việc gia hạn thời gian hoàn thành và phát sinh chi phí theo hợp đồng EPC, đồng thời ảnh hưởng đến việc giải ngân và thời gian trả nợ theo hợp đồng vay vốn. Vì vậy, đối với trường hợp vi phạm này, công ty dự án cần đưa ra cơ chế bồi thường thiệt hại để thống nhất với đơn vị quản lý lưới điện/đơn vị mua điện.

2.1.3. Bảo đảm cho nhà thầu EPC phát điện lên hệ thống điện

Trách nhiệm bảo đảm cho nhà thầu EPC phát điện lên hệ thống điện gồm: bảo đảm lưới điện sẵn sàng, bảo đảm lưới điện có khả năng truyền tải hết công suất phát từ tổ máy, bảo đảm hệ thống điện cho phép nhà thầu EPC phát điện theo thời gian đăng ký và không hạn chế công suất phát điện theo chương trình thí nghiệm chạy thử của nhà thầu EPC đã được thống nhất. Đây là các nghĩa vụ mà công ty dự án phải đảm bảo cho nhà thầu EPC theo hợp đồng EPC. Vì vậy, khi thỏa thuận đấu nối và đàm phán hợp đồng mua bán điện, công ty dự án cần đưa ra các nghĩa vụ ràng buộc tương ứng đối với đơn vị quản lý lưới điện/đơn vị mua điện.

2.2. Vấn đề quản lý chi phí xây dựng phát sinh

2.2.1. Phát sinh chi phí xây dựng do thay đổi luật

Khi lựa chọn hình thức hợp đồng EPC, công ty dự án chuyển giao các rủi ro trong quá trình thực hiện sang cho nhà thầu EPC. Với việc cam kết về chi phí thực hiện

trọn gói, thời điểm hoàn thành và trị số các thông số vận hành nhà máy, nhà thầu EPC chịu các rủi ro về tăng chi phí xây dựng công trình trong suốt quá trình thực hiện hợp đồng. Tuy nhiên, có một số trường hợp ngoại lệ như thay đổi luật áp dụng (chẳng hạn, nếu có quy định mới của Chính phủ yêu cầu nghiêm ngặt hơn về môi trường) làm thay đổi yêu cầu đặc tính kỹ thuật và làm tăng chi phí xây dựng thì nhà thầu EPC không chịu chi phí phát sinh này. Theo thông lệ đối với rủi ro này (thay đổi luật), công ty dự án chuyển sang cho bên mua điện gánh chịu theo hợp đồng mua bán điện. Theo đó, công ty dự án chịu chi phí phát sinh cho nhà thầu EPC theo hợp đồng EPC và thu hồi lại qua việc tăng phí công suất theo hợp đồng mua bán điện.

2.2.2. Phát sinh chi phí do trường hợp bất khả kháng

Hợp đồng EPC có điều khoản phát sinh chi phí cho nhà thầu EPC trong trường hợp xảy ra sự kiện bất khả kháng. Do đó, công ty dự án phải gánh chịu rủi ro tài chính này hoặc có thể tìm kiếm việc mua bảo hiểm cho rủi ro đó.

2.3. Vấn đề bồi thường thiệt hại

Khi có hành vi vi phạm hợp đồng, bên vi phạm có trách nhiệm bồi thường thiệt hại cho bên bị vi phạm. Các hợp đồng thương mại, xây dựng quốc tế như hợp đồng EPC mẫu của FIDIC hoặc các hợp đồng mua bán điện và mua nhiên liệu theo hướng dẫn của Ngân hàng Thế giới đều chỉ áp dụng chế tài bồi thường thiệt hại chứ không áp dụng cả chế tài phạt vi phạm hợp đồng và bồi thường thiệt hại như đề cập tại các văn bản pháp luật hiện nay của Việt Nam. Theo hệ thống pháp luật của nhiều nước, chẳng hạn theo Luật của Anh, một điều khoản hợp đồng sẽ bị xem như vô hiệu nếu được phát hiện là mang tính chất phạt vi phạm (Penalty), vì vậy, chỉ áp dụng chế tài bồi thường thiệt hại (liquidated damages). Khoản tiền bồi thường thiệt hại là giá trị ước tính hợp lý các thiệt hại (cách tính giá trị này khi được một bên đưa ra, cần được giải thích một cách chi tiết và rõ ràng để chứng minh cho bên kia về tính hợp lý để thống nhất đưa vào hợp đồng) mà bên bị vi phạm gánh chịu do hành vi vi phạm của bên kia và được các chủ thể tham gia hợp đồng thống nhất trước khi giao kết hợp đồng. Khi xảy ra trường hợp vi phạm, bên bị vi phạm được nhận khoản tiền bồi thường thiệt hại theo hợp đồng mà không cần phải chứng minh thiệt hại trên thực tế. Chế tài bồi thường thiệt hại nêu trên có khác so với chế tài bồi thường thiệt hại quy định tại các văn bản pháp luật hiện hành của Việt Nam.

2.3.1. Bồi thường thiệt hại do chậm trễ hoàn thành

- Chậm trễ do lỗi nhà thầu EPC

Do cam kết thời điểm hoàn thành, nên nhà thầu EPC phải trả tiền bồi thường thiệt hại cho công ty dự án nếu chậm trễ, không hoàn thành dự án đúng tiến độ. Thông thường, ở các dự án nhiệt điện, khoản tiền bồi thường thiệt hại chậm trễ cho công ty dự án được tính gồm: (i) thiệt hại lợi nhuận của công ty dự án (tính bằng 10% doanh thu bán điện cho mỗi ngày chậm trễ), (ii) lãi suất khoản vốn đã đầu tư tính cho mỗi ngày chậm trễ, và (iii) chi phí giám sát, quản lý dự án của công ty dự án cho mỗi ngày chậm trễ. Giá trị bồi thường thiệt hại này sẽ được công ty dự án tính toán và thống nhất với nhà thầu EPC trước khi ký hợp đồng EPC.

Như vậy, khoản tiền bồi thường thiệt hại nhận được từ nhà thầu EPC sẽ được công ty dự án trả lãi suất trong giai đoạn dự án bị kéo dài, thanh toán các thiệt hại của bên mua điện theo hợp đồng mua bán điện và trang trải các chi phí trực tiếp (quản lý dự án) mà công ty dự án gánh chịu.

Về thiệt hại của bên mua điện khi xảy ra chậm trễ so với ngày vận hành thương mại cam kết, hợp đồng mua bán điện mẫu (ban hành kèm theo Thông tư số 41/2010/TT-BCT ngày 14/12/2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương) đưa ra điều khoản “Phạt chậm ngày vận hành thương mại” quy định bên bán (công ty dự án) trả khoản tiền phạt chậm tính bằng phí công suất cho mỗi MW cho mỗi ngày chậm trễ. Quy định này không hợp lý và không dựa trên cơ sở tính toán các thiệt hại mà bên mua điện gánh chịu. Theo tài liệu hướng dẫn về hợp đồng mua bán điện của Ngân hàng Thế giới [1], khoản tiền bồi thường thiệt hại trong trường hợp này cần phản ánh các thiệt hại thực tế dự kiến bên mua gánh chịu, chẳng hạn như lãi suất khoản vốn bên mua đã đầu tư cho lưới điện đấu nối đồng bộ. Ngoài ra, các bên cho vay cũng quan tâm đến khoản bồi thường thiệt hại theo hợp đồng mua bán điện để đánh giá mức độ ảnh hưởng đến hệ số thu hồi nợ. Vì vậy, khi đàm phán hợp đồng mua bán điện, công ty dự án cần đàm phán thay đổi điều khoản “Phạt chậm ngày vận hành thương mại” thành “bồi thường thiệt hại do chậm ngày vận hành thương mại” theo đúng thông lệ quốc tế và thống nhất cách thức tính một cách hợp lý.

- Chậm trễ do lỗi bên mua điện theo hợp đồng mua bán điện

Hợp đồng mua bán điện mẫu có điều khoản phạt chậm ngày vận hành thương mại đối với bên bán, tuy nhiên lại không có điều khoản chế tài trong trường hợp

đơn vị quản lý lưới điện không hoàn thành lưới điện vào thời điểm đấu nối hoặc hệ thống điện hạn chế công suất phát của tổ máy, dẫn đến việc kéo dài thời gian hoàn thành tổ máy/nhà máy. Trong khi đó, theo tài liệu [1], hợp đồng mua bán điện cần có điều khoản bồi thường thiệt hại yêu cầu bên mua điện phải trả phí công suất trong trường hợp tổ máy/nhà máy không vận hành thương mại đúng tiến độ do lỗi của bên mua điện vi phạm các nghĩa vụ. Phí công suất trong trường hợp này được tính trên cơ sở trả lãi vay mà công ty dự án phải trả cho các nhà cho vay, có xem xét đến các yêu cầu thu hồi vốn của các cổ đông góp vốn. Đây là nội dung công ty dự án cần lưu ý khi đàm phán hợp đồng mua bán điện.

- Chậm trễ do lỗi đơn vị cấp nhiên liệu

Trường hợp chậm trễ hoàn thành do thiếu nhiên liệu trong quá trình thí nghiệm chạy thử, đơn vị cung cấp nhiên liệu hoặc các mắt xích chính trong dây chuyền cung cấp (chẳng hạn như đơn vị quản lý vận hành cảng, đường ống...) phải chịu trách nhiệm bồi thường thiệt hại cho công ty dự án. Việc đơn vị cung cấp nhiên liệu chấp nhận rủi ro ở mức độ nào phụ thuộc vào bản chất của loại hợp đồng cung cấp. Công ty dự án thường mong muốn mức bồi thường thiệt hại chậm trễ thuộc hợp đồng mua nhiên liệu đủ để thu hồi phí công suất, nhưng đơn vị cung cấp nhiên liệu không chấp nhận mức cao này, do đó công ty dự án buộc phải chấp nhận một phần rủi ro tài chính.

- Chậm trễ do trường hợp bất khả kháng

Bất khả kháng là các sự kiện, tình huống nằm ngoài khả năng kiểm soát của các chủ thể hợp đồng. Vấn đề này cần được xử lý hài hòa giữa các hợp đồng: EPC, mua nhiên liệu và mua bán điện. Ví dụ, khi xảy ra sự kiện bất khả kháng, công ty dự án sẽ được miễn trách nhiệm hoàn thành nhà máy theo tiến độ cam kết tại hợp đồng mua bán điện nếu nhà thầu EPC được miễn trách nhiệm hoàn thành nhà máy theo tiến độ cam kết tại hợp đồng EPC. Tuy nhiên, các bên cho vay hiếm khi đồng ý cho hoãn trả lãi vay khi xảy ra sự kiện bất khả kháng. Trong trường hợp này, cần xem xét, phân bổ rủi ro cho các bên liên quan tùy thuộc vào loại sự kiện bất khả kháng, chẳng hạn nếu là các sự kiện chính trị thì rủi ro nên phân bổ cho bên mua điện và/hoặc chính phủ, các sự kiện đình công thuộc rủi ro của nhà thầu, còn các sự kiện thiên tai có thể được công ty dự án mua bảo hiểm.

2.3.2. Bồi thường thiệt hại do không đạt trị số thông số vận hành bảo đảm

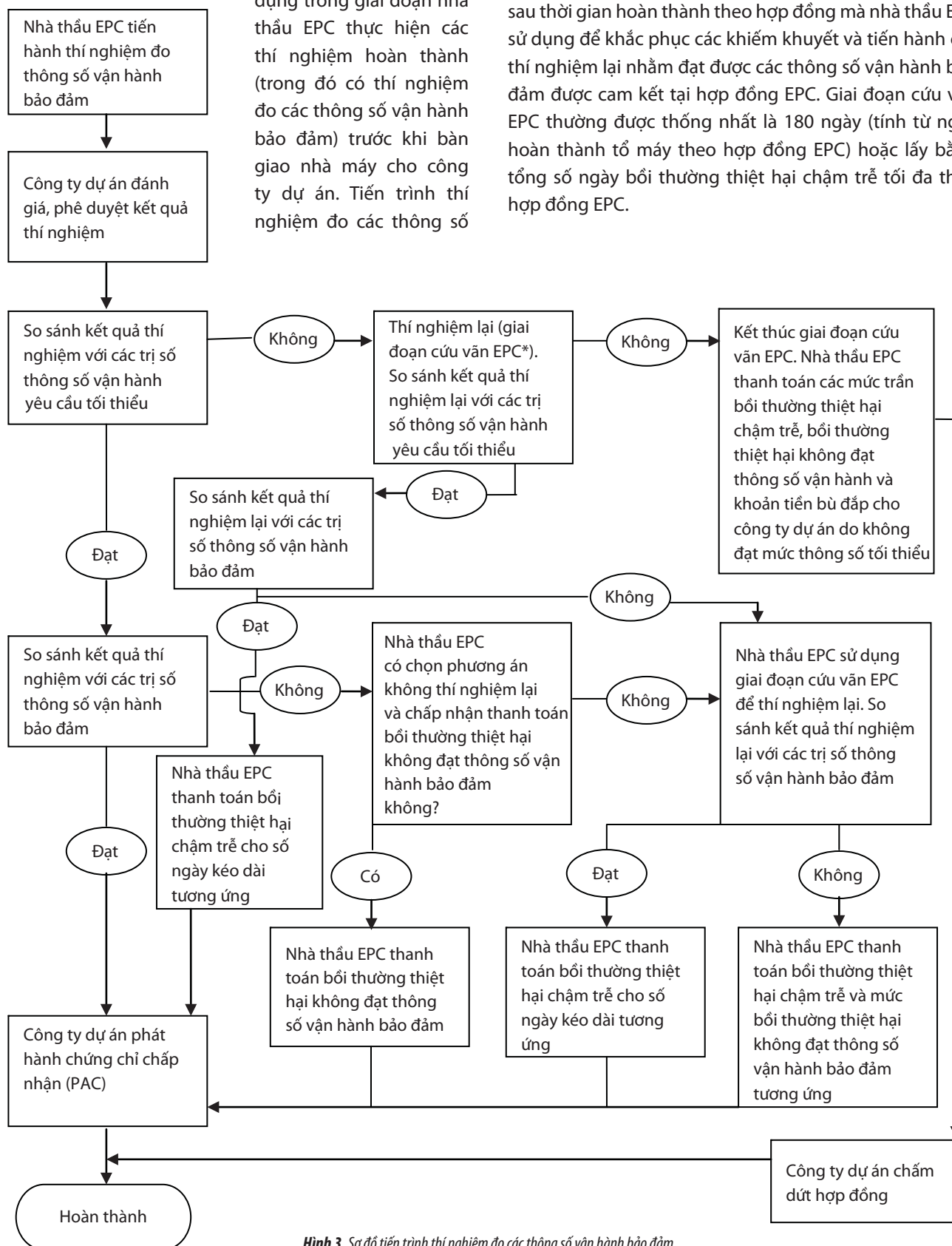
Đối với các nhà máy nhiệt điện, bồi thường thiệt hại do không đạt thông số vận hành bảo đảm gồm: bồi

thường thiệt hại do không đạt suất hao nhiệt tinh bảo đảm và bồi thường thiệt hại do không đạt công suất tinh bảo đảm. Điều khoản bồi thường thiệt hại này được vận

dụng trong giai đoạn nhà thầu EPC thực hiện các thí nghiệm hoàn thành (trong đó có thí nghiệm đo các thông số vận hành bảo đảm) trước khi bàn giao nhà máy cho công ty dự án. Tiến trình thí nghiệm đo các thông số

vận hành bảo đảm và áp dụng các chế tài theo hợp đồng EPC (Hình 3).

Giai đoạn cứu vãn EPC (*EPC cure period*) là giai đoạn sau thời gian hoàn thành theo hợp đồng mà nhà thầu EPC sử dụng để khắc phục các khiếm khuyết và tiến hành các thí nghiệm lại nhằm đạt được các thông số vận hành bảo đảm được cam kết tại hợp đồng EPC. Giai đoạn cứu vãn EPC thường được thống nhất là 180 ngày (tính từ ngày hoàn thành tổ máy theo hợp đồng EPC) hoặc lấy bằng tổng số ngày bồi thường thiệt hại chậm trễ tối đa theo hợp đồng EPC.



Hình 3. Sơ đồ tiến trình thí nghiệm đo các thông số vận hành bảo đảm

Khoản tiền bồi thường thiệt hại do không đạt trị số thông số vận hành bảo đảm thường được tính theo các phương pháp như: xác định giá trị hiện tại của khoản chi phí nhiên liệu mà công ty dự án phải gánh chịu thêm (do suất hao nhiệt cao hơn) qua toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy, hoặc xác định khoản tiền cần giảm trừ từ tổng giá trị đã đầu tư (đã “trả quá” cho nhà máy điện không đạt được thông số vận hành bảo đảm) để giữ giá điện bán ra không thay đổi. Theo đó, khoản tiền bồi thường thiệt hại do không đạt suất hao nhiệt tinh bảo đảm được tính bằng giá trị hiện tại của chi phí nhiên liệu bổ sung qua toàn bộ đời sống kinh tế nhà máy, hoặc bằng khoản khấu trừ giá trị hợp đồng EPC tương ứng để giữ giá điện không thay đổi, với số tiền bồi thường được tính cho mỗi đơn vị suất hao nhiệt (kJ/kWh) cao hơn. Còn khoản tiền bồi thường thiệt hại do không đạt công suất tinh bảo đảm được tính bằng khoản khấu trừ giá trị hợp đồng EPC ứng với mỗi kW giảm thấp hơn để thu hồi vốn đầu tư (bằng giá trị hợp đồng EPC/trị số công suất bảo đảm), cộng với khoản thiệt hại lợi nhuận của công ty dự án (tính bằng giá trị hiện tại của 10% doanh thu bán 1kW điện qua toàn bộ đời sống kinh tế nhà máy) và cộng với bất kỳ khoản phải trả nào theo hợp đồng mua bán điện (chẳng hạn khoản thiệt hại do bên mua điện phải tìm nguồn điện khác để bổ sung cho phần công suất thiếu hụt), với số tiền bồi thường được tính cho mỗi đơn vị công suất (kW) thấp hơn. Như vậy, các khoản bồi thường thiệt hại này có thể đảm bảo cho công ty dự án xác định lại giá trị đầu tư, các khoản vốn vay, trả các thiệt hại của bên mua điện theo hợp đồng mua bán điện, trên cơ sở vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế của dự án.

Ngoài ra, đối với các nhà máy nhiệt điện, công ty dự án còn đưa ra các mức thông số vận hành yêu cầu tối thiểu (là mức mà nhà máy điện còn đem lại hiệu quả kinh tế sau khi nhận các khoản bồi thường thiệt hại) như sau:

Suất hao nhiệt tinh yêu cầu tối thiểu = Suất hao nhiệt tinh bảo đảm + 5%

Công suất tinh yêu cầu tối thiểu = Công suất tinh bảo đảm - 5%

Nếu nhà thầu không đạt các mức thông số vận hành yêu cầu tối thiểu này, công ty dự án có quyền chấm dứt hợp đồng, nhận các khoản bồi thường thiệt hại và khấu trừ thêm một khoản bù đắp tương ứng.

Ở các nước, mức thông số vận hành yêu cầu tối thiểu cũng được thống nhất đưa vào hợp đồng mua bán điện và nếu thông số vận hành thực tế thấp hơn mức yêu cầu tối thiểu, bên mua sẽ từ chối nghĩa vụ thanh toán phí công suất. Chẳng hạn, theo thỏa thuận tại hợp đồng EPC

và hợp đồng mua bán điện, công suất tinh cam kết của tổ máy là 600MW và suất hao nhiệt tinh cam kết là 9.288kJ/kWh nhưng nếu kết quả thí nghiệm đo thông số vận hành bảo đảm chỉ đạt công suất tinh 500 MW và suất hao nhiệt tinh 10.000kJ/kWh thì bên mua điện sẽ từ chối trả phí công suất do giá thành điện quá cao (chi phí nhiên liệu cao). Vì vậy, công ty dự án cần lưu ý vấn đề này trong quá trình đàm phán các hợp đồng EPC và mua bán điện. Tuy vậy, ở Việt Nam hiện nay hợp đồng mua bán điện mẫu chưa có điều khoản về mức thông số vận hành yêu cầu tối thiểu và điều khoản yêu cầu công ty dự án bồi thường thiệt hại không đạt thông số vận hành.

2.4. Vấn đề sử dụng nhiên liệu

Nhiên liệu cung cấp có ảnh hưởng quyết định đến hiệu quả vận hành nhà máy nhiệt điện do chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng lớn trong giá thành sản xuất điện. Vì vậy, các bên cho vay rất chú trọng đến các rủi ro liên quan đến nhiên liệu và cách quản lý cũng như giảm thiểu các rủi ro này, trước khi quyết định tài trợ cho dự án. Họ đánh giá mức độ tin cậy và tín nhiệm của đơn vị cung cấp nhiên liệu, sự phù hợp về số lượng và chất lượng của nguồn cung cấp nhiên liệu, sự hiện diện của các nhà cung cấp thay thế trên thị trường, các hậu quả của việc không cung cấp nhiên liệu (trường hợp đó có phải là sự kiện bất khả kháng theo hợp đồng mua bán điện) và các rủi ro vận chuyển, lưu trữ nhiên liệu. Các mức bồi thường thiệt hại theo hợp đồng mua nhiên liệu cũng được các bên cho vay đánh giá kỹ.

Ngoài ra, các bên cho vay còn xem xét điều khoản về trường hợp bất khả kháng theo hợp đồng mua nhiên liệu có được phản ánh thích hợp trong điều khoản bất khả kháng ở hợp đồng mua bán điện, để đảm bảo không có khoảng trống của việc phân bổ các rủi ro nhiên liệu giữa các bên liên quan. Chẳng hạn, nếu đơn vị cung cấp nhiên liệu được miễn nghĩa vụ cung cấp nhiên liệu theo hợp đồng mua nhiên liệu do các hành động của chính phủ thì các bên cho vay thường cho rằng sự không khả dụng của nhiên liệu trong trường hợp này nên là sự kiện bất khả kháng chính trị đối với công ty dự án theo hợp đồng mua bán điện.

Đối với các bên liên quan khác như công ty dự án, nhà thầu EPC, đơn vị mua điện, thì các rủi ro về đặc tính nhiên liệu, về lượng nhiên liệu cung cấp... cũng cần được đánh giá và quản lý một cách hợp lý. Nếu cung cấp nhiên liệu có đặc tính sai khác với các đặc tính nhiên liệu yêu cầu sẽ dẫn đến hậu quả là nhà thầu EPC khiếu nại chi phí phát sinh, kéo dài thời gian hoàn thành hoặc tranh cãi về kết quả đo thông số vận hành bảo đảm, còn về phía công ty dự án

sẽ không vận hành được nhà máy ở các mức tính năng thiết kế. Việc cung cấp nhiên liệu không đủ khối lượng sẽ dẫn đến nhà thầu EPC không hoàn thành công tác thí nghiệm chạy thử đúng thời hạn trong giai đoạn xây dựng nhà máy hoặc công ty dự án không vận hành được ở mức công suất khả dụng công bố trong giai đoạn vận hành thương mại. Các rủi ro này cần được quản lý thông qua các chế tài bồi thường thiệt hại khi có bên vi phạm nghĩa vụ giao nhận nhiên liệu. Chẳng hạn, nếu công ty dự án buộc phải giảm công suất khả dụng công bố hoặc chịu các khoản phạt hay chi phí theo hợp đồng mua bán điện do thiếu hụt nhiên liệu, bên cung cấp phải trả cho công ty dự án khoản tiền bồi thường thiệt hại. Nếu công ty dự án không nhận nhiên liệu theo thời gian và khối lượng đã được thống nhất trong vòng (số ngày được hai bên thống nhất) kể từ ngày dự kiến nhận ban đầu, công ty dự án phải trả khoản tiền bồi thường thiệt hại cho bên cung cấp.

Trong giai đoạn nghiệm thu chạy thử của hợp đồng EPC, trường hợp công ty dự án không tiếp nhận, bốc dỡ hết nhiên liệu cung cấp trong khoảng thời gian thống nhất theo hợp đồng mua bán nhiên liệu do lỗi của hệ thống thiết bị nhà máy (chưa được nhà thầu EPC bàn giao cho công ty dự án), công ty dự án cần chuyển khoản bồi thường thiệt hại (mà họ phải chịu theo hợp đồng mua nhiên liệu) sang cho nhà thầu EPC gánh chịu trên cơ sở đưa vào hợp đồng EPC điều khoản bồi thường thiệt hại tương ứng. Thông thường, khoản bồi thường thiệt hại trong giai đoạn này được tính bằng chi phí lưu tàu đối với nhiên liệu than hoặc đối với khí thiên nhiên thì tính bằng % (chẳng hạn 10%) giá trị phần nhiên liệu không tiếp nhận.

2.5. Vấn đề thống nhất áp dụng các tiêu chuẩn

2.5.1. Tiêu chuẩn môi trường

Một trong những vấn đề quan trọng được xem xét trước khi phê duyệt dự án nhà máy nhiệt điện là đánh giá các tác động như: khói thải, nước thải, chất thải rắn... đến môi trường xung quanh và áp dụng các biện pháp để giảm thiểu các tác động này xuống mức cho phép theo quy định của tiêu chuẩn môi trường áp dụng. Đối với các dự án nhiệt điện ở Việt Nam, báo cáo đánh giá tác động môi trường được lập trên cơ sở áp dụng và đáp ứng các yêu cầu của các Quy chuẩn Việt Nam về môi trường.

Trường hợp dự án được tài trợ từ các nguồn vốn vay nước ngoài, các tổ chức cho vay thường yêu cầu đáp ứng một số tiêu chuẩn quốc tế về môi trường (chẳng hạn tiêu chuẩn về môi trường của Ngân hàng Thế giới) trước khi chấp thuận cho vay. Vì vậy, công ty dự án cần tham khảo các nội dung quy định của các tiêu chuẩn môi trường

nước ngoài mà các tổ chức tín dụng thường yêu cầu để trong quá trình đàm phán vay vốn, thống nhất với các nhà cho vay về tiêu chuẩn môi trường áp dụng và sau đó đàm phán, thống nhất với nhà thầu EPC (nếu các tiêu chuẩn này yêu cầu nghiêm ngặt hơn các Quy chuẩn Việt Nam) trước khi ký hợp đồng EPC.

2.5.2. Tiêu chuẩn nhiên liệu

Trong quá trình giao nhận nhiên liệu theo hợp đồng mua nhiên liệu giữa công ty dự án với đơn vị cung cấp và theo hợp đồng EPC giữa công ty dự án với nhà thầu EPC, cần tiến hành lấy mẫu, thí nghiệm và phân tích để đánh giá, xác nhận tính đáp ứng của nhiên liệu cung cấp. Trong quá trình vận hành phát điện theo hợp đồng mua bán điện và hợp đồng vận hành và bảo trì, cần phân tích nhiên liệu để tính toán chi phí nhiên liệu trong giá thành điện.

Hiện có nhiều tiêu chuẩn Việt Nam và nước ngoài về lấy mẫu, thí nghiệm, phân tích, đo lường (khối lượng và nhiệt trị) nhiên liệu. Do đó để có sự thống nhất về số liệu và kết quả đo, công ty dự án cần thống nhất với các bên liên quan việc áp dụng các tiêu chuẩn về nhiên liệu tại các hợp đồng mua nhiên liệu, mua bán điện và vận hành và bảo trì.

2.5.3. Tiêu chuẩn thí nghiệm đo các thông số vận hành bảo đảm

Sau khi hoàn thành lắp đặt nhà máy điện và trước khi nhà thầu EPC bàn giao cho công ty dự án tiếp nhận để bắt đầu vận hành thương mại, nhà thầu EPC phải thực hiện thí nghiệm đo thông số vận hành bảo đảm để chứng minh các thông số vận hành (công suất tinh, suất hao nhiệt tinh) của tổ máy/nhà máy đạt được các mức bảo đảm theo hợp đồng EPC. Thí nghiệm này thường được một đơn vị tư vấn độc lập chứng kiến và chứng nhận kết quả để xác nhận sự hoàn thành của nhà thầu EPC theo hợp đồng EPC, đồng thời phục vụ cho việc thanh toán phí công suất cho công ty dự án theo hợp đồng mua bán điện.

Để có cơ sở thực hiện thí nghiệm đo các thông số vận hành bảo đảm cho các nhà máy nhiệt điện, các tiêu chuẩn được áp dụng phổ biến trên thế giới hiện nay là các tiêu chuẩn từ bộ tiêu chuẩn thí nghiệm PTC (Performance test codes) do tổ chức American Society of Mechanical Engineers - ASME (Mỹ) ban hành. Bộ tiêu chuẩn PTC không đề cập cách thức thí nghiệm chi tiết cho mọi cấu hình nhà máy điện mà đưa ra các hướng dẫn chung. Vì vậy, công ty dự án cần cụ thể hóa các yêu cầu của các tiêu chuẩn PTC cho phù hợp với cấu hình nhà máy, với các điều kiện và yêu cầu thí nghiệm của mình và thống nhất với các bên liên quan khi đàm phán các hợp đồng EPC và hợp đồng mua bán điện.

2.6. Vấn đề giao diện trong giai đoạn chuẩn bị vận hành thương mại

2.6.1. Chương trình, lịch thí nghiệm chạy thử

Để công tác thí nghiệm chạy thử nhà máy được tiến hành thuận lợi, ngay từ giai đoạn đàm phán hợp đồng EPC, công ty dự án cần thống nhất với nhà thầu EPC chương trình thí nghiệm chạy thử tổng thể, thể hiện rõ khối lượng nhiên liệu tiêu thụ và lượng điện năng dự kiến sản xuất. Chương trình này cũng cần được công ty dự án thống nhất với bên mua điện để đưa vào hợp đồng mua bán điện.

Trong giai đoạn thí nghiệm chạy thử, nhà thầu EPC, thông qua công ty dự án, cần đăng ký chương trình thí nghiệm chạy thử cụ thể cho từng giai đoạn phù hợp với chương trình tổng thể đã thống nhất tại các hợp đồng. Tuy nhiên, khi triển khai thực tế chỉ cần một thiết bị có trở ngại bất thường là phải xây dựng, điều chỉnh lại toàn bộ kế hoạch thử nghiệm. Vì vậy, công ty dự án, nhà thầu EPC và các đơn vị quản lý, điều độ hệ thống điện cần phối

hợp chặt chẽ để tạo điều kiện thuận lợi cho công tác thí nghiệm trong giai đoạn này.

2.6.2. Nhiên liệu sử dụng trong quá trình thí nghiệm chạy thử

Cung cấp nhiên liệu trong giai đoạn thí nghiệm chạy thử nhà máy cần được chú trọng và quản lý chặt chẽ. Đơn vị cung cấp nhiên liệu cần cung cấp nhiên liệu có đặc tính gần giống với đặc tính nhiên liệu thiết kế (performance fuel) đã được thống nhất tại các hợp đồng mua nhiên liệu và hợp đồng EPC, để nhà thầu EPC thực hiện thí nghiệm đo các thông số vận hành nhà máy bảo đảm. Nếu cấp nhiên liệu sai khác nhiều so với đặc tính nhiên liệu thiết kế sẽ dẫn đến sự không thống nhất giữa công ty dự án và nhà thầu EPC về đánh giá kết quả thí nghiệm đo các thông số vận hành bảo đảm do có một số đặc tính nhiên liệu sai khác không thể áp dụng đặc tuyến hoặc hệ số hiệu chỉnh cho công suất tinh và/hoặc suất hao nhiệt tinh.

Ngoài ra, nếu hợp đồng EPC đưa ra các thí nghiệm có yêu cầu các loại hoặc chất lượng nhiên liệu đặc trưng, ví dụ

Bảng 1. Quản lý và phân bổ các rủi ro

Rủi ro	Nguyên nhân	Cách thức quản lý, phân bổ
Phát sinh chi phí xây dựng	Trong tầm kiểm soát của nhà thầu EPC	Nhà thầu EPC gánh chịu rủi ro thông qua hợp đồng trọn gói.
	Ngoài tầm kiểm soát của nhà thầu EPC:	
	Thay đổi luật, tăng thuế	Công ty dự án gánh chịu theo hợp đồng EPC nhưng thu hồi qua việc tăng phí công suất theo hợp đồng mua bán điện.
	Trường hợp bất khả kháng	Rủi ro của nhà bảo hiểm nếu có thu xếp bảo hiểm. Khi số tiền bảo hiểm không bù đắp đủ chi phí phát sinh, công ty dự án sẽ gánh chịu phần rủi ro tài chính này.
Chậm trễ hoàn thành	Trong tầm kiểm soát của nhà thầu EPC	Nhà thầu EPC thanh toán khoản bồi thường thiệt hại. Khi vượt quá mức trần bồi thường thiệt hại theo hợp đồng EPC, công ty dự án sẽ gánh chịu phần rủi ro tài chính này.
	Ngoài tầm kiểm soát của nhà thầu EPC:	
	Trong tầm kiểm soát của bên mua điện theo hợp đồng mua bán điện	Bên mua điện thanh toán khoản bồi thường thiệt hại. Khi khoản bồi thường thiệt hại theo hợp đồng mua bán điện không đủ khắc phục hậu quả, công ty dự án sẽ gánh chịu phần rủi ro tài chính này.
	Trong tầm kiểm soát của đơn vị cung cấp nhiên liệu theo hợp đồng mua nhiên liệu	Bên bán nhiên liệu thanh toán khoản bồi thường thiệt hại. Khi khoản bồi thường thiệt hại theo hợp đồng mua nhiên liệu không đủ khắc phục hậu quả, công ty dự án sẽ gánh chịu phần rủi ro tài chính này.
	Trường hợp bất khả kháng	Rủi ro của nhà bảo hiểm nếu sự kiện thuộc phạm vi bảo hiểm. Khi số tiền bảo hiểm không đủ khắc phục hết hậu quả, công ty dự án sẽ gánh chịu phần rủi ro tài chính này.
Không đạt thông số vận hành bảo đảm	Nhà thầu EPC không đạt công suất tinh và/hoặc suất hao nhiệt tinh bảo đảm nhưng đạt các thông số vận hành yêu cầu tối thiểu.	Nhà thầu EPC thanh toán khoản bồi thường thiệt hại.
	Nhà thầu EPC không đạt công suất tinh và/ hoặc suất hao nhiệt tinh yêu cầu tối thiểu.	Nhà thầu EPC thanh toán khoản bồi thường thiệt hại cộng thêm khoản bù đắp do không đạt thông số tối thiểu. Việc không đạt thông số vận hành tối thiểu sẽ ảnh hưởng xấu đến khả năng thu hồi vốn của công ty dự án.
Bất khả kháng	Các sự kiện thiên tai (lũ lụt, động đất), bạo động, đình công...	Rủi ro của nhà bảo hiểm nếu sự kiện thuộc phạm vi bảo hiểm. Nếu không, rủi ro do công ty dự án gánh chịu.

nư than có hàm lượng lưu huỳnh cao để thử nghiệm hệ thống khử lưu huỳnh trong khói thải, thì công ty dự án cần thỏa thuận với đơn vị cung cấp để đảm bảo cung cấp được loại nhiên liệu này trong giai đoạn thí nghiệm chạy thử.

2.6.3. Tiếp quản vận hành nhà máy điện

Đơn vị vận hành được công ty dự án thuê cung cấp dịch vụ vận hành và bảo trì sẽ bắt đầu tham gia từ giai đoạn thực hiện hợp đồng EPC, đặc biệt là giai đoạn thí nghiệm chạy thử nhà máy. Đội ngũ kỹ sư, nhân viên kỹ thuật của đơn vị vận hành sẽ tham gia các khóa đào tạo tại các trụ sở của các nhà chế tạo thiết bị chính tại nước ngoài và sau đó tham gia đào tạo qua các công việc hàng ngày (On-job training) trong giai đoạn thí nghiệm chạy thử.

Trong giai đoạn này, các sổ tay vận hành và bảo trì do nhà thầu EPC trình theo hợp đồng EPC, cần được công ty dự án chuyển cho đơn vị vận hành để lập các quy trình quản lý vận hành hệ thống thiết bị và nhà máy. Ngoài ra, các tài liệu hoàn công, phụ tùng dự phòng, vật tư tiêu hao phục vụ giai đoạn bảo hành nhà máy được nhà thầu EPC cung cấp theo hợp đồng EPC cũng cần được chuyển kịp thời cho đơn vị vận hành để quản lý và lên kế hoạch sử dụng.

2.7. Bảo hiểm

Qua các nội dung trình bày nêu trên, việc phân bổ rủi ro cho các bên và sự cần thiết bảo hiểm cho một số rủi ro nằm ngoài khả năng kiểm soát của các bên được tổng hợp ở Bảng 1.

3. Kết luận

Bài báo chủ yếu tập trung phân tích một số giao diện chính trong giai đoạn thực hiện đầu tư dự án nhà máy nhiệt điện với mục đích nhấn mạnh sự cần thiết phải quản lý các rủi ro, giao diện hợp đồng để đảm bảo sự lành mạnh tài chính cho công ty dự án.

Theo đó, các rủi ro, giao diện hợp đồng cần thường xuyên được công ty dự án nhận diện, đánh giá và quản lý để loại bỏ các khoảng trống trách nhiệm giao diện giữa các chủ thể hợp đồng. Các rủi ro không thể phân bổ cho các bên liên quan cần được công ty dự án gánh chịu và quản lý bằng các hình thức, phạm vi bảo hiểm thích hợp hoặc bằng cách để dành khoản chi phí dự phòng rủi ro tương ứng. Ngoài ra, công ty dự án cần chú trọng thực hiện đồng bộ việc đàm phán và ký kết các hợp đồng với thời gian thích hợp, nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho việc quản lý hiệu quả các giao diện hợp đồng.

Tài liệu tham khảo

1. Michel Kerf, R.David Gray, Timothy Irwin, Celine Levesque, Robert R.Taylor, Michael Klein. *Concessions for infrastructure - A guide to their design and award*. World Bank. 1998.
2. Hiệp hội quốc tế các kỹ sư tư vấn. Điều kiện Hợp đồng FIDIC - Điều kiện hợp đồng nhà máy và thiết kế xây dựng điều kiện hợp đồng dự án EPC chia khóa trao tay. Nhà xuất bản Xây dựng - Hiệp hội Tư vấn Xây dựng Việt Nam. 2002.

Management of contract interfaces during investment implementation of thermal power projects

Truong Van Thien

Petrovietnam Long Phu 1 Power Project Management Board

Summary

The investment implementation of a thermal power project involves many stakeholders, among them the principal parties are identified as the project company, the electric utility agencies, the construction contractor, the lenders, the power purchaser, the fuel supplier and the operator. At the core of the project implementation is the project company with whom all the other parties form contractual relations. The roles and obligations of the project company and other parties are defined at the relevant contracts such as the interconnection agreement, the construction contract (EPC contract), the credit agreement, the power purchase agreement, the fuel supply agreement, and the operating and maintenance contract. The success of the project depends mainly upon the performance of the contracts by the involved parties and on the proper management of the contract interfaces by the project company.

This paper presents the main features of the above agreements and contracts, identifies the contract interface issues and associated risks, and highlights the necessity of close management by the project company of the contract interfaces, taking into account the proper allocation of risks and rationally imposing liquidated damages.

Key words: Management of contract interfaces, thermal power project.

TIN TRONG NGÀNH

Petrovietnam tham dự Diễn đàn Năng lượng Việt - Pháp



Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp các doanh nghiệp Pháp. Ảnh: MOIT

Ngày 7/7/2015, tại Paris, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Diễn đàn Năng lượng Việt - Pháp do Đại sứ quán Pháp và Bộ Công Thương Việt Nam phối hợp tổ chức. Tại Diễn đàn, các đại biểu đã tập trung trao đổi, thảo luận các vấn đề quan trọng đối với sự phát triển của ngành năng lượng Việt Nam như: tiềm năng, nhu cầu, chiến lược phát triển và các hình thức hợp tác với các doanh nghiệp nước ngoài, trong đó các đối tác Pháp là đối tác chiến lược, tin cậy, lâu dài.

Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng cho biết Việt Nam và Pháp đã có nhiều hoạt động hợp tác trong lĩnh vực năng lượng như: thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, hợp tác trong lĩnh vực khoa học kỹ thuật năng lượng, tham gia đầu tư, phát triển các dự án nhà máy điện... Việt Nam

mong muốn các đối tác Pháp đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí như thăm dò, khai thác dầu khí tại các dự án hiện có, tìm kiếm cơ hội phát triển các dự án mới tại Việt Nam và các nước thứ ba; triển khai các dự án lọc hóa dầu, chế biến các sản phẩm dầu khí; đầu tư hạ tầng cơ sở phục vụ nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) tại Việt Nam. Trong lĩnh vực điện, các doanh nghiệp Pháp có thể đầu tư vào các dự án nhiệt điện than sử dụng công nghệ than sạch, các dự án nhiệt điện chạy khí; phát triển hệ thống lưới điện truyền tải, các dự án năng lượng mới và năng lượng tái tạo, tư vấn, hợp tác hiện đại hóa hệ thống quản lý điều độ hệ thống điện, nâng cao năng lực quản lý...

Tại Diễn đàn, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng đã giới thiệu tổng quan về Tập đoàn, tiềm năng và cơ hội mở rộng hợp tác với các doanh nghiệp Pháp trong các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực dầu khí và công nghiệp điện. Trong khuôn khổ Diễn đàn, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm và làm việc với một số công ty năng lượng hàng đầu của Pháp như: EDF, APAVE, GDF Suez, Schneider, ENGIE, Technogénie, Entrepouse... Tại các buổi làm việc, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự quan tâm của các doanh nghiệp Pháp, đồng thời khẳng định mong muốn mở rộng quan hệ hợp tác trong các lĩnh vực: cung cấp các giải pháp, công nghệ - kỹ thuật cho các dự án, công trình khí, điện, lọc hóa dầu...

Hoàng Anh

Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đạt mốc 1.000 ngày vận hành an toàn

Từ ngày 23 - 24/7/2015, TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dẫn đầu đoàn công tác của Tập đoàn đã làm việc với Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) và đi thăm giàn xử lý trung tâm PQP-HT nhân dịp mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đạt mốc 1.000 ngày vận hành an toàn.

Trong 6 tháng đầu năm 2015, Bien Dong POC đã duy trì hệ thống an toàn sức khỏe môi trường nghiêm ngặt trên các giàn khai thác khí, xây dựng và hoàn thiện hệ thống quy trình quản lý công việc để tối ưu hóa sản xuất. Công tác khoan phát triển, gia công chế tạo, kết nối giếng, vận hành khai thác và từng bước gia tăng sản lượng theo kế hoạch đã được phê duyệt trong Báo cáo phát triển mỏ (FDP) được triển khai đồng bộ. Tổng sản lượng khai thác 6 tháng đầu năm 2015 ước đạt 832,3 triệu m³ khí tiêu chuẩn và 181,1 nghìn tấn condensate. Hệ số làm việc của các giàn khai thác ước đạt 96%.



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chúc mừng các tập thể, cá nhân đạt thành tích xuất sắc trong vận hành an toàn mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh.

Ảnh: Lê Khoa

Lãnh đạo Bien Dong POC cho biết, trong 6 tháng cuối năm sẽ tập trung đảm bảo an toàn tuyệt đối cho hoạt động sản xuất kinh doanh và từng bước gia tăng sản lượng của các giàn; đưa vào khai thác giếng HT-7P, khoan và hoàn thiện giếng HT-8P... đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác năm 2015 với 1,743 tỷ m³ khí và 409 nghìn tấn condensate.

Lê Khoa

Điều chỉnh, bổ sung Đề án tái cơ cấu PVN giai đoạn 2012 - 2015



PVN thực hiện cổ phần hóa PV Power trước năm 2017. Ảnh: PVN

Ngày 3/7/2015, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 1011/QĐ-TTg điều chỉnh, bổ sung Đề án "Tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015". Từ năm 2015 đến hết năm 2017, PVN thực hiện chuyển nhượng phần vốn góp và chuyển đổi Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) thành Công ty TNHH 2TV (PVN nắm giữ 51% vốn điều lệ) hoặc cổ phần hóa BSR (PVN nắm giữ tối thiểu 65% vốn điều lệ). Đồng thời, PVN tiến hành thoái vốn tại Tổng công ty CP

Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) xuống còn 36% vốn điều lệ của PVC; điều chỉnh nâng tỷ lệ vốn của PVN tại Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PV Trans) lên 51% và tại Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP) lên 29%; tiếp tục nắm giữ 25,34% vốn điều lệ của Tổng công ty CP Dịch vụ Tổng hợp Dầu khí (Petrosetco).

Từ năm 2015 đến hết năm 2016, PVN thực hiện cổ phần hóa Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power). Bên cạnh đó, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn nghiên cứu việc tổ chức lại tất cả các đơn vị đóng mới, sửa chữa phương tiện nổi để đề xuất mô hình tổ chức phù hợp, tối ưu hóa sử dụng các nguồn lực, nâng cao hiệu quả hoạt động và tránh cạnh tranh nội bộ...

Nguyễn Hoàng

KỶ HỌP III TIỂU BAN THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ



TS. Hoàng Ngọc Đăng - Trưởng Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí phát biểu tại Kỳ họp. Ảnh: Ngọc Linh

Tại Kỳ họp III nhiệm kỳ 2014 - 2016, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã cập nhật tình hình khai thác và phát triển mỏ, thăm dò thăm lượng trong 6 tháng đầu năm 2015; công tác quản lý khai thác mỏ Tê Giác Trắng, cụm mỏ Sư Tử và bài học kinh nghiệm. Đồng thời, Tiểu ban cũng thảo luận về giải pháp sử dụng giàn tiếp trợ nửa nổi nửa chìm trong thăm dò khai thác dầu khí khu vực nước sâu; các phức tạp, sự cố điển hình và chi phí khoan nước sâu.

Dự kiến trong kỳ họp IV, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí sẽ thảo luận về công tác tận thăm dò và đầu tư thăm dò ở nước ngoài; tổng kết công tác lập các báo cáo về kế hoạch phát triển tổng thể, kế hoạch phát triển mỏ và bài học kinh nghiệm, các giải pháp kỹ thuật - công nghệ phát triển mỏ nhỏ, mỏ cận biên.

Ngọc Linh

PVFCCo có mức tăng trưởng lợi nhuận cao

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết vẫn duy trì nhịp độ phát triển tốt, mặc dù nguồn cung phân bón trong nước vượt cầu, tỷ giá ngoại tệ biến động mạnh và chính sách thuế mới khiến doanh nghiệp sản xuất kinh doanh phân bón không được khấu trừ thuế giá trị gia tăng đầu vào.

Trong 6 tháng đầu năm 2015, PVFCCo đã sản xuất 371 nghìn tấn Đạm Phú Mỹ, đạt 48% kế hoạch năm; sản xuất và cung cấp 1.250 tấn hóa phẩm cho các nhà thầu dầu khí, đạt 50% kế hoạch năm. Tổng doanh thu của PVFCCo đạt 4.945 tỷ đồng, bằng 53% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế đạt 970 tỷ đồng, bằng 75% kế hoạch năm.

Đồng thời, Tổng công ty đã hoàn thành bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Phú Mỹ vượt tiến độ 2 ngày so với kế hoạch đề ra, đảm bảo 4 chỉ tiêu về an toàn, chất lượng, tiến độ, chi phí; ký Hợp đồng thiết kế, cung cấp vật tư thiết bị, thi công xây lắp và chạy thử Tổ hợp NH₃ (mở rộng) - Nhà máy NPK Phú Mỹ; đảm bảo tiến độ dự án UFC85/Formaldehyde...



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: CTV

Ngày 25/7/2015, tại Trung tâm Hội nghị Quốc gia, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã được Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh và Bộ trưởng Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn Cao Đức Phát trao tặng Bằng khen, biểu trưng của Thủ tướng Chính phủ với danh hiệu "Doanh nghiệp tiêu biểu trong phong trào xây dựng nông thôn mới giai đoạn 2010 - 2015".

Thủy Nguyên

Hạ thủy khối thượng tầng giàn khai thác TGT-H5



Lễ hạ thủy khối thượng tầng giàn khai thác TGT-H5. Ảnh: PTSC

Ngày 10/7/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã tổ chức “Lễ gắn biển công trình chào mừng Đại

hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II, kỷ niệm 1 triệu giờ làm việc an toàn và hạ thủy khối thượng tầng giàn khai thác TGT-H5”.

Dự án chế tạo, đóng mới giàn khai thác TGT-H5 do Hoàng Long JOC làm chủ đầu tư, nằm trong mục tiêu phát triển mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1), ngoài khơi Việt Nam. Khối thượng tầng giàn khai thác TGT-H5 có trọng lượng khoảng 1.850 tấn và 24km đường ống, do Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) làm tổng thầu EPCI. Sau khi hạ thủy, PTSC M&C sẽ triển khai công tác đấu nối, chạy thử ngoài khơi và dự kiến sẽ hoàn thành trong tháng 8/2015.

Trước đó, PTSC M&C đã hoàn thành công tác thi công chân đế, sàn khoan. TGT-H5 là dự án được thiết kế và thực hiện hoàn toàn bởi các kỹ sư, người lao động Việt Nam và đạt chất lượng tốt. Thời gian thi công khối thượng tầng chỉ trong khoảng 10 tháng, rút ngắn được khoảng 3 tháng so với tiến độ thông thường.

Vũ Đình

Hợp tác phát triển mỏ Lô B



Tổng giám đốc Vietsovpetro, PVE và PVC ký thỏa thuận hợp tác. Ảnh: VSP

Ngày 6/7/2015, tại Tp. Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã ký thỏa thuận hợp tác về thiết kế kỹ thuật với Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP (PVE); ký thỏa thuận hợp tác cho dự án phát triển mỏ Lô B với PVE và Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC).

Dự án phát triển mỏ Lô B là dự án trọng điểm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Quá trình xây dựng và vận hành chuỗi dự án khai thác, xử lý, vận chuyển, chế biến khí, xây dựng vận hành các nhà máy

điện sẽ thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội ở khu vực Tây Nam Bộ, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng của đất nước. Theo sơ đồ và kế hoạch phát triển mỏ Lô B, trong giai đoạn 1 sẽ phát triển cụm giàn công nghệ trung tâm (giàn CPP, giàn nhà ở, giàn đun, các cầu dẫn), 5 giàn đầu giếng và tàu chứa dầu FSO. Dự kiến trong giai đoạn 2 và 3, dự án sẽ phát triển trên 40 giàn đầu giếng, cung cấp khí cho cụm nhà máy điện tại Ô Môn, Kiên Giang và bổ sung cho Cụm Khí-Điện-Đạm Cà Mau.

Việc ký kết các thỏa thuận nhằm tối ưu hóa năng lực kinh nghiệm, nguồn nhân lực và cơ sở hạ tầng hiện có, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh của các bên liên quan khi tham gia thực hiện các dự án lớn nhằm đảm bảo 3 tiêu chí: chất lượng, tiến độ và hiệu quả kinh tế.

Nguyễn Thanh

HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM KÝ THỎA THUẬN HỢP TÁC VỚI VIETSOVPETRO



Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam và Tổng giám đốc Vietsovpetro ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: PVN

Ngày 18/7/2015, tại Đà Lạt, Hội Dầu khí Việt Nam đã ký Thỏa thuận hợp tác với Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”. Theo đó, hai bên sẽ hợp tác thực hiện công tác nghiên cứu trong các lĩnh vực: địa chất, địa vật lý, công nghệ khoan, khai thác, thiết kế - xây dựng các công trình dầu khí và các hoạt động khác phục vụ cho công tác thăm dò và khai thác dầu khí; tư vấn, phân biện, thẩm định các dự án, chương trình đầu tư phát triển dầu khí, các phương án kinh tế - kỹ thuật trong công tác thăm dò, xây dựng các công trình dầu khí và khai thác dầu khí. Ngoài ra, Hội Dầu khí Việt Nam sẽ đào tạo cơ bản và nâng cao cho các chuyên gia của Vietsovpetro trong các lĩnh vực phục vụ cho công tác thăm dò và khai thác dầu khí; tổ chức các hội thảo chuyên đề, hội nghị khoa học công nghệ.

Phạm Huy

Tăng cường hợp tác kỹ thuật để nâng cao chất lượng sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Ngày 21/7/2015, tại Trụ sở Viện Dầu khí Việt Nam (Hà Nội) đã diễn ra Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản (JCCP) để triển khai dự án hợp tác kỹ thuật nhằm cải thiện chất lượng sản phẩm dầu mỏ ở Việt Nam.

Theo thỏa thuận hợp tác, JCCP/JXNRI sẽ phối hợp với Petrovietnam/BSR/Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu áp dụng kinh nghiệm và công nghệ của các nhà máy lọc dầu Nhật Bản để triển khai các giải pháp phù hợp nhằm cải thiện và nâng cao chất lượng sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đáp ứng tiêu chuẩn Euro IV/V; để xuất/đánh giá các giải pháp nâng cấp, mở rộng nhà máy, tối ưu hóa các chế độ vận hành, phối trộn sản phẩm, tiết kiệm hydro, năng lượng, để cải thiện chất lượng sản phẩm của BSR; đánh giá tính khả thi về nguồn nguyên liệu, công nghệ, vốn đầu tư, hiệu quả kinh tế của các kịch bản cải tiến chất lượng; tổ chức các hội thảo đào tạo và hội nghị liên quan. Dự kiến, dự án sẽ hoàn thành trong năm 2017.

Theo TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả giữa JCCP và JXNRI với Petrovietnam, cũng như với BSR, VPI.



Giám đốc điều hành JCCP Eiji Hiraoka và Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: Hồng Văn

Thỏa thuận hợp tác được ký kết đúng thời điểm BSR đang triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ công suất 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hy vọng JCCP/JXNRI sẽ hợp tác hiệu quả với Petrovietnam/BSR/VPI để triển khai nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tối ưu nhằm nâng cao chất lượng sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ngọc Linh

Khởi công chế tạo khối thượng tầng giàn nén khí ST PIP mở Sư Tử Trắng



Nghị thức khởi công chế tạo khối thượng tầng giàn nén khí ST PIP. Ảnh: PTSC

Ngày 15/7/2015, tại Cảng hạ lưu PTSC, Công ty Liên doanh Điều hành Cừ Long (Cuu Long JOC) và Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã khởi công chế tạo khối thượng tầng giàn nén khí ST PIP

thuộc Dự án phát triển toàn mở Sư Tử Trắng - giai đoạn 1.

Dự án phát triển toàn mở Sư Tử Trắng do PTSC M&C làm tổng thầu EPCI, gồm các hạng mục: giàn nén khí ST PIP (1 chân đế 2.400 tấn, 1 khối thượng tầng 4.100 tấn, hệ thống cọc 1.600 tấn, hệ thống ống tách nước 300 tấn); giàn nhà ở ST LQ (chân đế 950 tấn, khối thượng tầng 1.250 tấn); 2 cầu dẫn... Theo kế hoạch, PTSC M&C sẽ hoàn thành công tác chế tạo khối thượng tầng và bàn giao cho chủ đầu tư trong tháng 8/2016.

Lãnh đạo PTSC M&C khẳng định sẽ hợp tác hiệu quả với Cuu Long JOC và các nhà thầu phụ để thực hiện dự án an toàn, đúng tiến độ, đảm bảo chất lượng và đạt hiệu quả cao nhất.

Lê Vũ

PTSC M&C HẠ THỦY CHÂN ĐẾ GIÀN KHAI THÁC MAHARAJA LELA SOUTH

Ngày 16/7/2015, tại Brunei, Total E&P Borneo B.V và Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã hạ thủy chân đế giàn khai thác Maharaja Lela South. Đây là dự án PTSC M&C thắng thầu thông qua đấu thầu quốc tế. Theo đó, PTSC M&C đảm nhận vai trò tổng thầu thiết kế chi tiết, mua sắm, lắp đặt và chạy thử ngoài khơi cho toàn bộ dự án. Chân đế giàn khai thác Maharaja Lela South được khởi công vào ngày 30/4/2014 và đến nay đã đạt hơn 500.000 giờ làm việc an toàn.

Phạm Hồng

ĐẠI TU NHÀ MÁY ĐIỆN CÀ MAU 2

Ngày 24/7/2015, tại tỉnh Cà Mau, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau và Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam (PVPS) đã tổ chức Lễ ra quân chiến dịch 45 ngày đêm đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 2 (từ 25/7 - 8/9/2015) và phát động thi đua lập thành tích hoàn thành trước hạn đảm bảo an toàn - chất lượng - tiến độ - hiệu quả.

Thúy Hằng

Chuẩn hóa hệ thống RBI để tối ưu hóa sản xuất



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 17/7/2015, tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) tổ chức hội thảo khoa học “Chuẩn hóa và áp dụng hệ

thống RBI trong nhà máy lọc hóa dầu, chế biến khí”. Hội thảo là dịp để các đơn vị trong và ngoài nước chia sẻ kinh nghiệm, đề xuất các ý tưởng hoàn thiện hệ thống RBI, góp phần nâng cao hiệu quả quản trị, kiểm soát rủi ro, tối ưu hóa thời gian và chi phí vận hành.

Hệ thống RBI đã được áp dụng tại 6 phân xưởng công nghệ chính của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ năm 2009. Trong giai đoạn 2013 - 2014, hệ thống RBI đã được thiết lập cho tất cả các phân xưởng của Nhà máy bằng phương pháp định lượng. Hiện tại, hệ thống này đang hoạt động ổn định, phục vụ hiệu quả cho hoạt động sản xuất kinh doanh. Trong thời gian tới, BSR tiếp tục bổ sung, hoàn thiện hệ thống RBI; xây dựng quy trình vận hành hệ thống, phân tích đánh giá rủi ro cho từng đường ống/thiết bị...

Trần Minh

PV Power đạt mốc sản lượng điện 100 tỷ kWh



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PV Power

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cho biết đã cung cấp 100 tỷ kWh điện cho lưới điện quốc gia. Đây là cột mốc quan trọng đánh dấu sự phát triển vượt bậc của PV Power trong việc xây dựng và vận hành tuyệt đối an toàn các nhà máy điện, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng cho đất nước.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, PV Power đã trưởng thành và lớn mạnh, trở thành nhà cung cấp điện đứng thứ hai cả nước, và đang đảm nhiệm 1 trong 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn đề nghị cán bộ, công nhân viên PV Power đoàn kết, phát huy tối đa nội lực, vượt qua mọi

khó khăn, luôn sáng tạo trong lao động sản xuất, thực hiện thắng lợi nhiệm vụ: “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 hình phát điện: nhiệt điện khí, nhiệt điện than, thủy điện và năng lượng tái tạo, trong đó ưu tiên sử dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu khí cho phát triển các nhà máy điện”.

Trong 6 tháng đầu năm 2015, PV Power phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam/Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia trong vận hành, huy động tối ưu công suất các nhà máy điện, đảm bảo cung cấp điện theo đúng kế hoạch đề ra với sản lượng điện ước đạt 10,925 tỷ kWh.

Nguyễn Thúy

PV DRILLING II THỰC HIỆN CHIẾN DỊCH KHOAN THẨM DÒ CHO PVEP SÔNG HỒNG

Ngày 13/7/2015, tại Hà Nội, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling II cho Công ty Dầu khí Sông Hồng (PVEP Sông Hồng). Theo kế hoạch, giàn khoan PV Drilling II sẽ phục vụ chiến dịch khoan thăm dò dầu khí tại Lô 103 - 107, Lô 102/10 và 106/10, bể trầm tích Sông Hồng, thềm lục địa Việt Nam.

Lan Hương

BẢO DƯỠNG ĐỊNH KỲ FPSO PTSC LAM SƠN

Ngày 3/7/2015, Công ty CP Dịch vụ Khai thác Dầu khí (PPS) cho biết đã hoàn thành công tác bảo dưỡng định kỳ FPSO PTSC Lam Sơn, sớm hơn 37 giờ 35 phút so với kế hoạch. Vào 16 giờ 25 phút cùng ngày, giàn Thăng Long - Đông Đô đã lần lượt mở giếng trở lại. Việc hoàn thành sớm công tác bảo dưỡng định kỳ FPSO PTSC Lam Sơn khẳng định năng lực của PTSC/PPS trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ quản lý vận hành và bảo dưỡng FPSO/FSO tại Việt Nam.

Bùi Minh

TIN THẾ GIỚI

Eni phát hiện mỏ khí đốt có trữ lượng trên 15 tỷ m³

Ngày 20/7/2015, Eni S.p.A. (Italy) cho biết đã phát hiện một mỏ khí có trữ lượng trên 15 tỷ m³ tại cấu tạo Nooros ở Tây Abu Madi, thuộc khu vực đồng bằng sông Nile, cách Tp. Alexandria (Ai Cập) 120km về phía Đông Bắc. Dự kiến, phát hiện mới sẽ được đưa vào khai thác trong vòng 2 tháng tới, và được chế biến tại Nhà máy xử lý khí Abu Madi, cách 25km về phía Đông Nam.

Eni cho biết, giếng khoan Nidoco NW2 Dir NFW đã khoan sâu 3.600m và gặp tầng chứa khí dày 60m thuộc kỳ Messinian, trước Pliocene. Phát hiện này của Eni là kết quả thực hiện chiến lược mới nhằm tái tập trung hoạt động tại các mỏ gần và gia tăng cơ hội tìm kiếm thăm dò bổ sung tại các khu vực có giá trị tiềm năng cao, cho phép đưa nhanh các phát hiện vào khai thác thông qua cơ sở hạ tầng sẵn có gần đó.

Eni, thông qua đơn vị thành viên là leoc Production B.V., hiện nắm giữ 75% cổ phần tại dự án phát triển Tây



Eni đã hoạt động tại Ai Cập từ năm 1954. Nguồn: Enistoria.eni.com

Abu Madi, trong khi đó BP nắm giữ 25% cổ phần của dự án. Eni đã hoạt động tại Ai Cập từ năm 1954 và là một trong những nhà sản xuất năng lượng chính tại quốc gia Bắc Phi này, với sản lượng tương đương khoảng 180.000 thùng dầu/ngày.

Nguyễn Tùng (theo Eni.com)

Total đưa nhà máy sản xuất dầu nhờn tại Singapore vào hoạt động



Nhà máy sản xuất dầu nhờn của Total tại Singapore có công suất 310.000 tấn/năm. Nguồn: Channelnewsasia.com

Total (Pháp) vừa đưa vào hoạt động nhà máy sản xuất dầu nhờn lớn nhất tại Singapore, với tổng giá trị đầu tư lên tới 150 triệu USD (202 triệu SGD). Cơ sở mới này sẽ góp phần nâng sản lượng cung cấp các sản phẩm dầu nhờn của tập đoàn này tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương, nơi chiếm tới hơn 25% doanh số bán hàng của Total.

Nhà máy có công suất 310.000 tấn sản phẩm hóa dầu/năm, đáp ứng nhu cầu cho các ngành như ô tô, công nghiệp và hàng hải. Với cơ sở mới, Total có thể tăng gấp đôi sản lượng dầu mỡ bôi trơn tại Singapore, đưa năng lực sản xuất tại

khu vực lên 30% khi Nhà máy hoạt động hết công suất. Total cho biết nhà máy được đặt tại Singapore, rất thuận lợi để cung cấp các sản phẩm hóa dầu cho toàn bộ khu vực châu Á. Đây cũng là nhà máy được tự động hóa cao, góp phần tiết giảm lao động và tăng năng suất, chất lượng.

Phó Thủ tướng Singapore Tiêu Chí Hiển nhấn mạnh ngành công nghiệp năng lượng và hóa chất có vị trí quan trọng và chiếm 1/3 tổng sản lượng sản xuất tại quốc gia này. Chính phủ Singapore khẳng định sẽ tiếp tục dành sự ưu tiên cao, đặc biệt là áp dụng các giải pháp sáng tạo để duy trì khả năng cạnh tranh và đảm bảo tăng trưởng bền vững cho ngành công nghiệp năng lượng và hóa chất.

Theo thống kê của Total, nhu cầu về sản phẩm dầu mỡ bôi trơn ở khu vực châu Á sẽ tăng 18% và đạt 20 triệu tấn vào năm 2025, chiếm gần một nửa nhu cầu thế giới. Trên cơ sở đó, các ngành công nghiệp dầu mỡ bôi trơn ở châu Á sẽ có mức tăng trưởng 2,5%/năm và đạt doanh thu 70 tỷ USD vào năm 2020.

Mỹ Bình (theo Channel NewsAsia)

PAKISTAN XÂY DỰNG ĐƯỜNG ỐNG NHẬP KHẨU KHÍ ĐỐT TỪ TRUNG QUỐC

Bộ trưởng Dầu khí và Tài nguyên Thiên nhiên Pakistan, ông Shahid Khaqan Abbasi cho biết nước này sẽ triển khai xây dựng tuyến đường ống dài 700km trong tháng 10/2015 để nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) từ Trung Quốc. Ông Shahid cho biết 85% kinh phí của dự án do Trung Quốc tài trợ và dự kiến sẽ hoàn thành trong năm 2018.

OMAN VÀ IRAN TRIỂN KHAI DỰ ÁN KHÍ 60 TỶ USD

Oman và Iran đang chuẩn bị triển khai dự án trung chuyển khí đốt từ Iran đến Oman thông qua một tuyến đường ống ngầm xuyên qua vịnh Persian. Dự án trị giá 60 tỷ USD này được hai bên ký kết năm 2013 nhằm vận chuyển 10 triệu m³ khí/ngày từ Iran tới Oman trong thời hạn 15 năm, góp phần thúc đẩy xuất khẩu khí của Iran trong khu vực, đặc biệt là các nước châu Á.

Nguyễn Tùng (TTXVN)

Iran ký hợp đồng xây dựng đường ống dẫn khí trị giá 2,3 tỷ USD



Khai thác khí tại mỏ South Pars. Nguồn: Sadra.ir

Ngày 13/7/2015, các doanh nghiệp của Iran đã ký thỏa thuận trị giá 2,3 tỷ USD nhằm xây dựng 1.300km đường ống dẫn khí giúp xuất khẩu khí đốt sang các nước trong khu vực và châu Âu trong tương lai gần.

Dự án đường ống dẫn khí Trunkline-6 (IGAT-6) từ mỏ khí khổng lồ South Pars sẽ góp phần đẩy mạnh sản lượng xuất khẩu của Iran sang các quốc gia láng giềng trong đó có Iraq và Thổ Nhĩ Kỳ.

Công ty Phát triển và Ứng dụng công nghệ khí đốt Iran (IGEDC) và Công ty Phát triển Năng lượng Pasargad đã ký kết hợp đồng xây dựng - kinh doanh - chuyển giao (BOT). Theo đó, các bên tham gia dự án sẽ cung cấp 25% tài chính, trong khi Quỹ Phát triển Quốc gia của Iran đảm trách phần còn lại. Hợp đồng bao gồm xây dựng 590km đường ống tới khu vực biên giới với Iraq cùng 5 trạm nén khí trong thời gian 2 năm.

Giám đốc điều hành IGEDC, ông Alireza Gharibi, cho biết xuất khẩu khí đốt của Iran tới Iraq sẽ được triển khai trên 2 tuyến đường ống nối với Baghdad và Basra. Ban đầu, Iran dự kiến cung cấp khoảng 4 triệu m³ khí/ngày cho Iraq, tuy nhiên sau đó Tehran đã phải nâng sản lượng xuất khẩu lên mức 35 triệu m³/ngày để cung cấp năng lượng cho 3 nhà máy phát điện của Iraq.

Minh Anh (theo TTXVN)

EU ký Bản ghi nhớ về hội nhập thị trường khí đốt

Bản ghi nhớ và kế hoạch hành động về hội nhập thị trường khí đốt và đa dạng hóa nguồn cung khí đốt đã được ký kết giữa đại diện Ủy ban châu Âu (EC) và 13 quốc gia gồm: Áo, Bulgaria, Croatia, Hy Lạp, Hungary, Italy, Romania, Slovakia, Slovenia, Albania, Macedonia, Serbia và Ukraine. Dự kiến, Bosnia và Herzegovina, Moldova cũng sẽ ký vào văn kiện này.

EC cho biết: “Thị trường năng lượng EU được gắn kết hiệu quả, nơi năng lượng tự do đi qua biên giới và không một nước thành viên nào còn bị cô lập khỏi các hệ thống năng lượng của EU, là điều kiện tiên quyết để tạo ra liên minh năng lượng bền vững”. Theo thỏa thuận được ký, các bên sẽ đẩy nhanh việc xây dựng các liên kết còn thiếu của cơ sở hạ tầng khí đốt, cũng như tối ưu hóa việc sử dụng các cơ sở hạ tầng hiện có.

EC lưu ý “một số dự án cơ sở hạ tầng, như tuyến đường ống xuyên Adriatic (TAP), kho chứa khí đốt tự nhiên hóa lỏng (LNG) ở Croatia và hệ thống di tản, củng cố hệ thống đường ống ở Bulgaria và Romania, cũng như các kết nối giữa Hy Lạp và Bulgaria, giữa Serbia và Bulgaria được xác định là các ưu tiên hàng đầu trong Kế hoạch hành động kèm theo Bản ghi nhớ này”. Các dự án ưu tiên sẽ được giám sát chặt chẽ để đảm bảo thực hiện kịp thời và sử dụng tài nguyên hiệu quả. EC cũng nhấn mạnh các bên



EU đẩy nhanh việc xây dựng cơ sở hạ tầng và đa dạng hóa nguồn cung khí đốt.

Nguồn: Neurope.eu

tham gia ký Bản ghi nhớ sẽ tự túc kinh phí cho việc thực hiện các dự án cơ sở hạ tầng, nhưng nếu cần thiết để đảm bảo việc hoàn thành các dự án đúng thời hạn thì sự tham gia của Ngân hàng Đầu tư châu Âu (EIB) và Ngân hàng Tái thiết và Phát triển châu Âu (EBRD) sẽ được các nước thuộc khối liên kết khí giữa các nước Trung Đông Âu và Đông Nam Âu (CESEC) xem xét.

Nguyễn Xuân (theo Europa.eu)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cán cân cung - cầu dầu mỏ

Giá dầu thế giới tuần cuối tháng 7/2015 tiếp tục sụt giảm, trong bối cảnh chứng khoán Trung Quốc giảm mạnh nhất kể từ tháng 2/2007. Diễn biến này tác động mạnh đến thị trường tài chính toàn cầu, làm dấy lên quan

ngại nhu cầu năng lượng của Trung Quốc sụt giảm và sẽ gây áp lực lên thị trường dầu mỏ. Khép lại phiên giao dịch ngày 27/7, tại thị trường New York, giá dầu WTI giao tháng 9/2015 giảm 75 UScent xuống 47,39USD/thùng. Tại London (Anh), giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ hạn giảm 1,15USD và đóng cửa ở mức 53,47USD/thùng.

Bảng 1. Cung - cầu dầu mỏ năm 2015

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

TT	Cung - cầu	Thời gian	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm 2015
A	Cầu		93,5	93,1	94,3	95,0	94,0
	OECD		46,5	45,1	46,1	46,5	46,0
1	Bắc Mỹ		24,2	23,8	24,3	24,5	24,2
	Châu Âu		13,6	13,5	13,9	13,6	13,7
	Châu Á/Thái Bình Dương		8,7	7,8	7,9	8,3	8,2
	Các nước ngoài OECD		47,0	47,9	48,3	48,5	47,9
	Liên Xô cũ		4,6	4,7	4,8	4,8	4,7
	Châu Âu		0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Trung Quốc		10,5	10,8	10,7	11,0	10,8
	Các nước châu Á khác		12,5	12,6	12,3	12,8	12,6
	Mỹ Latinh		6,7	6,8	7,0	7,0	6,9
	Trung Đông		7,9	8,3	8,7	8,1	8,3
	Châu Phi		4,0	4,1	4,0	4,1	4,1
B	Cung		95,3	95,9	95,6	95,4	95,6
1	Các nước ngoài OPEC		58,3	58,0	57,7	57,9	58,0
	OECD		23,8	23,3	23,0	23,5	23,4
1.1	Bắc Mỹ		19,9	19,5	19,3	19,5	19,6
	Châu Âu		3,4	3,3	3,2	3,4	3,3
	Châu Á		0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
	Các nước ngoài OECD		30,5	30,2	29,9	30,0	30,0
	Liên Xô cũ		14,0	14,0	13,8	13,8	13,9
	Châu Âu		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc		4,3	4,3	4,2	4,2	4,3
	Các nước châu Á khác		3,7	3,7	3,7	3,8	3,7
	Châu Mỹ Latinh		4,6	4,5	4,5	4,5	4,5
	Trung Đông		1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
	Châu Phi		2,4	2,3	2,3	2,3	2,3
1.3	Số lượng tăng thêm sau chế biến		2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
1.4	Nhiên liệu sinh học		1,8	2,3	2,6	2,3	2,2
2	OPEC		37,0	37,9	37,9	37,5	37,6
2.1	Dầu thô		30,5	31,3	31,3	30,8	31,0
2.2	NGL		6,5	6,6	6,6	6,7	6,6
	Thay đổi dự trữ		1,9	2,8	1,3	0,4	1,6

Nguồn: International Energy Agency - Oil & Gas Journal 6/7/2015

Bảng 2. Diễn biến giá dầu và sản phẩm lọc dầu trên thị trường Mỹ trong giai đoạn 2011 - 2015

Năm	Giá dầu đầu giếng USD/thùng	Giá dầu mua tại cơ sở lọc dầu USD/thùng	Giá xăng ô tô các loại UScent/gallon	Giá diesel cho xe vận tải, tàu hỏa UScent/gallon	Giá xăng máy bay và dầu hỏa UScent/gallon	Giá spot khí đốt USD/MMBtu
2011	95,73	101,87	357,7	384,0	305,4	4,00
2012	94,52	100,93	369,5	396,8	310,4	2,75
2013	95,99	100,49	358,4	392,2	297,9	3,73
2014	87,39	91,98	342,5	382,5	277,2	4,36
2015	46,98	55,68	251,4	283,7	186,3	3,02

Nguồn: US Energy Information Administration, Oil & Gas Journal 6/7/2015

Bảng 3. Công suất khai thác và sản lượng của các nước OPEC trong tháng 5/2015

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Nước	Sản lượng	Công suất khai thác	Công suất còn thừa
Algeria	1.110	1.140	30
Angola	1.770	1.800	30
Ecuador	550	570	20
Iran	2.850	3.600	750
Iraq	3.850	3.900	50
Kuwait	2.760	2.820	60
Libya	450	500	50
Nigeria	1.760	1.920	160
Qatar	670	700	30
Saudi Arabia	10.250	12.340	2.090
Các tiểu vương quốc Ả rập thống nhất (UAE)	2.870	2.940	70
Venezuela	2.440	2.490	50
Tổng OPEC	31.330	34.720	3.390

Nguồn: International Energy Agency, Oil & Gas Journal 6/7/2015

Trong thời gian gần đây, nhu cầu dầu mỏ tăng, tuy chưa mạnh nhưng đã theo chiều hướng ổn định; sản lượng của các nước ngoài OPEC (đặc biệt là Mỹ) giảm nhẹ nhưng liên tục... đã thu hẹp khoảng cách chênh lệch cung - cầu (Bảng 1). Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), nhu cầu dầu thô thế giới năm 2015 sẽ tăng lên mức 94 triệu thùng/ngày từ mức trung bình 92,6 triệu thùng/ngày của năm 2014. Trong đó, nhu cầu của các nước OECD sẽ tăng 400.000 thùng/ngày, lên mức 46 triệu thùng/ngày; nhu cầu của các nước ngoài OECD sẽ tăng 1 triệu thùng/ngày, lên mức 47,9 triệu thùng/ngày, với mức tăng cao nhất ở Trung Quốc và các nước châu Á.

Do mâu thuẫn trong nội bộ, OPEC khó có thể tiếp tục thực hiện chủ trương duy trì giá dầu ở mức thấp như một thứ vũ khí điều khiển giá dầu nhằm giữ vị trí độc quyền trên thị trường trong trung hạn và dài hạn (Bảng 3). Dự kiến đến cuối năm 2015 giá dầu Brent có thể sẽ ổn định ở mức 75USD/thùng hoặc cao hơn.

Thị trường năng lượng Mỹ

Mỹ tiêu thụ đến ¼ sản lượng dầu khí thế giới, nên diễn biến giá dầu khí cũng như hiệu quả tiêu thụ năng

lượng ở Mỹ có tác động trực tiếp hoặc gián tiếp đến thị trường toàn cầu.

Từ năm 2011 đến nay, giá dầu thô, khí đốt và sản phẩm dầu khí ở Mỹ có xu hướng giảm, giúp Mỹ phục hồi nền kinh tế nhanh hơn, giảm giá thành các sản phẩm công nghiệp, nông nghiệp, vận tải..., nâng cao sức cạnh tranh của hàng hóa Mỹ trên thị trường nội địa và thế giới (Bảng 2). Trong lúc giá dầu thô đầu giếng cũng như giá dầu thô cung cấp tại các nhà máy lọc dầu trong giai đoạn 2013 - 2015 giảm khoảng 40% nhưng giá sản phẩm lọc dầu chỉ giảm khoảng 30% và giá khí đốt giảm khoảng 25% hoặc gần như ổn định trong mùa đông. Mức chênh lệch giữa giá dầu Brent và WTI từ tháng 2 - 5/2015 dao động trong khoảng từ 11USD/thùng đến 4,82USD/thùng theo chiều hướng giảm và đến tháng 6/2015 mức chênh lệch chỉ còn 53 UScents/thùng. Điều này cho thấy vai trò chi phối thị trường của sản lượng dầu khí Mỹ vẫn tăng, ngược với mục tiêu của Saudi Arabia và Kuwait muốn OPEC quay lại vị trí độc quyền quyết định giá dầu khí toàn cầu.

Tổng nhiên liệu lỏng tiêu thụ ở Mỹ năm 2015 dự kiến tăng 0,35 triệu thùng/ngày so với năm 2014, lên mức 19,38 triệu thùng/ngày.

Để có 1USD GDP, trong giai đoạn 2014 - 2015, Mỹ tiêu thụ 2.200Btu dầu thô hoặc 1.700Btu khí đốt (Bảng 4). Nhìn chung, hiệu quả sử dụng năng lượng dầu khí ở Mỹ rất cao so với các nước OECD khác.

Sản lượng dầu thô Mỹ gần như tăng liên tục trong thời gian qua, kéo theo sự phát triển của ngành lọc hóa dầu. Tổng khối lượng dầu thô nguyên liệu cho các nhà máy lọc dầu Mỹ đạt 16,1 triệu thùng/ngày (năm 2014) và dự báo sẽ tăng 1,8% trong năm 2015. Theo báo cáo tổng công suất lọc dầu hàng năm của EIA, gần 75% của mức gia tăng nguyên liệu đầu vào của một nhà máy lọc dầu Mỹ là do tăng hệ số sử dụng thiết bị có sẵn của nhà máy so với năm 2010. 25% còn lại là do mở rộng công suất nhà máy. Công suất lọc dầu có thể hoạt động trung bình trong nửa đầu năm 2015 đạt 17,88 triệu thùng/



Bảng 4. Tiêu thụ và hiệu quả sử dụng năng lượng dầu khí ở Mỹ

Năm	Tiêu thụ năng lượng dầu (nghìn tỷ Btu)	Năng lượng dầu tiêu thụ/GDP (Btu/1USD GDP)	Tiêu thụ năng lượng khí đốt (nghìn tỷ Btu)	Năng lượng khí tiêu thụ/GDP (Btu/1USD GDP)	Tỷ lệ năng lượng dầu-khí/tổng năng lượng tiêu thụ ở Mỹ (%)
1975	32.732	6.100	19.948	3.700	73,2
2000	38.266	3.000	23.824	1.900	62,8
2005	40.303	2.800	22.565	1.600	62,7
2010	35.489	2.400	24.575	1.700	61,4
2014	34.783	2.200	27.592	1.700	63,4
2015	35.426	2.200	28.337	1.700	64,4

Nguồn: US Energy Information Administration, Oil & Gas Journal 6/7/2015

Bảng 5. 10 Tập đoàn sản xuất ethylene hàng đầu thế giới (1/2015)

TT	Tập đoàn	Địa chỉ	Công suất (tấn/năm)
1	Formosa Petrochemical Corp.	Mailian, Taiwan	2.935.000
2	Nova Chemicals Corp.	Joffre, Alta.	2.811.792
3	Arabian Petrochemical Co.	Jubail, Saudi Arabia	2.250.000
4	ExxonMobil Chemical Co.	Baytown, Tex.	2.200.000
5	ChevronPhillips Chemical Co.	Sweeny, Tex.	1.950.113
6	ExxonMobil Chemical Co.	Jurong Island	1.900.000
7	Dow Chemical Co.	Terneuzen, Netherlands	1.800.000
8	Ineos Olefins & Polymers	Chocolate Bayou, Tex.	1.752.000
9	Equistar Chemicals LP	Channelview, Tex.	1.750.000
10	Yanbu Petrochemical Co.	Yanbu, Saudi Arabia	1.705.000

Nguồn: Oil & Gas Journal 6/7/2015

ngày và dự kiến còn có thể tăng thêm trong cuối năm vì nhiều nhà máy lọc dầu đang triển khai nâng cấp, mở rộng. Hệ số sử dụng công suất lọc dầu trong năm 2015 (17,92 triệu thùng/ngày) sẽ đạt 90,8%, so với mức 90,4% của năm 2014. Kết hợp các yếu tố giữ hệ số sử dụng cao bao gồm nhu cầu xăng tăng, chi phí đầu vào thấp, cơ hội

xuất khẩu tăng sẽ đưa lại lợi nhuận cao. Trong 5 tháng đầu năm 2015, lợi nhuận lọc dầu ở Gulf Coast (vùng vịnh Mexico) đạt trung bình 11,81USD/thùng, tăng 22% so với cùng kỳ năm trước, trong khi đó ở East Coast (bờ Đông) chỉ đạt 5,87USD/thùng, nhưng ở West Coast (bờ Tây Mỹ) lợi nhuận cao hơn, đạt 22,88USD/thùng.



Ảnh: Business Wire

Do sản lượng khí phi truyền thống tăng cao nên lượng khí tham gia thị trường nội địa Mỹ vượt quá mức tăng nhu cầu. Theo dự báo của Oil & Gas Journal, tổng lượng khí tiêu thụ tại thị trường Mỹ năm 2015 sẽ là 27,53Tcf, tăng 0,71Tcf so với năm 2014. Mức gia tăng này chủ yếu là do chủ trương chuyển từ việc sử dụng than đá sang sử dụng khí đốt để sản xuất điện và một phần nhỏ do các ngành công nghiệp gia tăng sử dụng khí đốt, nhất là trong công nghiệp hóa dầu. Nhu cầu khí đốt cho sinh hoạt và cho thương mại sẽ giảm trong năm 2015.

Theo thống kê của Baker Hughes Inc, tổng số giàn khoan khí năm 2015 giảm từ mức 328 giàn hồi đầu năm xuống chỉ còn 223 giàn vào ngày 19/6/2015. Mặc dù hoạt động khoan khai thác khí giảm làm cho sản lượng khí condensate giảm nhưng sản lượng khí khô trên thị trường vẫn tăng, phản ánh hiệu quả công nghệ khai thác tăng, đặc biệt là ở các mỏ khí phiến sét.

Trong giai đoạn 2010 - 2014, lượng khí đốt Mỹ xuất khẩu sang Mexico đã tăng gấp đôi. Bộ Năng lượng Mexico dự kiến nhập khẩu khí đốt của nước này sẽ tiếp tục tăng và đạt mức trung bình là 3,8Bcf/ngày vào năm 2018.

Năm 2015 lượng khí nhập khẩu của Mỹ dự báo sẽ đạt 2,62Tcf, trong đó 97% là từ Canada, giảm 2,6% so với năm 2014. Do sản lượng khí tăng nên dự báo đến tháng 10/2015 kho khí dự trữ quốc gia sẽ đạt 3.912Bcf, cao hơn mức trung bình của 5 năm qua 115Bcf.

Thị trường hóa dầu

Theo thống kê của Oil & Gas Journal, công suất sản xuất ethylene trên toàn thế giới đầu năm 2015 giảm hơn 2 triệu tấn/năm so với cùng kỳ năm 2014, chỉ còn 143,8 triệu tấn/năm. Danh sách 10 khu liên hợp sản xuất ethylene lớn nhất thế giới được trình bày trong Bảng 5.

Phân theo khu vực thì công suất sản xuất ethylene châu Á - Thái Bình Dương chiếm 45.455.000 tấn/năm, Bắc Mỹ 35.045.780 tấn/năm, Trung Đông và châu Phi 27.507.000 tấn/năm, Tây Âu 22.745.265 tấn/năm, Đông Âu 7.971.000 tấn/năm và Nam Mỹ 5.038.500 tấn/năm. Ở Đông Nam Á, công suất sản xuất ethylene Thái Lan đứng đầu với 3.532.000 tấn/năm, tiếp theo là Malaysia (1.723.000 tấn/năm), Indonesia (600.000 tấn/năm) và Philippines (320.000 tấn/năm).

Trên thế giới còn có rất nhiều nhà máy ethylene đang được mở rộng hoặc xây dựng mới với vốn đầu tư từ 330 triệu USD đến 5,2 tỷ USD, công suất từ 113.000 - 1.050.000 tấn/năm, sẽ đưa vào sản xuất trong các năm 2015 - 2018 với 2 sản phẩm chủ yếu là HDPE (chất dẻo tỷ trọng cao) và LDPE (chất dẻo tỷ trọng thấp).

Ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, Shell đã kết thúc kế hoạch nâng cấp - mở rộng liên hợp ethylene cracker (ECC) ở đảo Bukom, Singapore. Cùng với Nhà máy Lọc dầu Pulau Bukom công suất 462.000 thùng/ngày và Nhà máy Monoethylene glycol (MEG) trên đảo Jurong công suất 750.000 tấn/năm, liên hợp này trở thành một bộ phận của Shell Eastern Petrochemicals Complex tích hợp khổng lồ. Ngược lại, China Petrochemical Corp. (Sinopec) lại hoãn kế hoạch xây dựng nhà máy ethylene, công suất thiết kế 1 triệu tấn/năm, với vốn đầu tư 3,1 tỷ USD tại tỉnh Sơn Đông.

Ở Malaysia, Petronas đã ký hợp đồng với Axens cung cấp công nghệ và thiết bị cho nhà máy lọc dầu và liên hợp phát triển tích hợp lọc hóa dầu (RAPID) tại Pengerang, Đông Nam Johor. Công suất nhà máy lọc dầu được đề xuất là 300.000 thùng/ngày, sẽ sản xuất naphtha và khí dầu lỏng làm nguyên liệu cho liên hợp hóa dầu sản xuất các sản phẩm đa chủng loại cũng như xăng theo tiêu chuẩn châu Âu để đáp ứng nhu cầu tăng của các mặt hàng này ở thị trường châu Á - Thái Bình Dương trong tương lai. Đề án RAPID ước tính có chi phí là 16 tỷ USD nhưng còn cần phải đầu tư thêm 11 tỷ USD để mua các trang thiết bị đi kèm. Theo kế hoạch, Liên hợp RAPID sẽ được đưa vào hoạt động trong đầu năm 2019 và sẽ trở thành một trong những trung tâm lọc hóa dầu lớn nhất trong khu vực.

Hà Phong (giới thiệu)

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH (từ ngày 1/1 - 30/6/2015)

Trong 6 tháng đầu năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đã hoàn thành 19 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 các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 30/6/2015. 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 ĐÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Đánh giá khai thác các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh do Biển Đông POC điều hành	Nguyễn Minh Quý	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	753/BB-DKVN, 2/2/2015
2	Nghiên cứu, đánh giá khả năng bơm ép polymer cho tầng Miocene hạ mỏ Bạch Hổ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu	Phạm Trường Giang	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3883/BB-DKVN, 12/6/2015
3	Hướng dẫn thực hiện công tác phát triển mỏ dầu khí	Vũ Mạnh Hào, Lê Vũ Quân	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3883/BB-DKVN, 12/6/2015
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt để nâng cao hiệu suất thu hồi dầu vỉa cát kết Miocene mỏ Bạch Hổ	Nguyễn Quỳnh Anh	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	495/BB-DKVN, 22/1/2015
2	Lựa chọn công nghệ xử lý sản phẩm tích hợp vào dây chuyền sản xuất bio-ethanol tại các nhà máy sản xuất bio-ethanol có phần góp vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Đình Việt	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	495/BB-DKVN, 22/1/2015
3	NVTX: Phân tích đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Sư Tử Trắng (condensate thương mại) nhằm bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Bá Khoa	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	495/BB-DKVN, 22/1/2015
4	Đánh giá mức độ ảnh hưởng của các tạp chất kim loại Fe, Ca và Na trong dầu thô đến hiệu quả hoạt động của phân xưởng RFCC tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Nguyễn Hữu Lương	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3675/BB-DKVN, 4/6/2015
5	So sánh, đánh giá và đề xuất phương án công nghệ loại bỏ H ₂ S trong khí từ mỏ Cá Voi Xanh	Trần Vĩnh Lộc	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3675/BB-DKVN, 4/6/2015
6	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc (dầu thô, khí) và mỏ Hải Sư Đen (dầu thô) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Thị Anh Thư	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3675/BB-DKVN, 4/6/2015
7	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Lan Đỏ (khí, condensate), mỏ Đại Hùng 02 và Thổ Trắng (khí) nhằm bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Xuân Hợp	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3675/BB-DKVN, 4/6/2015
8	Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất xúc tác FCC tại Việt Nam	Trần Nam Thanh	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4412/BB-DKVN, 1/7/2015
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Ngãi	Thái Cẩm Tú	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	320/BB-DKVN, 15/1/2015
2	Rà soát cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và kế hoạch ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí	Phùng Đình Liễu	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	320/BB-DKVN, 15/1/2015

TT	Đề tài, nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
IV LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Xây dựng cơ sở dữ liệu danh mục các tiêu chuẩn và phần mềm hiện có tại các đơn vị, các Ban QLDA của Tập đoàn	Hoàng Mạnh Anh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	406/BB-DKVN, 20/1/2015
2	Nghiên cứu xây dựng tiêu chuẩn bổ nhiệm, miễn nhiệm, tiêu chí đánh giá, chính sách đãi ngộ và xử lý trách nhiệm đối với người đại diện của PVN tại doanh nghiệp khác	Phạm Thị Thanh Tuyền	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	467/BB-DKVN, 22/1/2015
3	Nghiên cứu hoàn thiện phương pháp xây dựng giá thành sản phẩm và đề xuất một số giải pháp giảm giá thành sản phẩm cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đặng Thị Thuỳ Dung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	621/BB-DKVN, 27/1/2015
4	Nghiên cứu đề xuất cơ chế chính sách phát triển thị trường khí tại Việt Nam giai đoạn đến 2020 tầm nhìn 2030	Nguyễn Thị Thanh Lê	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4235/BB-DKVN, 25/6/2015
V LĨNH VỰC KHÁC					
1	Nghiên cứu soạn thảo Quy chế Giải thưởng về khoa học công nghệ ngành Dầu khí	Ngô Thường San	Hội Dầu khí Việt Nam	PAC/VPA	2734/BB-DKVN, 27/4/2015
2	Tổng kết kinh nghiệm xử lý nền đất yếu và đề xuất giải pháp hiệu quả xử lý nền trong xây dựng công trình dầu khí	Phạm Quyết Thắng, Viện Khoa học Công nghệ Xây dựng	Ban Xây dựng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	PAC	3876/BB-DKVN, 12/6/2015

Phạm Văn Huy

Ghi chú:

VPI	Viện Dầu khí Việt Nam
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)
VPA	Hội Dầu khí Việt Nam



Biện pháp thả và gỡ an toàn neo công nghệ khi cáp neo giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển

Khi thả các neo công nghệ cho tàu cầu tại các điểm có giao cắt với cáp viễn thông ở đáy biển, móc giữ hoặc phao neo được sử dụng để tránh cho cáp va chạm vào các công trình ngầm. Phao neo giúp nâng cáp neo tại các điểm giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển, tránh cho cáp neo cọ xát vào cáp viễn thông. Theo đó, neo trên boong tàu làm neo được nối với tàu cầu bằng cáp neo. Khi tàu làm neo di chuyển đến điểm thả neo, cáp giữ neo sẽ nhả từ từ khỏi tang cáp đặt trên tàu cầu đến độ dài đã định trước (trên cáp neo có gắn các kẹp nối với đoạn cáp phao tiêu có gắn phao neo).

Tuy nhiên, phương pháp này có nhược điểm là khi kéo cáp đến điểm thả neo, lực nâng của phao neo có hạn nên chỉ nâng được một phần cáp, phần còn lại sẽ trượt dưới đáy biển, có thể sẽ va chạm vào các đường ống và cáp cắt ngang. Sự cọ xát này sẽ làm đứt cáp, mắc kẹt vào ống và gây hư hỏng. Trước đây các công trình ngầm dưới biển còn ít nên chưa xảy ra sự cố. Hiện nay với sự phát triển mạnh mẽ của công nghiệp khai thác dầu khí cũng như khoa học công nghệ, dưới đáy biển tại khu vực làm việc của các tàu cầu có rất nhiều các công trình cáp, ống ngầm và liên tục xảy ra các sự cố, gây thiệt hại lớn về kinh tế.

Để tránh sự cọ xát của cáp neo với cáp viễn thông dưới đáy biển, nhóm tác giả thuộc Xí nghiệp Vận tải biển - Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" đã đề xuất giải pháp thả và gỡ an toàn neo công nghệ khi cáp neo giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển. Theo đó, quy trình thả neo/thu neo được thực hiện như sau:

Đoạn cáp thứ nhất nằm phía sau điểm tiếp xúc với ống ngầm sẽ được thả trước từ tang cáp neo công nghệ

trên tàu cầu sang quần vào tang tời kéo của tàu làm neo, sau khi quần hết độ dài đoạn cáp thứ nhất sẽ được gắn phao neo trung gian. Khi tàu làm neo bắt đầu di chuyển về vị trí thả neo, đoạn cáp thứ hai sẽ tiếp tục được xả khỏi tang cáp trên tàu cầu. Đến vị trí giao tiếp với cáp ngầm (hết đoạn cáp thứ hai) thì khóa hãm tang tời neo công nghệ trên tàu cầu, tàu làm neo sẽ thả phao neo xuống và tiếp tục di chuyển đến vị trí thả neo, lúc này cáp neo sẽ được xả từ tang của tàu làm neo.

Việc gỡ neo sẽ tiến hành theo trình tự ngược lại: Tàu làm neo nhấc neo lên boong tàu. Dùng hàm cá mập kẹp giữ cáp, tháo neo ra khỏi cáp. Quần đoạn cáp thứ nhất vào tang tời đồng thời di chuyển về phía phao neo. Khi tàu làm neo thu cáp đến vị trí phao neo thì sẽ hãm tời của tàu lại, lúc này tời công nghệ của tàu cầu bắt đầu làm việc để thu đoạn cáp thứ hai còn lại khi tàu làm neo tiếp tục di chuyển về phía tàu cầu.

Biện pháp thả và gỡ an toàn neo công nghệ khi cáp neo giao cắt với cáp viễn thông dưới đáy biển đã khắc phục được sự cố cáp va chạm vào các công trình ngầm dưới biển, nâng cao hệ số an toàn trong thực hiện công việc, tránh được những thiệt hại do sự cố gây ra, tiết kiệm chi phí sửa chữa. Lợi ích kinh tế khi thực hiện giải pháp trên ước đạt trên 400 nghìn USD.

Giải pháp trên được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đã được áp dụng cho tàu cầu và rải ống như Hoàng Sa, Trường Sa và Côn Sơn khi thả neo ở các khu vực giao cắt với các công trình ngầm.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)

